

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л.

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”**

**Спеціальність** 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**Освітня програма** Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-61п

Влахно О. М.

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**  
**Влахно Олексій Михайлович**

1 Тема роботи: **“Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних 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;
- аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

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

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-10.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	11.05.-18.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	19.05.-25.05.2020	
4	Аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-61п \_\_\_\_\_

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Влахно О. М.

Лебединський І.Л.

## РЕФЕРАТ

с. 73, Рис. 11, табл. 23, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / О. М. Влашно; 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, диференційний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

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

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

**Короткий огляд** – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

## Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

## Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок параметрів 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	14
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	16
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження.....	21
2	Розрахунок електричної частини підстанції.....	24
2.1	Вибір трансформаторів власних потреб.....	25
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання.....	27
2.3	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини.....	29
2.4	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	33
2.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	39
2.6	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина.....	42
2.7	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина.....	43
2.8	Заземлювальні пристрої підстанції.....	44
3	Релейний захист трансформатора.....	45
3.1	Вихідні дані до розрахунку захисту.....	45
3.2	Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту	46
3.3	Газовий захист.....	53

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Влахно О.М				“Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський					н	6	73
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-61п			
Н. контр.								
Затв.	Лебединський							

4	Аналіз технічних заходів по по плановому зниженню річних втрат електроенергії.....	54
4.1	Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем.....	54
4.2	Заміна проводів на перевантажених лініях.....	56
4.3	Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будівель.....	57
4.4	Заміна перевантажених силових трансформаторів.....	58
4.5	Установка і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях.....	60
4.6	Заміна недовантажених силових трансформаторів.....	61
4.7	Установка і введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів.....	63
4.8	Автоматизація управління режимами електричних мереж.....	65
4.9	Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу.....	66
4.10	Стимулювання, установка і введення в роботу компенсуючих пристроїв у споживачів, які споживають більше 5000 кВАр·год	67
	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;

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		8



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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- провести аналіз технічних заходів щодо зниження втрат електроенергії”

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		9

# 1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

## Вихідні дані

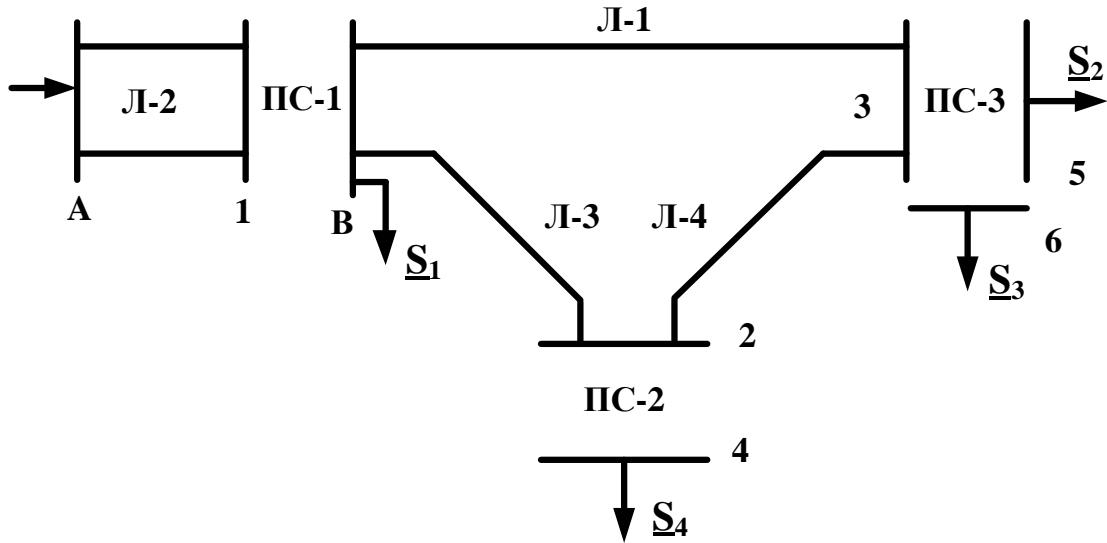


Рисунок 1.1– Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Таблиця 1.1– Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км				Потужності навантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	S <sub>4</sub>
50	40	25	15	$\frac{40+j30}{II}$	$\frac{30+j20}{II}$	$\frac{15+j10}{III}$	$\frac{20+j15}{I}$

### 1.1 Вибір напруг ліній

Приймається навантаження вузла 3 рівним сумі навантажень вузлів 5 і 6, а навантаження вузла 2 дорівнює сумі навантажень вузлів 4 і 2. Зображається замкнута мережа, що складається з ліній Л-1, Л-4, Л-3 (рисунок 1.2). Визначаються розрахункові навантаження вузлів 2 і 3:

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 85 + j60 \text{ МВА},$$

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Влахно О.М				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський				Н	10	73
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.							
Затв.	Лебединський						
					<b>Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій</b>		

