

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 і режимів роботи електричних систем та аналіз організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

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

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Гринь О. О.

Керівник, доцент, канд. техн. наук

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Гриня Олександра Олеговича

1 Тема роботи “Розрахунок параметрів обладнання і режимів роботи електричних систем та аналіз організаційних заходів щодо зниження 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;
- індивідуальне завдання;
- аналіз організаційних 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	27.04.-14.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2020	
4	Аналіз організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії	29.05.-05.06.2020	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Гринь О.О.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 73, рис. 10, табл. 24, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання і режимів роботи електричних систем та аналіз організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / О. О. Гринь; керівник І.Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 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, диференціальний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

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

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

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз організаційних 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

ТП – трансформаторна підстанція

УД – узагальнена діаграма

ЦП – центральна підстанція

Зміст

	Вступ.....		8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій		10
1.1	Вибір напруг ліній		10
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній		12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій		13
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів		15
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах		17
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження		19
2	Розрахунок електричної частини підстанції		21
2.1	Вибір трансформаторів власних потреб		22
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання		24
2.3	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини		26
2.4	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги		29
2.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв		36
2.6	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина		39
2.7	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина		40
2.8	Заземлювальні пристрої підстанції		41
3	Розрахунок релейного захисту		42
3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21.....		42
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається		44
3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21.....		45
3.4	Захист від надструмів при зовнішніх КЗ		52

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ								
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	“Розрахунок параметрів обладнання і режимів роботи електричних систем та аналіз організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Гринь О.О				У	6	73
Перев.		Лебединський						
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський			СумГУ ЕТдн-51п			

3.5	Газовий захист трансформатора.....	54
4	Аналіз організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії.....	56
4.1	Оптимізація місць розмикання ліній 6-10, 35 кВ з двостороннім живленням.....	56
4.2	Оптимізація ведення режимів роботи основної мережі по напрузі, коефіцієнтам трансформації і реактивної потужності	57
4.3	Вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії	60
4.4	Оптимізація робочих напруг в центрах живлення радіальних електричних мереж.....	61
4.4.1	Метод розрахунку	61
4.4.2	Рекомендації щодо регулювання напруги.....	61
4.4.3	Режим регулювання напруги в ЦП	62
4.4.4	Вибір відгалужень РТ.....	64
4.4.5	Усунення неприпустимих втрат потужності і напруги в низьковольтній мережі.....	65
4.4.6	Місцеве регулювання напруги.....	66
	Висновки	68
	Література.....	69
	Додаток А.....	72
	Додаток Б.....	73

Вступ

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

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

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

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

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ

Арк.

8

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

					БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані

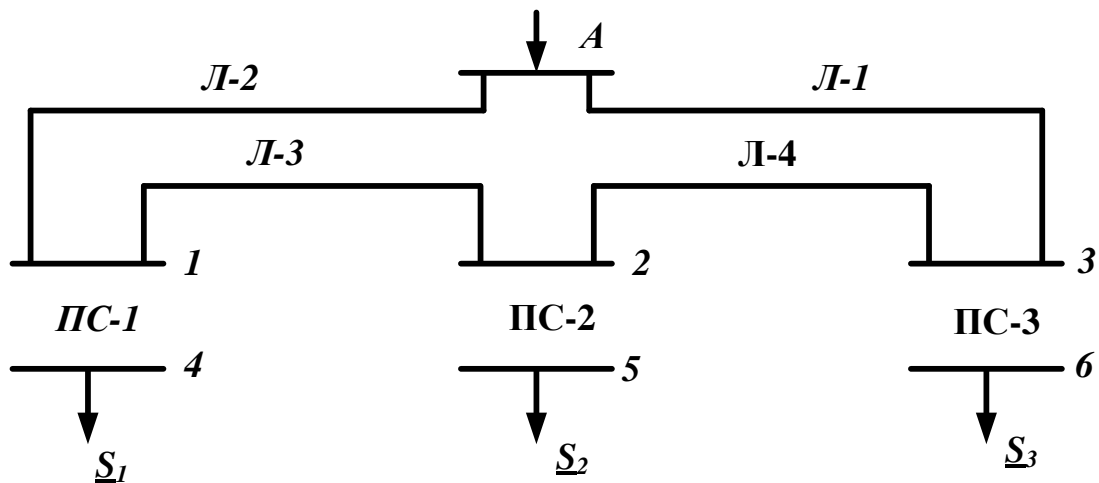


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі

Таблиця 1.1 - Вихідні дані до схеми

Довжина ПЛ, км				Потужності навантажень вузлів, МВА		
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S_1	S_2	S_3
40	50	40	30	$\frac{60+j30}{II}$	$\frac{10+j10}{I}$	$\frac{60+j45}{III}$

1.1 Вибір напруг ліній

Навантаження вузла 3 приймається рівним сумі навантажень вузлів 5 і 6, навантаження вузла 2 - дорівнює сумі навантажень вузла 4 і 2. Зображується замкнута мережа, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рисунок 1.2). Визначаються розрахункові навантаження вузлів 1, 2 і 3 [1,2].

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_1 = 60 + j30 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_2 = 10 + j10 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_4 = 60 + j45 \text{ МВА};$$

					БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Гринь О.О				“Розрахунок замкненої електричної мережі”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					У	10	73
Нач.бюро						СумГУ ЕТДН-51п		
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

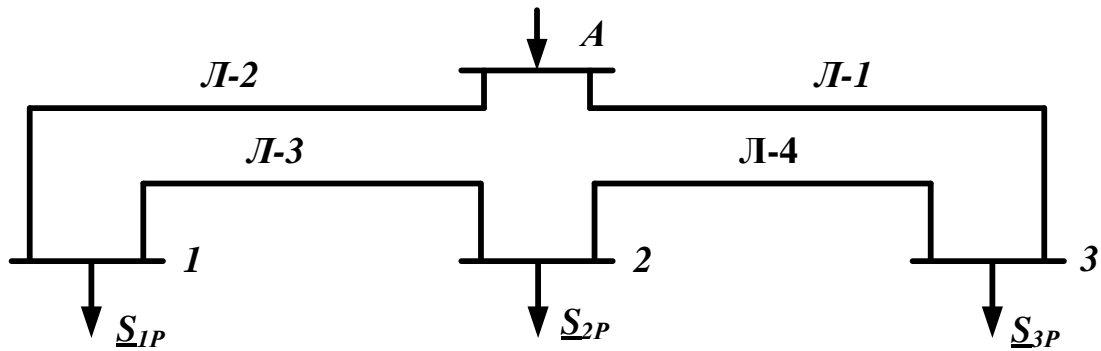


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

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

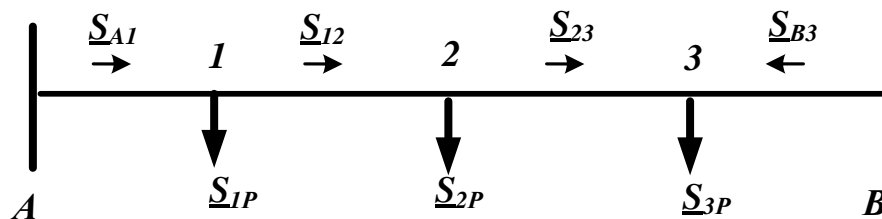


Рисунок 1.3 – Разімкнута мережа

Визначаються потужності на ділянках розімкненої мережі:

$$\underline{S}_{AI} = \frac{\underline{S}_{IP} \cdot (l_{I2} + l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{AI} + l_{I2} + l_{23} + l_{3B}} = 60,62 + j36,249 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{I2} = \underline{S}_{AI} - \underline{S}_{IP} = 0,63 + j6,25 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{I2} - \underline{S}_{2P} = -9,38 - j3,75 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{AI} + l_{I2} + l_{23}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{AI} + l_{I2}) + \underline{S}_{IP} \cdot l_{AI}}{l_{AI} + l_{I2} + l_{23} + l_{3B}} = 69,4 + j48,75 \text{ MVA}$$

Складається рівняння балансу потужності:

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

$$130 + j85 = 130 + j85$$

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

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначаються напруги на ділянках мережі (рисунок 1.2) за формулою Іларіонова [3].

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	40	50	40	30
Напруга ділянки, кВ	143	139	16	59,4

Напруга електричної мережі приймається рівною 110 кВ.

Струми проводів ліній визначаються за наступним виразом:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, А	0,445	0,371	0,033	0,053

Для ліній приймається провід марки АС-185/29.

Таблиця 1.4– Марка і параметри проводів [3, 5]

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-185/29	АС-185/29	АС-185/29	АС-185/29
Параметри проводів				
R _о , Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,06
X _о , Ом/км	0,435	0,435	0,435	0,331
B _о , См/км, ×10 ⁻⁶	2,6	2,6	2,6	3,38

Знаходяться параметри ліній електричної мережі.

Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності, наводяться в таблиці 5

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

Таблиця 1.5– Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R _Л	Ом	6,36	3,18	6,36	4,77
X _Л	Ом	16,52	8,26	16,52	12,39
$\frac{Q_L}{2}$	МВАр	0,66	0,832	0,66	0,5

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Трансформатори вибираються по напругах мережі і навантаженнях.

для ПС-1:

$$S_T = \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{60^2 + 30^2}}{1,4} = 47,92 \text{ МВА}$$

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

Визначається коефіцієнт завантаження:

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

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

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

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

для ПС-2:

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{10^2 + 10^2}}{1,4} = 10,1 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибирається трансформатор ТДН-10000/110.

Визначається коефіцієнт завантаження:

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

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,75, то два паралельно працюючі трансформатори ТДН-10000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7- Каталогні дані трансформатора ТДН-10000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулю- вання	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							
ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

для ПС-3:

$$S_T = S_3 = \sqrt{80^2 + 45^2} = 75,0 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДЦН-80000/110. Визначимо коефіцієнт завантаження:

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

Так як коефіцієнт завантаження дорівнює 0,94, то трансформатор ТРДЦН-80000/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8- Каталогні дані трансформатора ТРДЦН-80000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН-80000/110	80	±9×1,78 %	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480

Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ	Арк.
						14

Складається однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

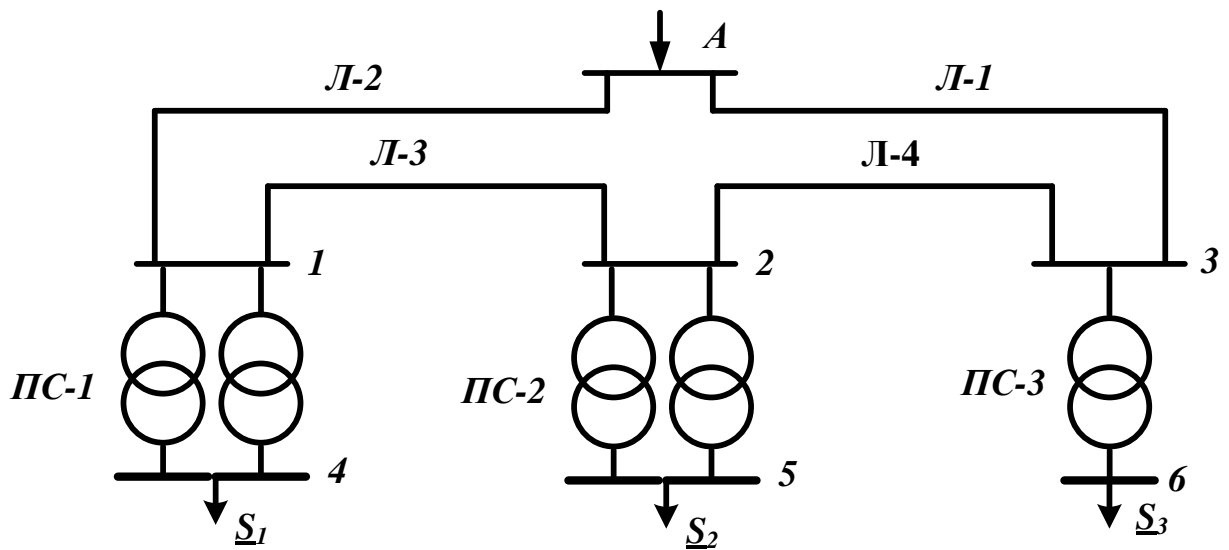


Рисунок 1.4– Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначається розрахункова потужність на високій стороні ПС-1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховується потужність \underline{S}_{1P} :

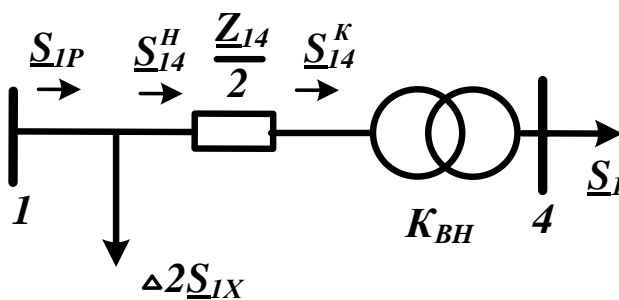


Рисунок 1.5– Схема заміщення підстанції ПС-1

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

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

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

$$\underline{S}_{14}^H = \underline{S}_{14}^K + \frac{(P_{14}^K)^2 + (Q_{14}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{14}}{2} = 60,16 + j34,1 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{14}^H + 2 \cdot \Delta S_{1X} = 60,278 + j34,92 \text{ МВА}$$

Визначається розрахункова потужність у вузлі 2 ПС-2 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох триобмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховується потужність у вузлі 2.

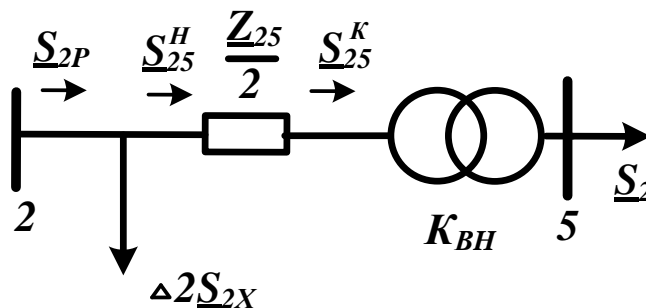


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС – 2

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

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

Визначається потужність \underline{S}_{25}^H :

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

Визначається розрахункова потужність у вузлі 2 з урахуванням потужності ΔS_{2X} :

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{25}^H + 2 \Delta S_{2X} = 10,1 + j11,29 \text{ МВА}$$

Визначається розрахункова потужність у вузлі 3 ПС - 3 з урахуванням втрат в обмотках трансформатора. Зображується схема заміщення трансформатора і розраховується потужність у вузлі 3.

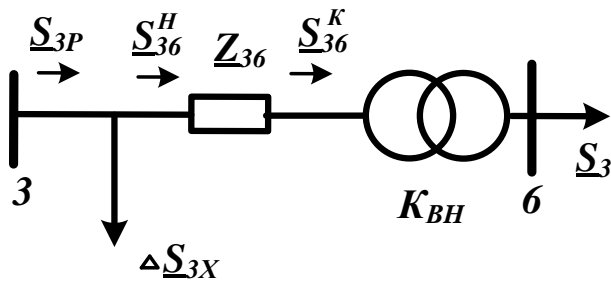


Рисунок 1.7– Схема заміщення підстанції ПС – 3

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

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

Визначається потужність \underline{S}_{36}^H :

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

Визначається розрахункова потужність у вузлі 3 з урахуванням потужності

$\Delta \underline{S}_{3X}$:

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

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

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

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{3B}} = 60,9 + j41,32 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 0,63 + j6,41 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = -9,46 - j4,88 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{A1} + l_{12} + l_{23}) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{A1} + l_{12}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{3B}} = 69,67 + j54,4 \text{ МВА}$$

Складається рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{1P} = \underline{S}_{A1} + \underline{S}_{B3}$$

$$130,58 + j95,7 = 130,58 + j95,7$$

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

Складається схема заміщення електричної мережі з урахуванням поточкорозподілу.

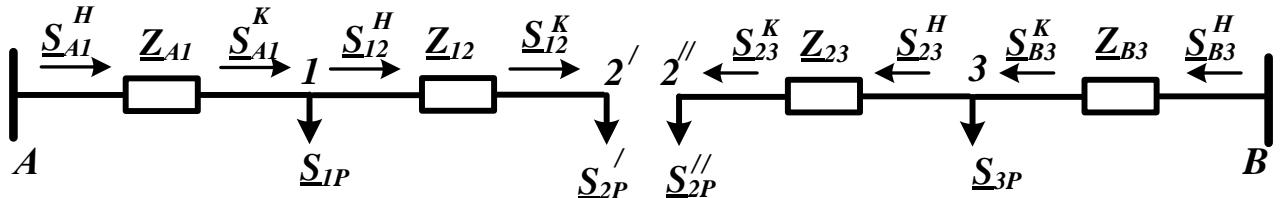


Рисунок 1.8 – Разімкнена мережа

Визначається поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.8, з урахуванням втрат в лініях [7].

Приймається:

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{2P}^{//} = 9,46 + j4,88 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 9,51 + j5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_{3P} = 69,72 + j54,52 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3}^H = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B3} = 73,83 + j65,21 \text{ МВА}$$

Приймається:

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{2P}' = 0,63 + j6,41 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 0,65 + j6,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_{1P} = 60,93 + j41,4 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 62,36 + j45,1 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність вузла А:

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^H + \underline{S}_{B3}^H = 139,2 + j110,3 \text{ MVA}$$

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймається напруга вузла живлення «А» мережі $U_A = 121 \text{ кВ}$.

Визначається напруга вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A} \right)^2} = 116,3 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 4, приведена до високої сторони ПС-1:

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{14}^H \frac{R_{14}}{2} + Q_{14}^H \frac{X_{14}}{2}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{14}^H \frac{X_{14}}{2} - Q_{14}^H \frac{R_{14}}{2}}{U_1} \right)^2} = 113 \text{ кВ}$$

Визначається реальна напруга вузла 4:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,32 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 2':

$$U_{2'} = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1} \right)^2} = 115,4 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_B - \frac{P_{B3}^H R_{B3} + Q_{B3}^H X_{B3}}{U_B} \right)^2 + \left(\frac{P_{B3}^H X_{B3} - Q_{B3}^H R_{B3}}{U_B} \right)^2} = 108,4 \text{ кВ}$$

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{63}^H R_{63} + Q_{63}^H X_{63}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{63}^H X_{63} - Q_{63}^H R_{63}}{U_3} \right)^2} = 100,65 \text{ кВ}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,32 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 2'':

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

$$U_{2''} = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{32}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_3} \right)^2} = 107,43 \text{ кВ}$$

Напряга вузла 2 приймається як середнє значення $U_2 = 111,4 \text{ кВ}$

Напруги на низькій стороні трансформаторної підстанції визначаються, як приведені до високої сторони.

ПС-2

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{25}^H R_{25} + Q_{25}^H X_{25}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{25}^H X_{25} - Q_{25}^H R_{25}}{U_2} \right)^2} = 104,24 \text{ кВ}$$

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,97 \text{ кВ}$$

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_1 . Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів і ін. [8, 9]

В даному випадку для розрахунку обрана типова двотрансформаторна понижувальна підстанція 110/10 кВ, встановлена у споживача S_1 другої категорії надійності.

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.

В якості основної схеми електричних з'єднань приймається стандартна схема з'єднань типової понижувальної підстанції 110/10 кВ [9]. Схема наведена в додатку Б.

					БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Гринь О.О.			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	21	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

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. [10]

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. 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;

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

Оскільки $S_{ВН} = 17,69$ 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:

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

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

						Арк.
						23
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ	

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 $S_C = 3000$ МВА.