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_4 = 20 + j15 \text{ MVA}$$

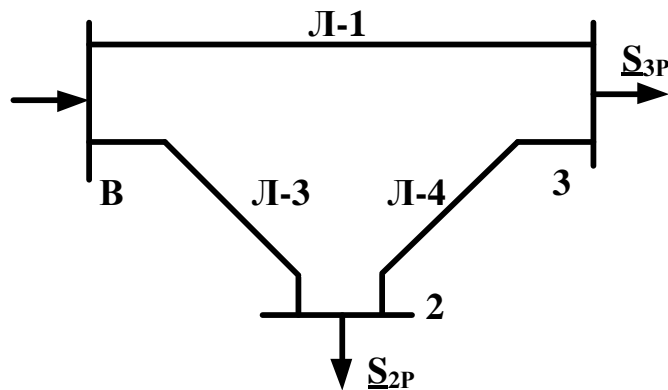


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

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

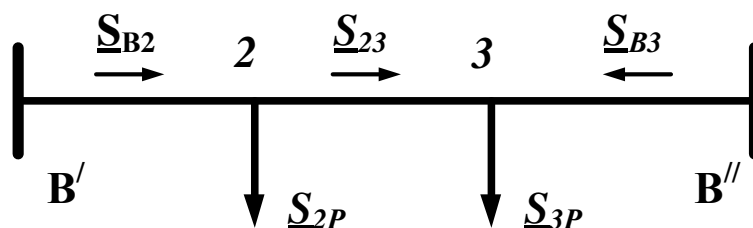


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

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

$$\underline{S}_{B2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{23} + l_{3B} + l_{B2}} = 39,44 + j27,5 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{B2} - \underline{S}_{2P} = -5,55 - j2,5 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{B2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{B2})}{l_{23} + l_{3B} + l_{B2}} = 25,55 + j17,5 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{B2} + \underline{S}_{B3}$$

$$65 + j45 = 65 + j45$$

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

## 1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

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

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

Таблиця 1.2– Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	50	25	15
Напруга ділянки, кВ	96,3	109,5	45,5

Напруга електричної мережі приймається рівною 110 кВ.

Визначаються струми проводів ліній:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,163	0,253	0,032

Для ліній приймається провід марки АС-240/32.

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів [5]

Лінія	Л-1	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів			
R <sub>o</sub> , Ом/км	0,118	0,118	0,118
X <sub>o</sub> , Ом/км	0,405	0,405	0,405

Знаходяться параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній, наводяться в таблиці 1.5.

$$R_L = r_o \cdot l_L; \quad X_L = x_o \cdot l_L;$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-3	Л-4
R <sub>л</sub>	Ом	5,9	2,95	1,77
X <sub>л</sub>	Ом	20,25	10,13	6,08

### 1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі і навантаженнями вибираються трансформатори [19].

Для ПС-3:

$$S_{T3} = \frac{S_2 + S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{(30 + 15)^2 + (20 + 10)^2}}{1,4} = 38,36 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибирається трансформатор ТДТН-40000/110\*.

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою [19]:

$$K_{зав} = \frac{S_2 + S_3}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{(30 + 15)^2 + (20 + 10)^2}}{2 \cdot 40} = 0,67.$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючі трансформатори ТДТН-40000/110\* задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 - Каталогні дані трансформатора ТДТН-40000/110\* [5]

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Каталожні дані					
		U <sub>ном</sub> обмоток, кВ			U <sub>к</sub> , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 38,5	6,6;11	10,5 (17)	17 (10,5)	6

Продовження таблиці 1.6

Тип	Каталожні данні			Розрахункові дані						
	ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом			X <sub>т</sub> , Ом			ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

\* При ХТ обмотки СН, що дорівнює нулю, обмотки НН виготовляються з  $U_{ном}$ , рівним 6,3 або 10,5 кВ.

*Примітка:* Всі трансформатори мають РПН  $\pm 9 \times 1,78\%$  в нейтралі.

Для ПС –3 [19]

$$S_{T2} = \frac{S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{20^2 + 15^2}}{1,4} = 17,73 \text{ МВА}$$

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

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_{зав} = \frac{S_4}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{20^2 + 15^2}}{2 \cdot 25} = 0,5$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДН-25000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7 – Каталогні дані трансформатора ТДТН-25000/110 [5]

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78 %	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

#### 1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

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

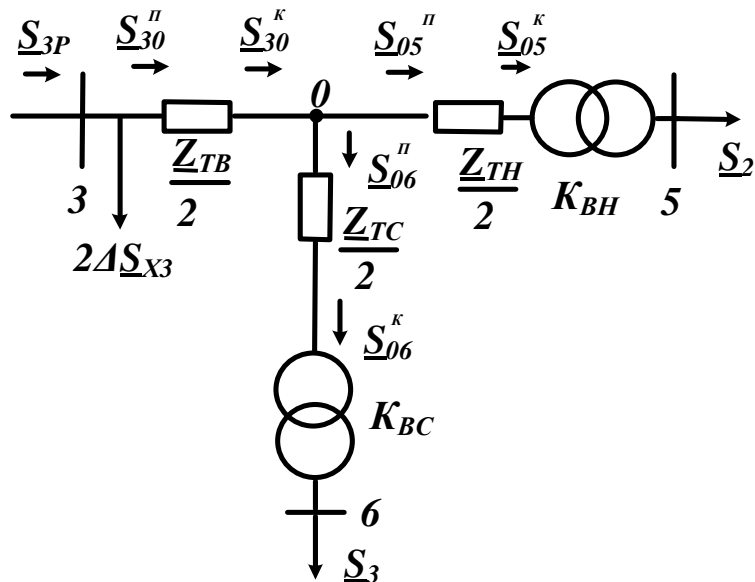


Рисунок 1.4– Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначається потужність  $\underline{S}_{05}^{\text{II}}$ :

$$\underline{S}_{05}^{\text{K}} = \underline{S}_2 = 30 + j20 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{05}^{\text{II}} = \underline{S}_{05}^{\text{K}} + \frac{(P_{05}^{\text{K}})^2 + (Q_{05}^{\text{K}})^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot \frac{Z_{\text{TH}}}{2} = 30,04 + j21,2 \text{ МВА}.$$

Визначається потужність  $\underline{S}_{06}^{\text{II}}$ :

$$\underline{S}_{06}^{\text{K}} = \underline{S}_3 = 15 + j10 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{06}^{\text{II}} = \underline{S}_{06}^{\text{K}} + \frac{(P_{06}^{\text{K}})^2 + (Q_{06}^{\text{K}})^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot \frac{Z_{\text{TC}}}{2} = 15,01 + j10 \text{ МВА}.$$

Визначається потужність  $\underline{S}_{03}^{\text{H}}$ :

$$\underline{S}_{03}^{\text{K}} = \underline{S}_{05}^{\text{II}} + \underline{S}_{06}^{\text{II}} = 45,05 + j31,2 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{03}^{\text{II}} = \underline{S}_{03}^{\text{K}} + \frac{(P_{03}^{\text{K}})^2 + (Q_{03}^{\text{K}})^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot \frac{Z_{\text{TB}}}{2} = 45,15 + j35,6 \text{ МВА}.$$

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

$$\underline{S}_{3\text{P}} = \underline{S}_{30}^{\text{II}} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{\text{X3}} = 45,24 + j36,08 \text{ МВА}$$

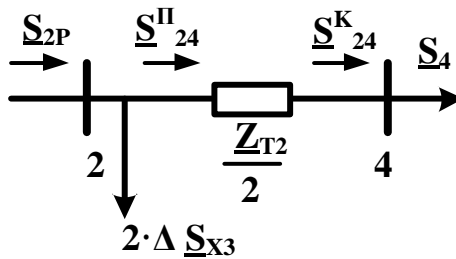


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначається потужність  $\underline{S}_{24}^H$ :

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_4 = 20 + j15 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{24}^H = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 20,07 + j16,44 \text{ МВА}.$$

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

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^H + 2 \cdot \Delta S_{X2} = 20,12 + j16,79 \text{ МВА}.$$

### 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 [1-3]:

$$\underline{S}_{B2} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot (l_{23} + l_{3B}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{3B}}{l_{23} + l_{3B} + l_{B2}} = 43,85 + j35,91 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{B2} - \underline{S}_{2P} = -1,39 - j0,89 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{2P} \cdot l_{B2} + \underline{S}_{3P} \cdot (l_{23} + l_{B2})}{l_{23} + l_{3B} + l_{B2}} = 21,51 + j17,69 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{B2} + \underline{S}_{B3}$$

$$65,36 + j53,6 = 65,36 + j53,6$$

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



Складається схема заміщення електричної мережі з урахуванням поточкорозподілу (рис. 1.6).

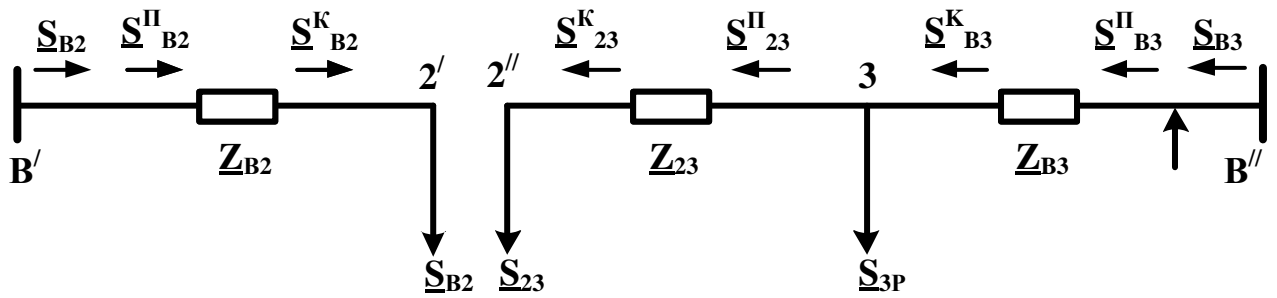


Рисунок 1.6– Розімкнена мережа

Знайдемо потужність  $\underline{S}_{B3}$ :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 1,39 + j0,89 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23}^{\text{II}} = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 1,39 + j0,89 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B3}^K = \underline{S}_{23}^{\text{II}} + \underline{S}_{3P} = 21,51 + j17,69 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B3}^{\text{II}} = \underline{S}_{B3}^K + \frac{(P_{B3}^K)^2 + (Q_{B3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B3} = 21,89 + j18,07 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{B3} = \underline{S}_{B3}^{\text{II}} = 21,89 + j18,07 \text{ МВА}.$$

Знайдемо потужність  $\underline{S}_{B2}$ :

$$\underline{S}_{B2}^K = \underline{S}_{B2} = 43,85 + j35,91 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B2}^{\text{II}} = \underline{S}_{B2}^K + \frac{(P_{B2}^K)^2 + (Q_{B2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B2} = 44,63 + j38,6 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_{B2}^{\text{II}} = 44,63 + j38,6 \text{ МВА}$$

Знайдемо потужність вузла “В”:

$$\underline{S}_B = \underline{S}_I + \underline{S}_{B2} + \underline{S}_{B3} = 106,52 + j86,66 \text{ МВА}.$$

Визначається розрахункова потужність у вузлі “1”:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_B = 106,52 + j86,66 \text{ МВА}$$

Напругу на А–1 мережі визначаються за формулою Іларіонова:

$$U_{AI} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{AI}} + \frac{2500}{P_{AI}}}} = 166,74 \text{ кВ}.$$

Напруга ділянки А-1 електричної мережі приймається рівною 220 кВ.

Визначаються струм проводів ліній А – 1:

$$I_{AI} = \frac{S_{AI}}{\sqrt{3} \cdot U_{AI}} = \frac{\sqrt{106,52^2 + 86,66^2}}{1,73 \cdot 220} = 0,36 \text{ кА}$$

Для лінії А – 1 приймається провід марки АС-240/32 [5].  $R_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$ ;  $X_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 2,6 \times 10^{-6} \text{ См/км}$ .  $R_{AI} = 2,4 \text{ Ом}$ ;  $X_{AI} = 9 \text{ Ом}$ ;  $Q_{AI} = 1,26 \text{ МВАр}$ .