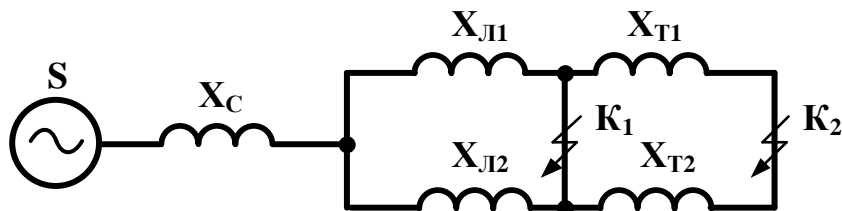


Рисунок 2.1 – Схема замінчення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} \text{ Ом.}$$

$$U_L = \sqrt{X_C \cdot S_C} = \sqrt{4,03 \cdot 3000} = 110 \text{ кВ.}$$

Опір: працюючих ліній $X_L = 1,55$ Ом; трансформаторів $X_T = 69,5$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{X_C + X_L} = \frac{110}{4,03 + 1,55} = 19,71 \text{ кА,}$$

також в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{X_C + X_L + X_T} = \frac{110}{4,03 + 1,55 + 69,5} = 1,458 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 1,458 \cdot \frac{110}{10} = 16,04 \text{ кА}$$

Ударний струм [14]:

В точці K_1 :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 19,71 = 44,855 \text{ кА}$$

В точці K_2 :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 16,04 = 36,41 \text{ кА}$$

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

для точки К₁:

$$I_{n.\tau} = I_{K1} = 19,71 \text{ кА}$$

для точки К₂:

$$I_{n.\tau} = I_{K2} = 16,04 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача [14]:

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

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 19,71 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 2,53 \text{ кА},$$

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 16,04 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 3,07 \text{ кА}$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для К₁ $T_a = 0,025$ с для К₂ $T_a = 0,05$ с.

Інтеграл Джоуля:

для точки К₁:

$$B_K = I_{K1}^2(t + T_a) = I_{K1}^2(0,06 + 0,025) = 19,7^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 33 \text{ кА}^2\text{с}$$

для точки К₂:

$$B_K = I_{K2}^2(t + T_a) = I_{K2}^2(0,1 + 0,05) = 16,06^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 38,7 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результати розрахунку зведені в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2– Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ $i_{уд}$, кА	СКЗ в момент розходу контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , кА ² с
Шини 110 кВ (К ₁)	19,7	44,855	19,7	2,53	33
Шини 10 кВ (К ₂)	16,04	36,41	16,04	3,07	38,7

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:

- вибір за напругою;
- вибір по нагріванню при тривалих струмах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість;
- вибір щодо виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають:

- вимикачі на стороні високої напруги;
- ввідні вимикачі на стороні 10 кВ;
- секційні вимикачі на стороні 10 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять 10 кВ;
- роз'єднувачі високої напруги;
- трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;
- 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.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

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

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{\text{вимк}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 2546 \text{ А.}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{\text{с.вимк.}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ А.}$$

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{пр.скз}$	19,7 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{скз}$	44,85 кА	102 кА
$I_{н.т} \leq I_{відк.ном}$	19,7 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	2,53 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	33 кА ² с	112 кА ² с

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

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

$I_{скз.ін.} = 40 \text{ кА}$, $I_{скз} = 102 \text{ кА}$, $I_T = 40 \text{ кА}$,

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

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

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

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2546 А	3200 А

Продовження таблиці 2.4

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{ПО} \leq I_{пр.скз}$	16,04 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{скз}$	36,41 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,04 кА	45 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,07 кА	20 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,7 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

На сторону 10 кВ обраний маломасляний вимикач типу МГГ-10-3150-45У3.

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2546 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{пр.скз}$	16,04 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{скз}$	36,41 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,04 кА	45 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,07 кА	20 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,7 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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2546 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{пр.скз}$	16,04 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{скз}$	36,41 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,04 кА	45 кА

Продовження таблиці 2.6

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	3,07 кА	20 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,7 (кА) ² ·с	303,75 (кА) ² ·с

Вимикач МГГ-10-3150-45У3

Таблиця 2.7 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$	73,48	1000
$I_{уд} \leq I_{скз}$	44,855	80
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	4,43	3969/1323 кА ² ·с

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

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для включення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги.

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 відходхідних лініях - 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведено в таблиці 2.8.

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	73,48 А	50-600 А
$i_{уд} \leq I_{пр.скз}$	44,855 кА	62-124 кА
$I_{розр} \leq I_{ном}$	32,99 кА ² ·с	162,5 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВТ-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.

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

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

Переріз жил при довжині кабелю $l = 160$ м

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

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

F – переріз жил, мм²;

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

Загальний опір кола струму:

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

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	404,15 А	2000А
$i_{уд} \leq I_{дин}$	36,41 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,7 кА ² ·с	74,42 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,21 А	5-200 А

Продовження таблиці 2.11

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$i_{y0} \leq I_{дин}$	36,41 кА	250кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,7 кА ² ·с	74,42 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	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 ват·годин	І-675	3
6	Лічильник ват·годин реактивний	І-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.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

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.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ				35

2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС. При цьому переріз шин має бути меншим 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. При максимальному робочому струмі до 200 А вибираємо переріз 70 мм² з допустимим струмом 265 А мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою [9]:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

$$\text{де } C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кА} \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}.$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{13,792}}{91 \cdot 10^{-3}} = 40,81 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий переріз менший допустимого, для ошиновки РП 110 кВ вибираємо гнучкий сталевалюмінієвий кабель АС-70. 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 $l = 1,5 \text{ м}$;

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

q – поперечний переріз шини, см^4 .

$$\gamma = \frac{bh^2}{12},$$

					БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

де b – товщина шини, см,

h – ширина шини, см.

Умовою механічної міцності шин є:

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

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

$\sigma_{\text{доп}} = 75$ МПА – допустиме механічне напруження в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТ.

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

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

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

Вибираємо шину перерізом 40×4 мм, допустимий струм 480 А.

Момент інерції поперечного перерізу шини:

$$\gamma = \frac{4 \cdot 40^3}{12} = 21,3 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Момент опору шини:

$$W = \frac{4 \cdot 40^2}{6} = 1,067 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{36,567^2 \cdot 1,2^2}{1,067 \cdot 10^{-6} \cdot 0,5} = 62,513 \text{ МПА},$$

що менше допустимого значення 75 МПА.

Частота власних коливань шини:

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{21333,33}{160}} = 1388,85 \text{ Гц},$$

що більше значення 200 Гц.

Перевірка шини по нагріванню. Інтеграл Джоуля:

						БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			37

$$B_K = I^2 \cdot (t + T_a) = 480^2 \cdot (1 + 0,1) = 253,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

що менше розрахованого значення 38,69 кА²с.

Дана шина підходить по допустимих значеннях механічного напруження в матеріалі, власних коливань і по допустимому нагріву. Тому остаточно приймаємо шину 40×4 мм.

					БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

2.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ

і конструктивна частина

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

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

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

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

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

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

2.7 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ

і конструктивна частина

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

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

а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери, або наявність снігових заметів, або запорошених вділянок) неможливе застосування КРПН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

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

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ				40

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.

					БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

3 Розрахунок релейного захисту

3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21

Диференційний захист типу ДЗС-21 (ДЗС-23) призначений для використання в якості основного захисту силових трансформаторів, автотрансформаторів і блоків генератор-трансформатор, генератор-автотрансформатор при всіх видах КЗ.

Виконання захисту трифазне із загальним виходом трьох фаз у ДЗС-21 і по-фазним виходом у ДЗС-23, що дозволяє його використання в якості основного захисту групи однофазних силових трансформаторів або автотрансформаторів [11].

Використання в захисті нових принципів відбудови від кидків намагнічуючого струму силових трансформаторів (автотрансформаторів) і перехідних струмів небалансу в поєднанні з використанням гальмування від струмів плечей захисту для відбудови від сталих і перехідних струмів небалансу дозволяє знизити мінімальну уставку по струму спрацьовування захисту до $0,3 I_{ном}$ трансформатора.

Використання напівпровідникової елементної бази дозволило крім збільшення чутливості в ряді випадків зменшити споживану захистом потужність по колах змінного і постійного струму і підвищити швидкодію в порівнянні з диференційними захистами на електромеханічних реле типів РНС-560 и ДЗС-11.

Спеціальне виконання вхідних кіл по змінному струму забезпечує правильну роботу захисту при похибці трансформаторів струму до 40 %. З урахуванням низької споживаної потужності в колах змінного струму це може при необхідності полегшити вибір трансформаторів струму для диференційного захисту типу ДЗС-21 (ДЗС-23) за кривими граничної кратності.