За напругами мережі і розрахунковою потужністю вузла вибираються трансформатори для ПС-1:

$$S_{T1} = \frac{S_B}{1,4} = \frac{\sqrt{106,52^2 + 84,74^2}}{1,4} = 97,39 \text{ МВА}$$

Вибирається трансформатор АТДЦТН-125000/220/110.

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_{зав} = \frac{S_B}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{106,52^2 + 84,74^2}}{2 \cdot 125} = 0,543.$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючі трансформатори АТДЦТН-125000/220/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.8 - Каталожні дані трансформатора АТДЦТН-125000/220/110 [5]

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Межі регу- лювання	Каталожні дані					
			U <sub>ном</sub> обмоток, кВ			U <sub>к</sub> , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В- Н	С- Н
АТДЦТН- 125000/220/110	125	±6×2%	230	121	6,6;11;38,5	11	45	28

Продовження таблиці 1.8

Тип	Каталожні дані					Розрахункові дані						$\Delta Q_x$ , кВАр
	$\Delta P_K$ , кВт			$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$R_T$ , Ом			$X_T$ , Ом			
	В- С	В- Н	С- Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН- 125000/220/110	305	-	-	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625

Складається однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

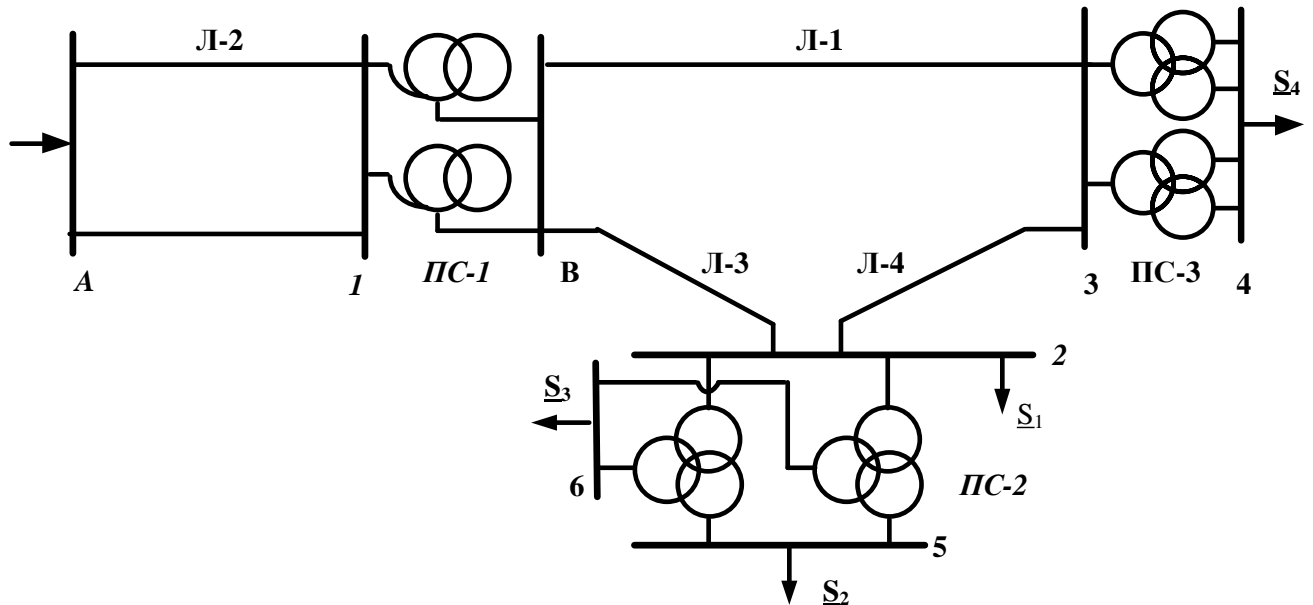


Рисунок 1.7 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

Визначається розрахункова потужність на високій стороні ПС-1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні. Зображується схема заміщення двох трансформаторів, включених паралельно (рис. 1.8) і розраховуємо розрахункову потужність  $\underline{S}_{IP}$ :

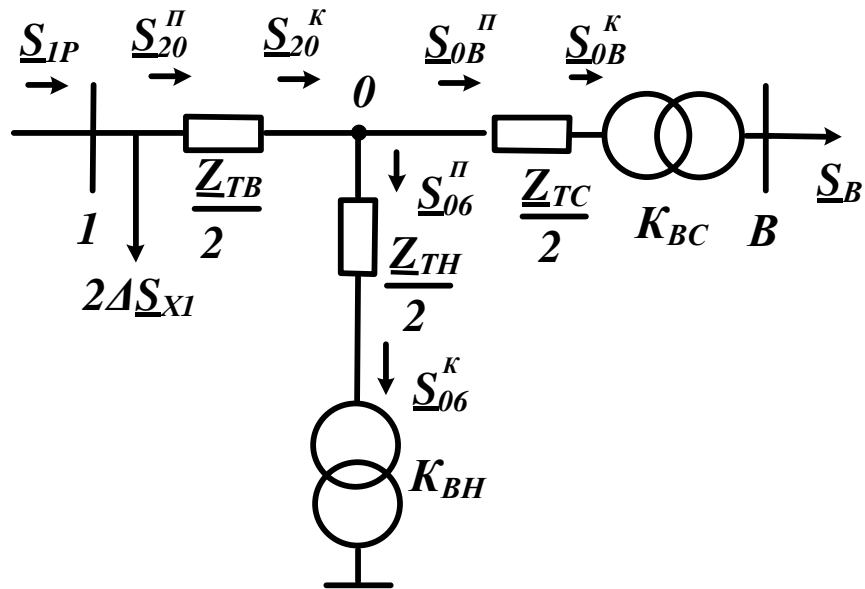


Рисунок 1.8– Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначається розрахункова потужність у вузлі 1:

$$\underline{S}_{0B}^K = \underline{S}_B = 106,52 + j84,74 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{0B}^H = \underline{S}_{0B}^K + \frac{(P_{0B}^K)^2 + (Q_{0B}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 106,61 + j86,66 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{0B}^H = 106,61 + j86,66 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{10}^H = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 106,72 + j98,21 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^H + 2 \cdot \Delta S_{X1} = 106,65 + j99,45 \text{ МВА}$$

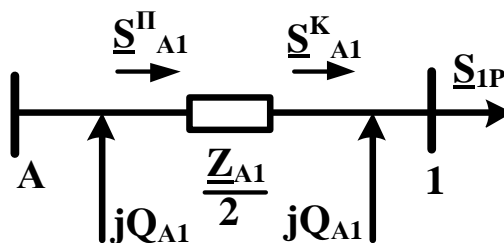


Рисунок 1.9 – Схема заміщення підстанції лінії А – 1

Знайдемо потужність вузла “А” (рис. 1.9):

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{1P} - jQ_{A1} = 106,85 + j98,2 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{A1}}{2} = 107,36 + j100,09 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^{\Pi} - jQ_{A1} = 107,4 + j98,8 \text{ МВА}$$

### 1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу вузла живлення “А” мережі  $U_A = 242 \text{ В}$  [1-3].

Визначається напруга вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left( U_A - \frac{P_{A1}^H \cdot R_{A1} + Q_{A1}^H \cdot X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left( \frac{P_{A1}^H \cdot X_{A1} - Q_{A1}^H \cdot R_{A1}}{U_A} \right)^2} = 241,4 \text{ кВ}.$$

Визначається напруга вузла 0:

$$U_0 = \sqrt{\left( U_1 - \frac{P_{10}^H \cdot R_{TB} + Q_{10}^H \cdot X_{TB}}{U_1} \right)^2 + \left( \frac{P_{10}^H \cdot X_{TB} - Q_{10}^H \cdot R_{TB}}{U_1} \right)^2} = 231,1 \text{ кВ}.$$

Визначається напруга вузла “В”, приведена до високої сторони ПС–1:

$$U_B^B = \sqrt{\left( U_0 - \frac{P_{0B}^H \cdot R_{TC} + Q_{0B}^H \cdot X_{TC}}{U_0} \right)^2 + \left( \frac{P_{0B}^H \cdot X_{TC} - Q_{0B}^H \cdot R_{TC}}{U_0} \right)^2} = 230,99 \text{ кВ}$$

Визначається реальна напруга вузла “В”:

$$U_B = \frac{U_B^B}{\frac{U_{B.НОМ}}{U_{C.НОМ}}} = 121,52 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left( U_B - \frac{P_{B2}^H R_{B2} + Q_{B2}^H X_{B2}}{U_B} \right)^2 + \left( \frac{P_{B2}^H X_{B2} - Q_{B2}^H R_{B2}}{U_B} \right)^2} = 117,25 \text{ кВ}$$

Визначається напруга вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left( U_B - \frac{P_{B3}^H R_{B3} + Q_{B3}^H X_{B3}}{U_B} \right)^2 + \left( \frac{P_{B3}^H X_{B3} - Q_{B3}^H R_{B3}}{U_B} \right)^2} = 117,48 \text{ кВ}$$

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

ПС-3

$$U_0 = \sqrt{\left( U_0 - \frac{P_{20}^H \cdot \frac{R_{TB}}{2} + Q_{20}^H \cdot \frac{X_{TB}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left( \frac{P_{20}^H \cdot \frac{X_{TB}}{2} - Q_{20}^H \cdot \frac{R_{TB}}{2}}{U_0} \right)^2} = 111,9 \text{ кВ},$$

$$U_6^B = \sqrt{\left( U_0 - \frac{P_{06}^H \cdot \frac{R_{TC}}{2} + Q_{06}^H \cdot \frac{X_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left( \frac{P_{06}^H \cdot \frac{X_{TC}}{2} - Q_{06}^H \cdot \frac{R_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2} = 111,86 \text{ кВ},$$

$$U_5^B = \sqrt{\left( U_0 - \frac{P_{05}^H \cdot \frac{R_{TH}}{2} + Q_{05}^H \cdot \frac{X_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left( \frac{P_{05}^H \cdot \frac{X_{TH}}{2} - Q_{05}^H \cdot \frac{R_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2} = 109,73 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_4^B = \sqrt{\left( U_2 - \frac{P_{24}^H \cdot R_{24} + Q_{24}^H \cdot X_{24}}{U_2} \right)^2 + \left( \frac{P_{24}^H \cdot X_{24} - Q_{24}^H \cdot R_{24}}{U_2} \right)^2} = 113,44 \text{ кВ}$$

Знаходяться реальні напруги на низькій стороні підстанцій з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

ПС-3

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,5 \text{ кВ} \quad U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 37,36 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_4 = \frac{U^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,36 \text{ кВ}$$

Отримані значення напруг задовольняють вимогу ПУЕ.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ				23

## 2 Розрахунок електричної частини підстанції

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

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги: забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах; враховувати перспективи розвитку мережі; допускати можливість розширення; забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань [8, 9, 10].