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

					БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Гринь О.О.			Розрахунок релейного захисту	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	42	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-51п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

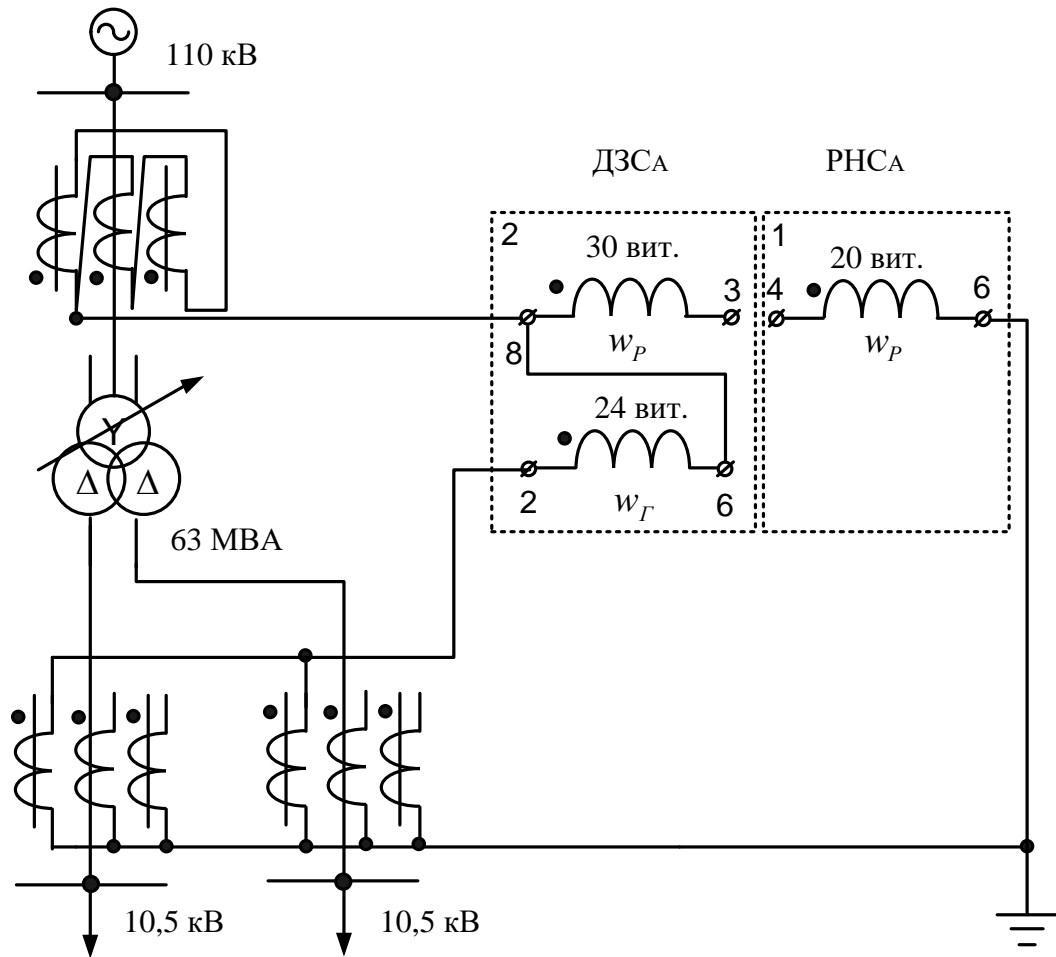


Рисунок 3.1 Принципова схема включення реле ДЗС-21

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

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ

Арк.

43

3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТРДНЦ-63000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТРДНЦ-63000/110:

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

Ц – охолодження з примусовою циркуляцією масла та повітря з ненаправленим потоком масла;

63000 – номінальна потужність, кВА;

110 – клас напруги обмотки ВН, кВ;

Висота установки над рівнем моря не більше 1000 м. Температура навколишнього повітря від мінус 45 до 40°C.

Технічні характеристики трансформатора:

$U_K = 10,5 \%$

$\Delta P_K = 260 \text{ кВт}$

$\Delta P_X = 59 \text{ кВт}$

$I_X = 0,6 \%$

$U_B = 115 \text{ кВ}$

$U_H = 10,5/10,5 \text{ кВ}$

РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$

$K_3 = 0,7$

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ				44

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

У цьому пункті надано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТРДНЦ-63000/110 кВ потужністю 63 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Визначимо опір трансформатора:

$$R_{T\Sigma} = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2} = \frac{260 \cdot 110^2}{63000^2} \cdot 10^3 = 0,8 \text{ Ом}$$

$$X_{T\Sigma} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 63000} \cdot 10^3 = 20,17 \text{ Ом}$$

$$R_{T1} = R_{T2} = 2 \cdot R_T = 1,58 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 2 \cdot X_T = 40,3 \text{ Ом.}$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{K.макс}^{(3)} = \frac{U_{CP.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C.макс} + X_{B.мін})}$$

$$X_{C.макс} = X_{a2} + X_{m2} = 1,911 + 54,5 = 56,3 \text{ Ом}$$

$$X_{C.мін} = X_{C.макс} = 56,3 \text{ Ом}$$

$$X_{T.мін} = X_{T.ном} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 40,344 \cdot (1 - 0,16)^2 = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{T.макс} = X_{T.ном} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 40,344 \cdot (1 + 0,16)^2 = 54,3 \text{ Ом}$$

$$X_{B.мін} = X_{T.мін} = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{B.макс} = X_{T.макс} = 52,3 \text{ Ом}$$

Тоді:

$$I_{K.макс}^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{c.макс} + X_{в.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (56,311 + 28,46)} = 0,8 \text{ кА}$$

$$I_{K.мін}^{(2)} = \frac{U_{cp.ном}}{2 \cdot (X_{c.мін} + X_{в.макс})} = \frac{115}{2 \cdot (56,311 + 54,273)} = 0,52 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А}$$

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464 \text{ А}$$

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

а) відбудова від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 316,3 = 94,9 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу при КЗ на ВН

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 798 = 311,2 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 311,2 А.

Вторинні струми:

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

$$I_{В.НОМ_I} = \frac{316,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 4,57 \text{ А}$$

$$I_{В.НОМ_{II}} = \frac{3470 \cdot 1 \cdot 5}{5000} = 3,47 \text{ А}$$

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок параметрів

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.ПРОХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	316	3470
Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Δ	Y

Продовження таблиці 3.1

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
Коефіцієнт схеми	K_{CX}	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	600/5	5000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{НОМ.В} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{CX}}{K_I}$	4,57	3,47

Виберемо відгалуження трансформаторів струму. Дані розрахунку наведемо в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок трансформаторів струму

№ з/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на основній стороні, А	$I_{відв.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$	4,6	–
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{вілв.розр.неосн} = I_{ном.в.неосн} \cdot \frac{I_{відв.ном.осн}}{I_{ном.в.осн}}$	–	$3,5 \cdot \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту	–	–	АТ-31

Продовження таблиці 3.2

№ з/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
4	Номінальний струм використуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А	–	–	3,6
5	Номер використуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми	–	–	1 – 9
6	Номер використуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	–	–	1 – 11
7	Номінальний струм використуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	$I_{ном.відв_{ТАВ}}$	–	4,25
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора реле на неосновних сторонах, А	–	–	4,6
9	Номер використуваного відгалуження трансреактора реле	–	7	5
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{відв.гальм.розр} = \frac{I_{ном.в}}{k_{АТ}}$	4,6	4.47
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{відв.гальм.ном}$	5	5
12	Номер використуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	–	1	1

Визначасмо первинний гальмовий струм, відповідний початку гальмування

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

$$= 0,5 \cdot 316,3 \cdot \left(1 \cdot \frac{5}{4,6} + 1 \cdot \frac{5}{4,47} \right) = 348,8 \text{ А}$$

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

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

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

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 \cdot 1 + \frac{3,5 - 3,6}{3,5} \right) \cdot 348,8 = 83,2 \text{ А}$$

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

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

$$I_{с.з.мін} \geq k_z \cdot I_{нб.гальм.поч} = 1,5 \cdot 83,2 = 124,8 \text{ А};$$

2) відбудова від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 316,3 = 94,9 \text{ А}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 124,8 \text{ А}$$

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

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{ном.ІІ}} \cdot k_{сх}}{K_I \cdot K_{TL} \cdot I_{відв.ном.ТАВ}} = \frac{124,82 \cdot \frac{115}{110} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6}} = 0,5 \text{ А}$$

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

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{II} \cdot k_{струм. II} + \frac{I_{відв.розр. II} - I_{відв.ном. II}}{I_{відв.розр. II}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \left| \frac{3,5 - 3,6}{3,6} \right| \right) \cdot 800 = 309,5 \text{ А}$$

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_z \cdot I_{*нб.розр} \cdot \frac{I_{в.ном.осн} - I_{*ср.мін}}{I_{відв.ном.осн}}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.п} \cdot \frac{I_{відв.гальм.розр.п} - I_{*гальм.поч}}{I_{відв.гальм.ном.п}}} = \frac{1,5 \cdot \frac{309,5}{316,3} \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{800 \cdot 1}{316,3} \cdot \left(\frac{4,6}{5} + \frac{4,47}{5} \right) - 0,6} = 0,57$$

де $I_{в.ном.осн}$, $I_{відв.ном.осн}$, $I_{відв.гальм.розр.п}$, $I_{відв.гальм.ном.п}$ – значення струмів;

$I_{гальм.поч} = 0,6$ – відносний вторинний струм початку гальмування, оскільки гальмування здійснюється тільки від груп ТС на прийомних сторонах.

Визначаємо первинний струм спрацьовування відсічення по умові налагодження від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110 кВ:

$$I_{с.відс.розр} = k_z \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 367,1 = 550,62 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{II} \cdot k_{струм. II} + \frac{I_{відв.розр. II} - I_{відв.ном. II}}{I_{відв.розр. II}} \right) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = \left(3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,6}{4,6} \right) \cdot 800 = 367,1 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення:

$$I_{*c.відс.розр} = \frac{I_{c.відс.розр} \cdot k_{cx}}{K_I \cdot K_{TL} \cdot I_{відв.ном.TAV}} = \frac{550,62 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 2,21$$

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

$$I_{c.відс} = 6 \cdot I_{відв.ном} = 6 \cdot 4,6 \cdot \frac{600}{5 \cdot \sqrt{3}} = 1914,45 \text{ A.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу):

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

При КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$k_q^{(3)} = \frac{520 \cdot \sqrt{3}}{124,82 \cdot \sqrt{3}} = 4,17$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умову установки захисту.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

3.4 Захист від надструмів при зовнішніх КЗ (Максимальний струмовий захист)

Максимальний захист служить для відключення трансформатора при КЗ на збірних шинах або на приєднаннях, що відходять від них, якщо РЗ або вимикачі цих елементів відмовили в роботі [11]. Одночасно РЗ від зовнішніх КЗ використовується і для захисту від пошкодження в трансформаторі. Однак, за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, отже, не може бути швидкодіючим. З цієї причини в якості основного РЗ від пошкоджень в трансформаторах він використовується лише на малопотужних трансформаторах. На трансформаторах, що мають спеціальний РЗ від внутрішніх пошкоджень, РЗ від зовнішніх КЗ служить резервом до цього захисту на випадок його відмови.

МСЗ може бути виконаний на базі мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики і управління приєднань УЗА-10А.2. Він призначений для використання в схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики для захисту електричних машин, трансформаторів і ліній електропередачі при коротких замиканнях і перевантаженнях, а також для управління і телемеханіки приєднання.

Пристрій УЗА10А.2 - живиться від джерела як постійного, так і змінного оперативного струму. Від кіл змінного струму виконується комбіноване живлення від струму і напруги і захист може працювати тільки від струму короткого замикання.

Робочий діапазон температур від -25°C до $+50^{\circ}\text{C}$ (розширений от -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$).

функції пристрою:

- двофазний (трифазний) МСЗ (може бути замінений на захист від перевантаження);
- струмове відсічення 2 ступені: ТО1, ТО2;
- захист від замикань на землю (ЗНЗ);
- прискорення МСЗ при включенні вимикача;
- дистанційне включення і відключення вимикача;

										Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ					52

- контроль і управління вимикачем;
- зовнішнє блокування захисту;
- пуск ПРВВ;
- одноразове АПВ;
- вимір струмів фаз і струму ЗНЗ;
- запам'ятовування струму КЗ (на замовлення - 5 подій з фіксацією струму і часу КЗ);
- порт зв'язку RS 485 для підключення до локальної мережі.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ				53

3.5 Газовий захист трансформатора

Газовий захист відповідно до ГОСТ 10472-71 призначена для захисту силових трансформаторів з масляним заповненням, забезпечених розширниками, від усіх видів внутрішніх пошкоджень, що супроводжуються виділенням газу, прискореним перетіканням масла з бака в розширювач, а також від витоку масла з бака трансформатора [11].

Вимірювальним органом газового захисту є газове реле. Газове реле являє собою металеву ємкість з двома поплавками (елементами), який врізається в похилый трубопровід, що зв'язує бак трансформатора з розширювачем. При нормальній роботі трансформатора газове реле заповнене трансформаторним маслом, поплавці знаходяться в піднятому положенні і пов'язані з ними електричні контакти-розімкнуті. При незначному пошкодженні в трансформаторі (наприклад, коротке замикання) під впливом місцевого нагріву з масла виділяються гази, які піднімаються вгору, до кришки бака, а потім скупчуються у верхній частині газового реле, витісняючи з нього масло. При цьому верхній з двох поплавців (елементів) опускається разом з рівнем масла, що викликає замикання його контакту, який діє на попереджувальний сигнал. При серйозному пошкодженні усередині трансформатора відбувається бурхливе газоутворення і під впливом газів, що виділилися, масло швидко витісняється з бака в розширювач. Потік масла проходить через газове реле і змушує спрацьовувати нижній поплавець (елемент), який дає команду на відключення пошкодженого трансформатора. Цей елемент спрацьовує також і в тому випадку, якщо в баці трансформатора сильно знизився рівень масла (наприклад, при пошкодженні бака і витоку масла).

Газовий захист є дуже чутливий і дуже часто дозволяє виявити пошкодження в трансформаторі в самій початковій стадії. При серйозних пошкодженнях трансформатора газовий захист діє досить швидко: 0,1-0,2 с (при швидкості потоку масла не менше ніж на 25 % вище за уставки). Завдяки цим перевагам газовий захист обов'язково встановлюється на всіх трансформаторах потужністю 6,3 МВА та більше, а також на всіх внутрішньоцехових понижуючих трансформаторах, почи-

наючи з потужності 630 кВА допускається установка газового захисту і на трансформаторах від 1 до 4 МВА. На трансформаторах з РПН додатково передбачається окремий газовий захист пристроєм РПН.

Газовий захист автотрансформатора виконаємо за допомогою газового реле ВР 80 / Q (Реле Бухгольца)

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ				55

4 Аналіз організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії

4.1 Оптимізація місць розмикання ліній 6-10, 35 кВ

з двостороннім живленням

Захід є одним з найбільш ефективних організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, особливо міських мережах 6 - 10 кВ [16].

Оптимізація місць розмикання ліній 6 - 35 кВ повинна проводитися з урахуванням зміни втрат електроенергії в мережі, яка оптимізується, і в живлячій її замкнутій основній мережі 110 кВ і вище енергосистеми. Однак, у зв'язку з надмірним збільшенням обсягу мережі через одночасний облік мереж всіх класів напруги, допускається іноді виконання розрахунків по оптимізації місць розмикання ліній 6 - 35 кВ окремо від основних мереж енергокомпаній.

Ефект від оптимізації місць розмикання розподільних мереж розраховується в такій послідовності:

- а) визначається зниження втрат електроенергії в розімкненій мережі δW_{PC} в мегават-годинах як різниця втрат потужності до і після розмикання, отримана за допомогою програм і перекладена у втрати електроенергії:

$$\delta W_{PC} = K_{\Pi} \cdot (\Delta W_{PM1} - \Delta W_{PM2}), \quad (4.1)$$

де K_{Π} – коефіцієнт, що враховує точність методу розрахунку втрат електроенергії, відн.од., що визначається за формулою:

$$K_{\Pi} = 1 - \Delta \cdot 0,02,$$

де Δ – середньоквадратична похибка методу розрахунку, що використовується, яка вимірюється у відсотках;

ΔW_{PM1} – втрати електроенергії в розподільчій мережі до розмикання, МВт·г;

ΔW_{PM2} – втрати електроенергії в розподільчій мережі після розмикання, МВт·г;

					БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Гринь О.О.			Аналіз організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	56	73
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						
						СумДУ ЕТдн-51п		

- б) уточнюються навантаження підстанцій основної мережі енергосистеми відповідно до зміненої схеми розподільної мережі;
- в) розраховуються втрати електроенергії в основній мережі енергосистеми δW_{OM} в мегават-годинах при уточнених навантаженнях підстанцій і визначається зміна втрат електроенергії в ній за формулою:

$$\delta W_{OM} = K_{П} \cdot (\Delta W_{OM1} - \Delta W_{OM2}), \quad (4.2)$$

де ΔW_{OM1} – втрати електроенергії в розподільчій мережі до розмикання, МВт·г;

ΔW_{OM2} – втрати електроенергії в розподільчій мережі після розмикання, МВт·г;

- г) визначається сумарне змінення втрат електроенергії $\delta W_{4.1}$ в мегават-годинах в розподільних і основних мережах за формулою:

$$\delta W_{4.1} = \delta W_{PM} \pm \delta W_{OM} \quad (4.3)$$

де δW_{PM} – втрати енергії в розподільній мережі, яка розмикається, МВт·г;

δW_{OM} – втрати електроенергії в основній мережі, МВт·г.

Знак ”–“ у формулі (4.3) ставиться при підвищенні втрат енергії в основній мережі системи після оптимізації місць розмикання розподільних мереж.

Запланований і фактичний ефекти від впровадження заходу розраховуються за однаковою методикою з тією лише різницею, що фактичний ефект визначається за фактичними схемами і режимами і зміненими місцями розмикання розподільних мереж, а планований ефект - по планованих схемах і режимах.

При розрахунку зниження втрат від розмикання розподільної мережі без урахування ефекту в основній мережі фактичне зниження втрат $\delta W_{4.1}$ в мегават-годинах має дорівнювати 70 % отриманого за формулою (4.1):

$$\delta W_{4.1} = 0,7 \cdot \delta W_{PM} \quad (4.4)$$

де δW_{PM} – втрати електроенергії в розімкненій розподільній мережі, МВт·г.

4.2 Оптимізація ведення режимів роботи основної мережі по напрузі, коефіцієнтах трансформації і реактивній потужності

Даний захід викладено відповідно до зміни № 1 до РД.34.09.254 «Інструкція щодо зниження технологічних витрат електричної енергії на передачу по електрич-

них мережах енергосистем і енергооб'єднань», затвердженого Міненерго України 06.12.98 р.

4.2.1 Економічний ефект визначається на підставі результатів порівняння розрахунків поточних і оптимальних режимів енергосистеми в 2-х зонах добового графіка споживання: за години максимуму і години мінімуму навантажень.

Розрахунок поточних і оптимальних режимів максимальних і мінімальних навантажень здійснюється по одному з комплексів програм. Оптимізація режиму проводиться вибором оптимальних відгалужень на регульованих під навантаженням трансформаторах, на трансформаторах поперечного регулювання, які перерозподіляють потоки активної потужності між мережами 750 і 330 кВ, а також оптимізація завантаження джерел реактивної потужності. Розрахункова схема повинна включати в себе всю основну нееквівалентуєму мережу 220 - 750 кВ і трансформатори зв'язку з мережею 110 - 150 кВ.

4.2.2 Змінною інформацією для розрахункових режимів служать телевимірювання і оперативні дані стану обладнання, одержувані від чергових диспетчерів.

4.2.3 На основі результатів розрахунків вибираються найбільш ефективні заходи для реалізації (по ранжировці ефекту результатів, котра видається програмою оптимізації). Реалізуються заходи з оптимізаційних ефектів 1 МВт і більше.

4.2.4 Обрані для реалізації заходи вносяться як зміни в дооптимізаційний режим, і вони перераховується за програмою нормального поточкорозподілу, тобто кожен розрахунковий режим розраховується в 2-х варіантах:

- початковий режим до реалізації оптимізаційних заходів;
- режим з впровадженими оптимізаційними заходами (оптимальний).

4.2.5 Початок розрахунків по визначенню економічного ефекту за місяць проводиться 1-го числа кожного місяця з розрахунку поточного вихідного режиму. Величина втрат потужності в прорахованому режимі є початком координат графіка з ординатою сумарних втрат потужності і абсцисою - за часом. Цей же режим прораховується за програмою оптимізації, і за отриманими результатами вибираються

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ

Арк.