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

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Влахно О.М			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.				Н	24	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.						



## 2.1 Вибір трансформаторів власних потреб

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

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

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 високовольтих 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;

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

БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ

Арк.

25

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

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

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

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

									Арк.
									26
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.617.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  $S_C = 2000$  МВА.

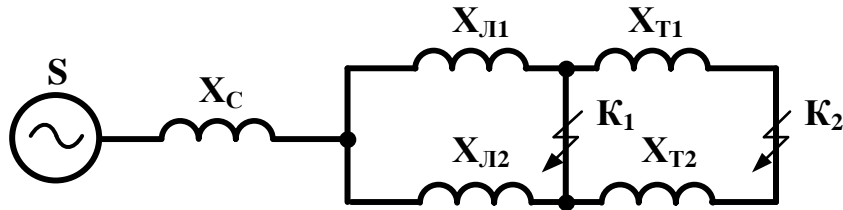


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{2000} = 6,05 \text{ Ом}.$$

Опір:

–працюючих ліній  $X_{B2} = 10,13$  Ом;  $X_{23} = 6,08$  Ом;

–трансформаторів  $X_T = 27,95$  Ом.

Періодична складова СКЗ в точці  $K_1$ :

$$I_{K1(1)} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (6,05 + 10,13)} = 3,93 \text{ кА},$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{23})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (6,05 + 6,08)} = 5,24 \text{ кА},$$

$$I_{K1} = I_{K1(1)} + I_{K1(2)} = 9,17 \text{ кА}$$

також в точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{23} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (6,05 + 6,08 + 27,95)} = 1,59 \text{ кА},$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{B2} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (6,05 + 10,13 + 27,95)} = 1,44 \text{ кА},$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 3,03 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці  $K_2$ :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 3,03 \cdot \frac{110}{10} = 33,16 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

В точці **К<sub>1</sub>**:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 9,17 = 20,82 \text{ кА}$$

В точці **К<sub>2</sub>**:

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 33,16 = 75,27 \text{ кА}$$

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

для точки **К<sub>1</sub>**:

$$I_{nr1} = I_{K1} = 9,17 \text{ кА}$$

для точки **К<sub>2</sub>**:

$$I_{nr2} = I_{K2} = 33,16 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 9,17 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,16 \text{ кА},$$

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 33,16 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 6,31 \text{ кА}$$

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

Інтеграл Джоуля:

для точки **К<sub>1</sub>**:

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 9,17 \cdot (0,06 + 0,025) = 7,15 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для точки **К<sub>2</sub>**:

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 33,16^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 164,89 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Результати розрахунку зведені в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2– Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ $i_y$ , кА	СКЗ в момент розходу контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $V_k, \text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	<b>9,17</b>	<b>20,82</b>	<b>9,17</b>	<b>1,16</b>	<b>7,150</b>
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	<b>33,16</b>	<b>75,27</b>	<b>33,16</b>	<b>6,31</b>	<b>164,89</b>

### 2.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини

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

При цьому для апаратів виконується:

1) вибір:

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

2) перевірка на:

- електродинамічну стійкість;
- термічну стійкість.

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

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

2) роз'єднувачі високої напруги;

3) трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;

4) ошиновка розподільних пристроїв 110 і 10 кВ.

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,92 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{в\dot{и}мк.} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 963,4 \text{ А.}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{с.в\dot{и}мк} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 963,4 \text{ А}$$

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

$$I_{10}^{в\dot{и}дх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ А.}$$

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{в\dot{и}дк}$$

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,17 кА	40 кА
$i_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	20,82 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{в\dot{и}дк.ном}$	9,17 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	1,16 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	7,15 кА <sup>2</sup> с	112 кА <sup>2</sup> с

Вибираємо ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1 :

$U_{НОМ} = 110$  кВ,  $I_{НОМ} = 2000$  А,  $I_{НОМ.відкл.} = 31,5$  кА,  $I_{СКВ.ІН.} = 40$  кА,  $I_{СКВ} = 102$  кА,  $I_T = 40$  кА,  $t_{відкл} = 0,07$  сек,  $\beta_H = 36$  %.

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

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	3,15 кА
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,16 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	75,27 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	33,16 кА	45/20 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	6,31 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	164,9 кА <sup>2</sup> ·с	303,75 кА <sup>2</sup> ·с

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,16 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	75,27 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	33,16 кА	45 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	6,31 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	164,9 кА <sup>2</sup> ·с	303,75 кА <sup>2</sup> ·с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,16 кА	120 кА
$I_{y\partial} \leq I_{СКВ}$	75,27 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	29,87 кА	45 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	6,31 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	164,9 кА <sup>2</sup> ·с	303,75 кА <sup>2</sup> ·с

Вимикач МГГ-10-3150-45У3

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	1000 А
$I_{y\partial} \leq I_{СКВ}$	20,82 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	7,15 кА <sup>2</sup> ·с	3969/1323(кА <sup>2</sup> )·с

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



## 2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

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

Таблиця 2.8 - 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	50-600 А
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	20,82 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	7,15 кА <sup>2</sup> с	162,5 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{Hном}$	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.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4 мм<sup>2</sup> для алюмінієвих жил.