58

заходи, що підлягають реалізації. Обрані до реалізації заходи вносяться як зміни в початковий режим і перераховуються за програмою нормального потоко-розподілу. Різниця суми втрат потужності в дооптимальному (поточному) режимі і оптимальному режимі є економічним ефектом оптимізації по потужності.

4.2.6 Перерахунок режимів проводиться при кожній істотній зміні режиму енергосистеми (розрахунковий період): виведення в ремонт і включення після ремонту великих генеруючих потужностей 800-1000 мВт, виведення в ремонт і включення після ремонту ПЛ 750 кВ і найбільш впливаючих на режим ПЛ 500-330 кВ, зміні режиму зовнішніх зв'язків енергосистеми, зміні топології схеми електричних з'єднань, але не рідше 1 разу на тиждень. Оптимізуються режими, що існують не менше доби.

Для визначення економічного ефекту за розрахунковий період від реалізації оптимізаційних заходів необхідно обчислювати площу фігури, обмеженої тривалістю розрахункового періоду (абсцисою), величинами оптимізаційних ефектів на початку і кінці цього періоду (ординати), і прямої, що з'єднує точки оптимальних значень втрат потужності по кінцях розрахункового періоду. Точно так здійснюється підрахунок економічного ефекту за наступні розрахункові періоди від впровадження наступних оптимальних заходів. Сумарний економічний ефект за місяць визначається складанням економічних ефектів розрахункових періодів. За таким принципом визначається сумарний економічний ефект за місяць для режимів максимальних, мінімальних і режиму середніх навантажень (як середньоарифметичне значення між режимами максимальних і мінімальних навантажень).

При розрахунках і визначенні місячного економічного ефекту зниження втрат прийнято таку тривалість існування режимів протягом доби:

- максимальних навантажень - 5 годин;
- середніх навантажень - 10 годин;
- мінімальних навантажень - 9 годин.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ

Арк.

59

Повний економічний ефект зниження втрат за місяць визначається складанням сумарних економічних ефектів режимів максимальних, мінімальних і середніх навантажень.

4.3 Вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії

Захід має виконуватися споживачами електроенергії під оперативним управлінням енергокомпаній на зменшення максимуму і вирівнювання графіка навантаження [16]. Вирівнювання графіка навантаження мережі бажано здійснювати за допомогою застосування до споживачів стимулюючих заходів, що забезпечують перенесення частини навантаження на нічні години. Через різке зниження виробництва та зменшення роботи вночі це стало зараз досить актуальним.

У загальному вигляді зниження втрат електроенергії від виконання заходу δW в мегават-годинах визначається за формулою:

$$\delta W = \Delta W_H \cdot \left(1 - \frac{K_{\phi 2}^2}{K_{\phi 1}^2}\right), \quad (4.5)$$

де індексами 1 і 2 позначені коефіцієнти форми графіка до вирівнювання і після нього;

ΔW_H - навантажувальні втрати в мережі при коефіцієнті форми $K_{\phi 1}$.

Коефіцієнти форми графіка K_{ϕ} визначається за формулою:

$$K_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876\right)^2 - \left(\frac{1090}{T_{\max}} + 0,876\right)^2 \quad (4.6)$$

При цьому, якщо аналізується розподільна мережа, то зниження втрат електроенергії від вирівнювання графіка навантажень споживачів можна представити в наступному вигляді [16]:

$$\delta W = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U^2 \cdot T} \cdot R_e \cdot (K_{\phi 1}^2 - K_{\phi 2}^2), \quad (4.7)$$

де $K_{\phi 1}$, $K_{\phi 2}$ – коефіцієнти форми графіка сумарного навантаження мережі до і після вирівнювання, що визначаються як відношення середньоквадратичного значення навантаження за графіком до його середнього значення, відносні од.

4.4 Оптимізація робочих напруг в центрах живлення радіальних електричних мереж

4.4.1 Метод розрахунку

Основним критерієм оптимальності режиму напруги в електричній мережі є дотримання норм ГОСТ ($\pm 5\%$) у маси побутових приймачів. Виявлення такого режиму і є основним завданням розрахунку регульованої мережі. При загально-прийнятій побудові мережі (ЦП-РП-ТП) з незамкненими магістралями, вона зводиться до визначення «закону» регулювання напруги на шинах 6-10 кВ в ЦП, вибору відгалужень (ПБЗ) у розподільних трансформаторів і визначення доцільності застосування засобів місцевого регулювання (місць установки, регулюючого діапазону, режиму роботи).

В основу викладеного методу розрахунку покладено графоаналітичний аналіз за допомогою узагальненої діаграми (УД) і діаграми Архіпова при обліку нормованих втрат напруги [16]. Відмова від обліку малого квадрата зони нечутливості при побудові УД робить її придатною для використання в інженерній практиці. Сторона квадрата допустимих відхилень напруги приймається рівною $9,5\%$ ($+4 - 5,5\%$).

4.4.2 Рекомендації щодо регулювання напруги

Основною передумовою економічності заходів з регулювання напруги є раціональна побудова мережі [16]. Під ним розуміється дотримання проектних і експлуатаційних норм щодо потужності і розміщення ЦП, вибору номінальної напруги, завантаження трансформаторів, розрахункових втрат напруги, оптималь-

ного ступеня компенсації реактивних навантажень, щільності струму і практичної симетрії навантажень по фазах.

Живильна система повинна мати у своєму розпорядженні резерви реактивної потужності. При її дефіциті забезпечити нормальну напругу у всіх споживачів неможливо. У цьому випадку ефективним є застосування тільки тих регулювальних засобів, які одночасно усувають або пом'якшують вказаний дефіцит.

Основними заходами для підтримки нормованих відхилень напруги на вводах споживачів є:

- а) забезпечення режиму зустрічного регулювання напруги в центрах живлення (ЦП); при цьому повинен забезпечуватися необхідний баланс реактивної потужності у вузлі даного ЦП в нормальному і післяаварійному режимах енергосистеми;
- б) правильний вибір положень відгалужень у розподільних трансформаторів (РТ);
- в) усунення неприпустимих втрат напруги в низьковольтній мережі;
- г) місцеве регулювання напруги;
- д) дотримання абонентами вимог ГОСТ 13109-97 по несиметрії, зміщення нейтралі, несинусоїдальності форми кривої напруги і т.д.

4.4.3 Режим регулювання напруги в ЦП

Зустрічним називається регулювання, при якому на шинах електростанцій і знижувальних підстанцій в години максимуму навантаження підтримується підвищена, а в години мінімуму навантаження - знижена напруга.

Зустрічне регулювання напруги повинно забезпечуватися при нормальних режимах роботи енергосистем на шинах електростанцій, що мають місцевих споживачів, і на шинах 6-10 кВ підстанцій з первинною напругою 35 кВ і вище [16].

На необслуговуваних ЦП регулювання напруги повинно бути автоматизоване. На обслуговуваних ЦП допускається дистанційне регулювання напруги по за-

					БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

даному добовому графіку, що складається не рідше 1 разу в квартал із зазначенням верхньої і нижньої меж допустимої напруги на шинах в різні години доби.

Глибина зустрічного регулювання P (тобто різниця між максимальним і мінімальним рівнями напруги на шинах ЦП протягом доби, виражена у відсотках номінальної напруги) повинна бути визначена окремо для кожного ЦП в залежності від характеру графіка навантажень приєднаних до ЦП споживачів, а також від розрахункових втрат напруги в ланках міської мережі.

Можуть бути рекомендовані наступні зразкові значення P :

- а) при змішаному навантаженні, що складається з побутових, комунальних та невеликих промислових споживачів міста, можна прийняти близьким до 5 %;
- б) якщо ЦП живить поряд з міською мережею досить протяжну заміську мережу, то при порівняно однорідному графіку навантаження всіх ліній P доцільно збільшити вище 5 %, але не більше 10 %. Збільшення P більше 5 % доцільно також на підстанціях 110/35 / 6-10 кВ з РПН, якщо значна частина підстанцій 35 / 6-10 кВ, що живляться від неї, не оснащена РПН;
- в) якщо крім міської мережі від ЦП живиться велике пром підприємство з великим нічним навантаженням, P доводиться знижувати іноді до 2,5–3 %.

При розрахунках міської мережі замість нормованих ГОСТ межі ± 5 % для побутових приймачів більш точно приймати діапазон 4-5,5 % (8,5 %). Це дозволить в більшості випадків практично дотримати діапазон ± 5 % (з урахуванням п.1.2 ГОСТ 13109-97) у всіх приймачів в раціонально побудованій мережі з зустрічним регулюванням напруги в ЦП (при звичайній зоні нечутливості РПН не більше 3-3,5 %).

Зустрічне регулювання на шинах ЦП може бути забезпечене:

- а) якщо центром живлення служить електростанція, відповідним регулюванням збудження генераторів;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ

Арк.

63

- б) якщо центром живлення служить підстанція, як правило, шляхом РПН на живлячих трансформаторах. Споруджувані живлячі підстанції повинні для цього оснащуватися трансформаторами з РПН.

Якщо діапазон Р на наявних трансформаторах недостатній для забезпечення необхідної глибини, РПН слід доповнити установкою однієї або декількох секцій відключаючихся конденсаторів на стороні 6-10 кВ (це рішення доцільне при дефіциті реактивної потужності у вузлі даного ЦП).

При живленні від одного ЦП одночасно двох груп споживачів, які різко розрізняються за графіками навантаження для поліпшення умов регулювання напруги, слід розглянути можливість живлення кожної групи однорідних споживачів від окремого трансформатора.

Це рішення прийнятне, якщо воно не знижує надійності електропостачання споживачів і, зокрема, не приведе до живлення робочої і резервної лінії від однієї і тієї ж секції шин ЦП. Воно може бути рекомендоване:

- а) якщо споживачі забезпечуються резервним живленням від іншого ЦП;
б) якщо ЦП має не менше чотирьох секцій збірних шин (зокрема, в разі установки на ЦП трансформаторів з розщепленою обмоткою або зі здвоєними реакторами).

4.4.4 Вибір відгалужень РТ

При втраті напруги в лінії 6-10 кВ понад 3-3,5 % доцільно використовувати на різних ділянках лінії різні відгалуження РТ. Вибір точки зміни відгалужень проводиться за результатами вимірювань в режимі максимальних і мінімальних навантажень розрахункових сезонів року.

Вибір відгалужень проводиться таким чином, щоб при заданій напрузі в ЦП напруга на шинах 380/220 В даного ТП становила:

- а) в режимі максимального навантаження:
– при відсутності РТ зі ступенем відгалужень 2,5 % $U_{ном} \cdot (1-1,05)$,
– при наявності РТ зі ступенем відгалужень 2,5 % $U_{ном} \cdot (1,025- 1,05)$;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ

Арк.

64

б) в режимі мінімального навантаження - не більше $1,05 \cdot U_{\text{ном}}$.

Точки зміни відгалужень повинні переглядатися не рідше 2 разів на рік (влітку та взимку), а також після підключення до лінії 6-10 кВ нових великих споживачів.

При неможливості підібрати відгалуження РТ, що забезпечують задовільний режим напруги, слід звернутися до засобів місцевого регулювання напруги.

На лініях 6-10 кВ з найбільшою втратою напруги не більше 3,5 %, а також на повітряних лініях, оснащених відключаючимися КБ, зміни відгалужень у РТ може не знадобитися.

4.4.5 Усунення неприпустимих втрат потужності і напруги в низьковольтній мережі

Нижче наводиться приблизний перелік причин неприпустимих втрат напруги в низьковольтній мережі та рекомендованих заходів [17] по їх усуненню.

Таблиця 4.1 – Заходи щодо усунення причин неприпустимих втрат електричної енергії

Причина	Заходи
Номінальна напруга мережі 3×127 , 3×220 або $220/127$ В	Перевід на 380/220 В
Велика довжина лінії 380/220 В	Зміна конфігурації мережі (наприклад, спорудження при потребі додаткового ТП)
Щільність струму перевищує економічну більш ніж в 1,5-2 рази	Збільшення перетину проводу на перевантаженій (зазвичай головній ділянці або зміна конфігурації мережі)
Те ж при числі фазних проводів менше 3	Збільшення числа фазних проводів
Надмірна втрата напруги в одній з фаз трифазної лінії (особливо повітряної)	Симетрування навантажень і моментів навантажень по фазах

Проведення зазначених заходів поряд з поліпшенням режиму напруги приведе одночасно до істотного зниження втрат потужності і енергії.

Під симетруванням в низьковольтній мережі розуміється вирівнювання фазних навантажень (на головних ділянках) і фазних моментів навантажень.

Цей захід доцільно проводити не рідше 1 разу на рік (перед осінньо-зимовим максимумом навантаження).

Перевірці підлягають, зокрема, рівність фазних навантажень на початку лінії 380/220 кВ і в колі РТ, рівність напруг у кінцевих приймачів різних фаз в години вечірнього максимуму.

Вирівнювання моментів фазних навантажень можна вважати задовільним, якщо найбільша розбіжність величин напруги у кінцевих приймачів різних фаз однієї лінії становить не більше 3-4 % (в межах норм ГОСТ по відхиленню напруги).

При неможливості дотримання одночасної рівності струмів навантаження на початку лінії і фазних моментів навантаження слід зробити так, щоб фаза з найбільшим моментом мала найменший струм навантаження на початку лінії.

Для подальшого зменшення несиметрії фазних напруг потрібно:

- а) застосовувати замкнуту або напівзамкнуту схеми для низьковольтної мережі;
- б) при малій потужності РТ (до 160-250 кВА) використовувати РТ зі з'єднанням обмоток зірка-зигзаг-11 (мають малий опір нульової послідовності);
- в) при протяжних однофазних відгалуженнях в повітряних мережах застосовувати спеціальні симетрувальні пристрої.

4.4.6 Місцеве регулювання напруги

При неможливості забезпечення нормованих відхилень напруги у приймачів за допомогою заходів, перерахованих раніше, слід використовувати місцеве регулювання напруги (МРН) або провести місцеву реконструкцію мережі. До засобів МРН відносяться:

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ				66

- а) відключаючі КБ (в першу чергу 0,38 кВ);
- б) лінійні регулятори напруги;
- в) РТ з РПН;
- г) індивідуальні стабілізатори напруги.

МРН можуть знадобитися:

- а) для окремих ліній 6-10 кВ з особливо великою втратою напруги;
- б) в зв'язку з неоднорідністю графіків навантаження споживачів, коли допустима глибина зустрічного регулювання на шинах ЦП невелика (істотно менша 5 %), а втрата напруги в лініях 6-10 кВ міської мережі перевищує 4-5 %;
- в) якщо графік навантаження однієї з ліній 6-10 кВ різко відрізняється від сумарного графіка навантаження ЦП;
- г) в разі різкої відмінності графіка навантаження одного з ТП від сумарного графіка ЦП;
- д) якщо втрата напруги в окремих лініях 380 кВ після проведення симетрувальних заходів все ще істотно перевершує рекомендовані значення;
- е) при наявності окремих приймачів, що пред'являють підвищені вимоги до якості напруги.

												Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ						67	

Висновки

В результаті виконання 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. На підставі графіка навантаження споживачів протягом доби був зроблений вибір потужності силового трансформатора. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання в нормальних і 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.

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

Проведений аналіз організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ

Арк.

68

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/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук’яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання

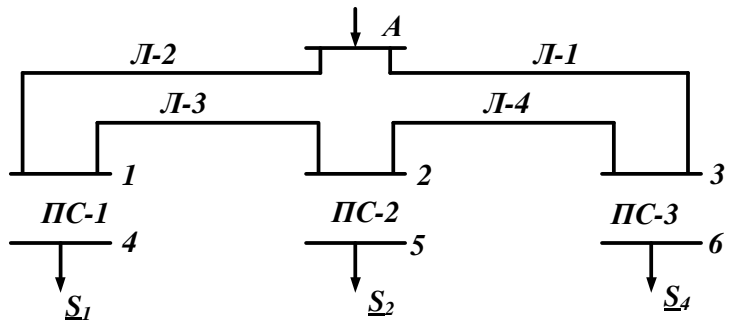
спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).
- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму ко-

роткого замикання (IEC TR 60909-4:2000, IDT).

- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.
- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 19 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).
- 20 ДНАОП 0.00–1.21–98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
- 21 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Гранично допустимі величини напруг і струмів. Електробезпека».



Початкова схема мережі

Довжина лінії

Л-1 40 км

Л-2 50 км

Л-3 40 км

Л-4 30 км

Категорія споживача

\underline{S}_1 - II

\underline{S}_2 - I

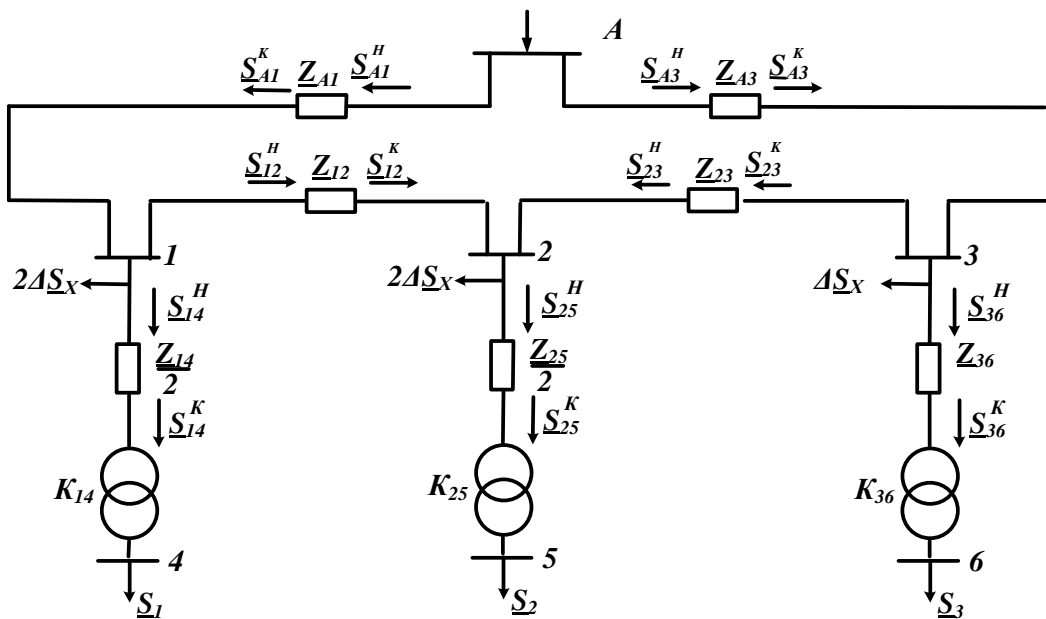
\underline{S}_3 - III

Потужності навантаження

$\underline{S}_1 = 60+j30$ МВА

$\underline{S}_2 = 10+j10$ МВА

$\underline{S}_3 = 60+j45$ МВА



Розрахункова схема заміщення мережі

Напруги у вузлах мережі

№	Значення	
	Високе	Низьке
1	116,3	
2	111,35	
3	108,4	
4	113	10,23
5	104,3	9,97
6	100,7	9,4