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

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

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

$F$  – перетин жил, мм<sup>2</sup>;

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

Загальна опір кола струму:

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

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	2000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	75,27 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	164,9 кА <sup>2</sup> ·с	303,75 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму на відхідну лінію

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	963,4 А	5-1000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	75,27 кА	250 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	164,9 кА <sup>2</sup> ·с	303,75 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

### Вибір трансформаторів напруги

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

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2
3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	І-675	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	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	
		А-В	В-С
1	Ватметр	2	2
2	Варметр	2	2
3	Ватметр реєструючий	10	10
4	Варметр реєструючий	10	10
5	Лічильник ватгодин	3	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	3	3
7	Вольтметр	2	—
8	Частотомір	—	3
Разом		32	33

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

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми:

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

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

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

Тоді:

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

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

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

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

Тоді:

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

Падіння напруги становить:

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

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

## 2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталєалюмінієвими проводами марки АС [10]. При цьому перерізн шин має бути меншим 120 мм<sup>2</sup> (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довго допустимим струмом. При максимальному робочому струмі до 200 А вибираємо переріз 120 мм<sup>2</sup> з допустимим струмом 265 А мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C};$$

де  $C=90 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$ .

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{7,15}}{90 \cdot 10^{-3}} = 79,4 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий переріз менший допустимого, для ошиновки РП 110 кВ вибираємо гнучкий сталєалюмінієвий кабель АС-120. 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  $l = 1,5 \text{ м}$ ;

$\gamma$  – момент інерції поперечного перетину шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили,  $\text{м}^4$ ;

$q$  – поперечний перетин шини,  $\text{м}^4$ .

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

де  $b$  – товщина шини, м,

$h$  – ширина шини, м.

Вибираємо шину перетином  $40 \times 4$  мм, допустимий струм 480 А.

Момент інерції поперечного перетину шини:

$$\gamma = \frac{4 \cdot 40^3}{12} = 21,333 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Частота власних коливань шини:

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{21,33 \cdot 10^{-9}}{160 \cdot 10^{-5}}} = 0,888 \text{ Гц},$$

що менше значення 30 Гц.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон},$$

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

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

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

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

$a = 0,5$  м – відстань між фазами.

Момент опору шини:

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20,82^2 \cdot 1,2^2}{1,067 \cdot 10^{-6} \cdot 0,5} = 31,64 \text{ МПА},$$

										Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ					40



що менше допустимого значення 75 МПа.

Перевірка шини по нагріванню. Інтеграл Джоуля:

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

що більше розрахованого значення 7,15 кА<sup>2</sup>с.

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

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

## **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.



## 2.8 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.5.141.617.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

### 3. Релейний захист трансформатора

#### 3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Необхідно розрахувати релейний захист трансформатора ТРДНЦ- 25000/110, який має наступні характеристики [табл. 1-7]. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12]:

Струм КЗ на шинах високої напруги становить [13]:

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

де  $X_{с.макс} = X_{с.мін} = 6,05 \text{ Ом}$ .

$$X_{Т.мін} = X_{Т.ном} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 27,5 \cdot (1 - 0,16)^2 = 19,71 \text{ Ом},$$

$$X_{Т.макс} = X_{Т.ном} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 27,5 \cdot (1 + 0,16)^2 = 37,62 \text{ Ом},$$

$$X_{в.мін} = X_{Т.мін} = 19,71 \text{ Ом},$$

$$X_{в.макс} = X_{Т.макс} = 37,62 \text{ Ом}$$

$$I_{К.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (6,05 + 19,71)} = 2,468 \text{ кА}.$$

$$I_{К.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{в.макс})} = \frac{115}{2 \cdot (6,05 + 37,62)} = 1,26 \text{ кА}.$$

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Влахно О.М			Релейний захист трансформатора	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.				Н	45	73
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.						



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

де  $k_{cx}$  – коефіцієнт схеми, тоді:

$$I_{в.ном.вн} = \frac{125,6 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{300} = 3,62 \text{ А};$$

$$I_{в.ном.нн} = \frac{1376 \cdot 1 \cdot 5}{3000} = 3,97 \text{ А}.$$

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

За основну сторону приймається обмотка високої напруги живленням 110 кВ.

Всі розрахунки приведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Обладнання захисту