Потужності на ділянках мережі

позначення	Значення	позначення	Значення
\underline{S}_{36}^H	60,14+j49	\underline{S}_{36}^K	60+j45
\underline{S}_{25}^H	10,07+j11,15	\underline{S}_{25}^K	10+j10
\underline{S}_{14}^H	60,16+j34	\underline{S}_{14}^K	60+j30
\underline{S}_{23}^H	9,51+j4,99	\underline{S}_{23}^K	9,46+j4,88
\underline{S}_{12}^H	0,65+j6,47	\underline{S}_{12}^K	0,63+j6,41
\underline{S}_{A1}^H	62,3+j45,07	\underline{S}_{A1}^K	60,93+j41,64

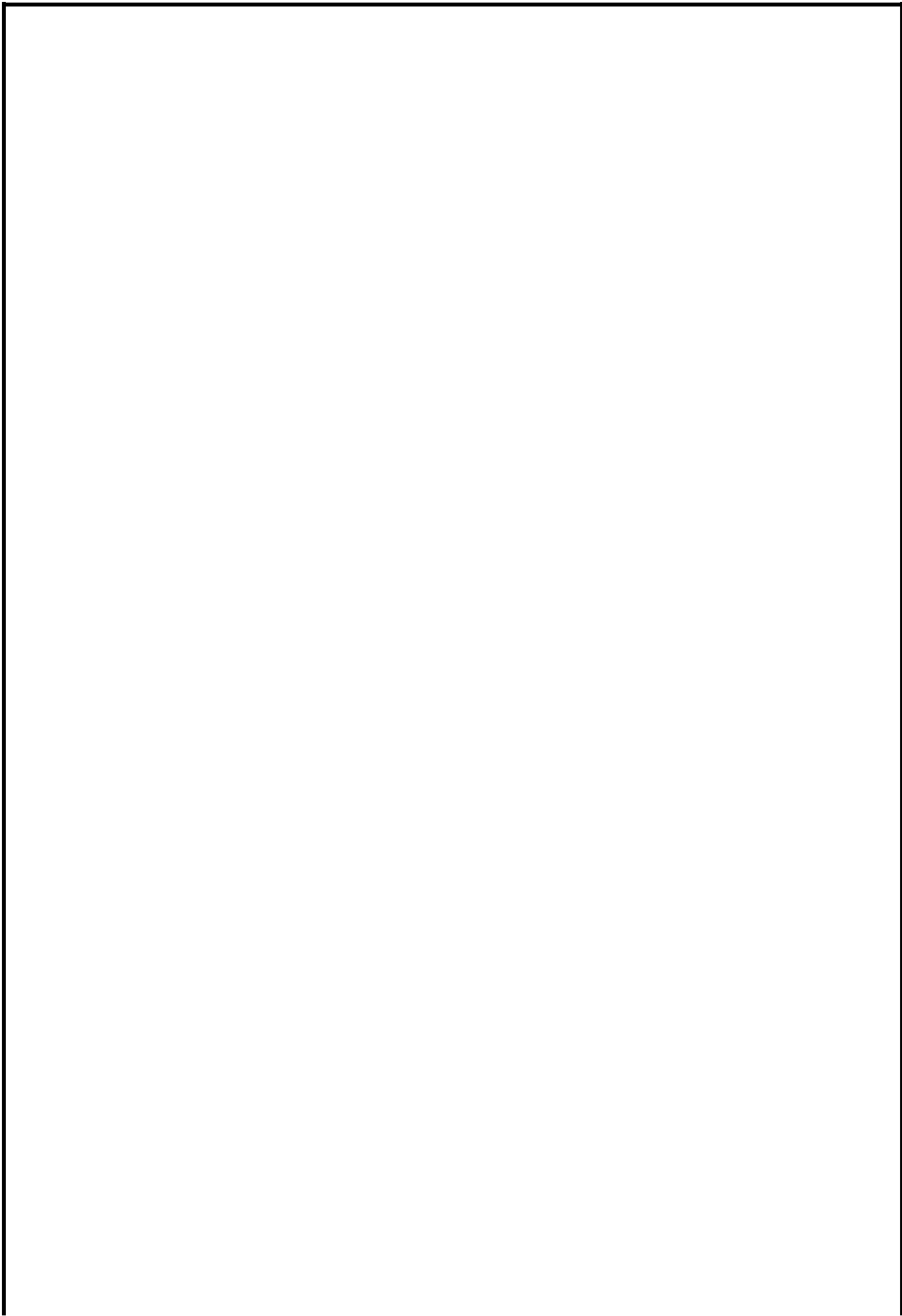
				БР.6.141.721.ГЧ.ЕТ			
Вид:	Арх.	№ докум.	Листів	Лист	№	Місяц	Місяць
Робота:	Група	Група	Група	Група	Група	Група	Група
Ліцензія:	Ліцензія	Ліцензія	Ліцензія	Ліцензія	Ліцензія	Ліцензія	Ліцензія
Класифікація:	Класифікація	Класифікація	Класифікація	Класифікація	Класифікація	Класифікація	Класифікація
Робота:	Робота	Робота	Робота	Робота	Робота	Робота	Робота
Наказ:	Наказ	Наказ	Наказ	Наказ	Наказ	Наказ	Наказ
Листів:	Листів	Листів	Листів	Листів	Листів	Листів	Листів
Розрахунок параметрів обладнання і режимів роботи електричних систем та ліній організовані закладом виконавця згідно з вимогами "Правила технічної експлуатації електроенергетичних установок"				Розрахунок електричної мережі			
				СумДТУ, зр.ЕТ0н-51н			

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

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ

Арк.

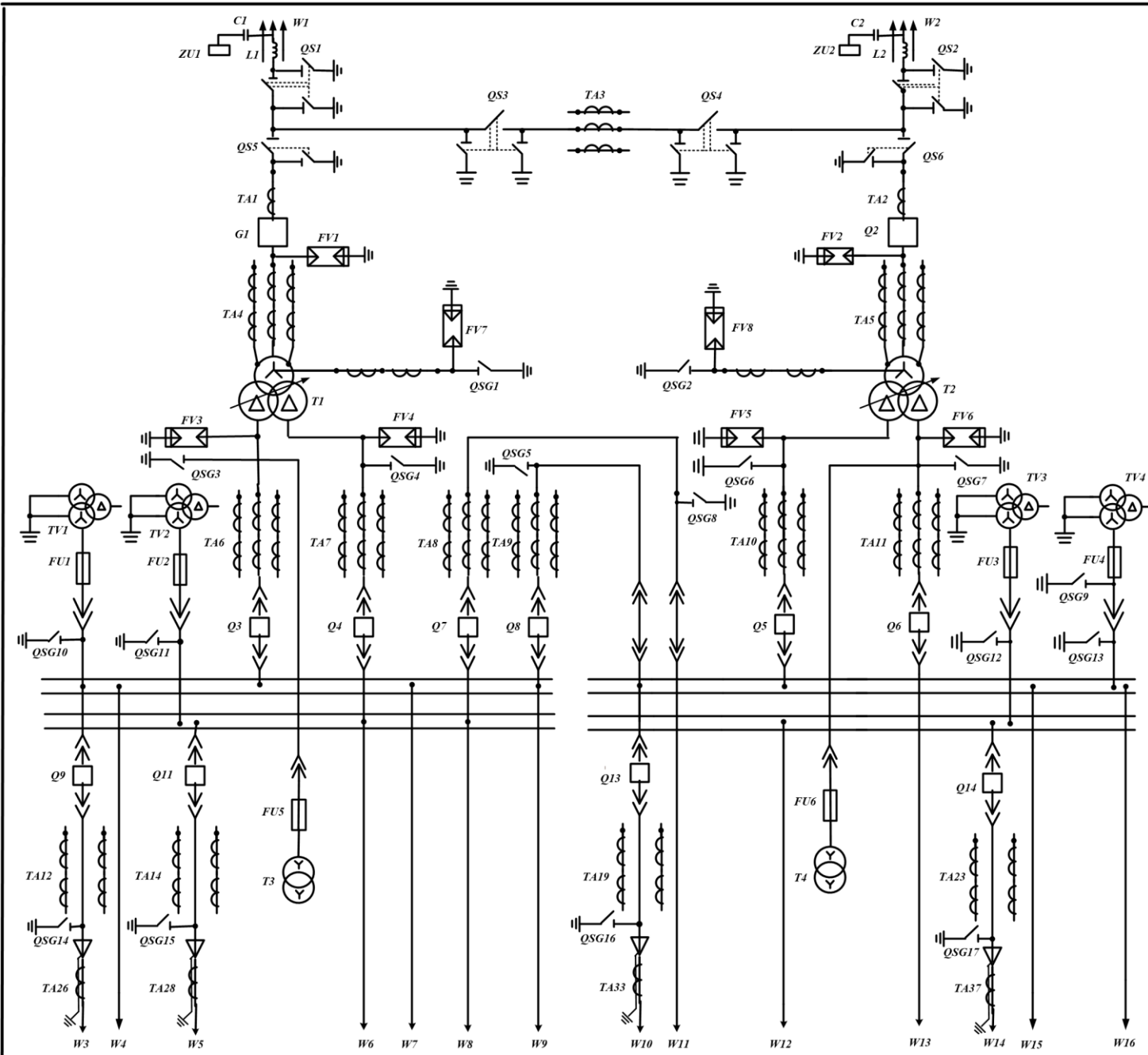
72



Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.721.ПЗ.ЕТ

Арк.
73



№	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДНП-63000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високочастотний загороджувач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РВД(3)-110/1000	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВП-110/630	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТВТ-110-1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму вбудований ТВТ-110-1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляційний РВС-110МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляційний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляційний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-110М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач ВМПЗ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Вимикач ВМПЗ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМН-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТШЛ-10-У3	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр приєднання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

				БР 6.141.721.ГЧ.ЕТ			
Дат	дн	міс	рр	Лист	Знач	Лист	Знач
Робот	Трив	О.О		у		Маса	Максимум
Параметри	Лінійні			у		Апріле 2	Апріле 2
Рисунки				Розробник: конструктор частини підстанції			
М.колон				СумДУ, пр.ЕТОн-51н			
Ватер	Лінійний						