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

Продовження таблиці 3.1

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



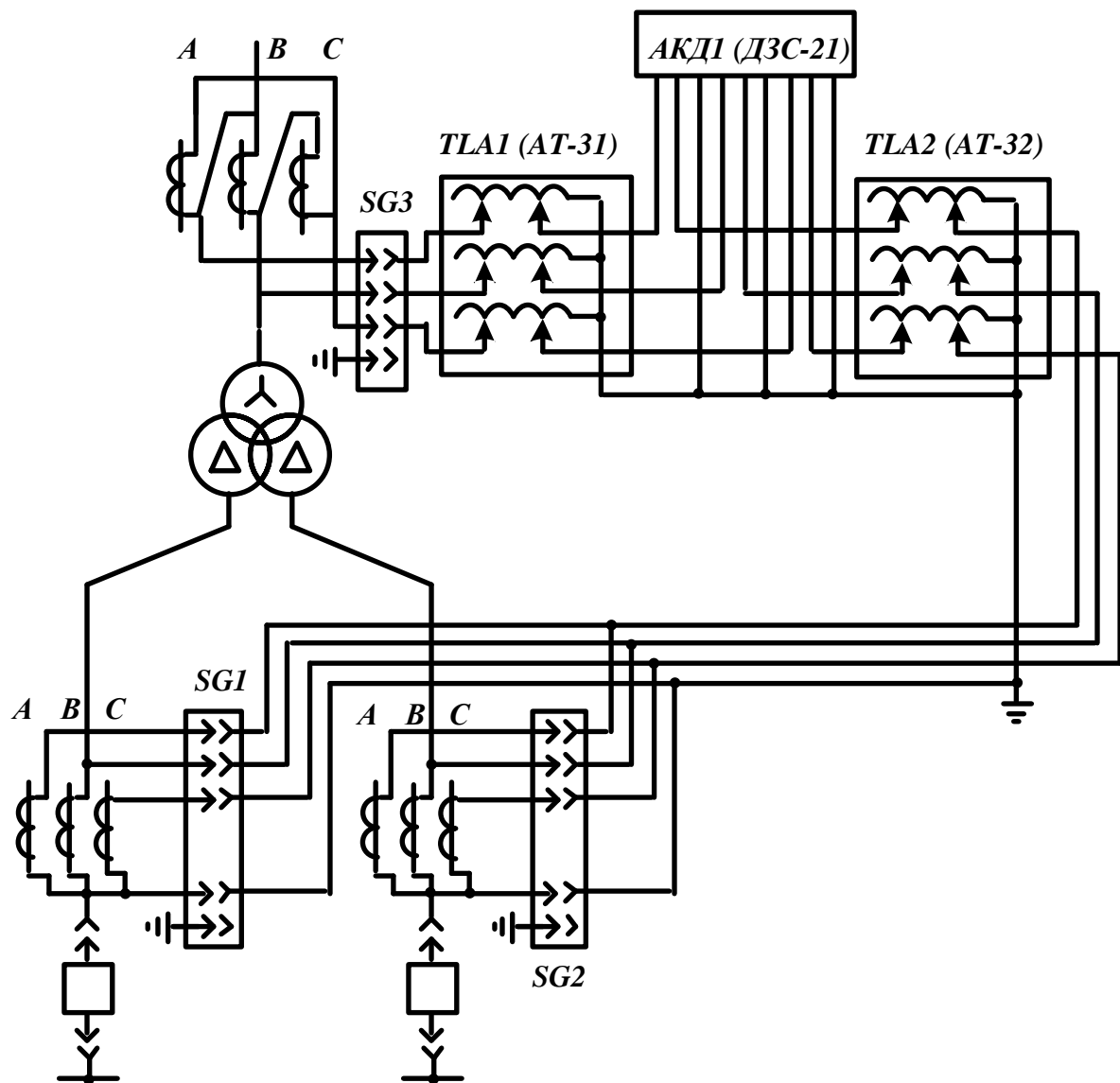


Рис.3.1 - Пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора з реле типу ДЗС-21

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

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

$$= 0,5 \cdot 125 \cdot \left( 1 \cdot \frac{5}{125} + 1 \cdot \frac{2,5}{3,5} \right) = 335 \text{ A}$$

$$\left( \frac{600}{5} \quad \frac{3,6}{4,6} \right)$$

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

4) Розрахунок струму небалансу, що відповідає початку гальмування:

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

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 335 = 92,83 \text{ A}$$

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

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

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_z I_{\text{нб.гальм.поч}} = 1,5 \cdot 92,83 = 139,24 \text{ A};$$

б) відстройка від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 125 = 37,7 \text{ A}.$$

Для подальших розрахунків вибирається значення випадку а):

$$I_{\text{с.з.мін}} = 139 \text{ A}.$$

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

Розрахунок сторони вищої напруги:

$$I_{*c.p.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \cdot \frac{U_{вн.ном}}{U_{ном.П}} \cdot k_{сх}}{K_I \cdot K_{TL} \cdot I_{відтв.ном.ТАВ}} = \frac{139 \cdot \frac{115}{115} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 0,55$$

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

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

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,16 - 4,25}{4,16}) \cdot 0,962 = 0,63 \text{ кА}$$

8) Коефіцієнт гальмування захисту:

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

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

$$I_{*нб.розр} = \frac{I_{нб.розр}}{I_{ном}} = \frac{0,91}{0,962} = 0,828.$$

Підстановка чисел в формулу для знаходження коефіцієнту гальмування захисту:

$$k_{гальм} = \frac{1,5 \cdot 0,828 \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{92,83}{125} \cdot \left( \frac{4,6}{5} - \frac{4,47}{5} \right)} = 0,23.$$

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

$$I_{с.відс.розр} = k_3 \cdot I_{нб.розр},$$

де

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

$$= (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,5 - 4,6}{4,5}) \cdot 2468 = 910 \text{ A}$$

Тоді:

$$I_{с.відс.розр} = 1,5 \cdot 910 = 1370 \text{ A}.$$

10) Відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічки:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{k_I \cdot k_{TL} \cdot I_{відв.ном. TAV}} = \frac{1370 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 5,475.$$

Відносна уставка відсічки приймається рівною 3, що відповідає струму спрацьовування.

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

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.н}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.н}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1260}{139 \cdot \sqrt{3}} = 9,045$$

### 3.3 Газовий захист

Встановлюється на трансформаторах потужністю 6,3 МВА і вище.

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

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

## 4 Аналіз технічних заходів по по плановому зниженню річних втрат електроенергії

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

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

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

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

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

### 4.1 Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем

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

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

$$Z_w + Z_q + Z_u + Z_n - Z_k \geq 0$$

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ					
Вим	арк	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.	Влахно О.М				<b>Аналіз технічних заходів по по плановому зниженню річних втрат електроенергії</b>	Літ.	Аркуш	Аркушів		
Перев.	Лебединський					н	54	73		
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-61п				
Н. контр.										
Затв.	Лебединський									

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

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

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

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

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

$Q_{ку}$  – потужність компенсуючого пристрою, кВАр;

$T$  – час роботи компенсуючого пристрою, год.

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

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

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

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

$U_n$  – номінальна напруга мережі, В;

$\tau$  – час найбільших втрат, год;

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

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

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

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

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

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

При цьому зниження втрати напруги будуть наступні:

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

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

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

$U$  – напруга мережі.

#### 4.2 Заміна проводів на перевантажених лініях

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

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



Таблиця 4.1 - Максимальні струмові навантаження проводів

Параметри	Сталеві		Алюмінієві і сталюалюмінієві				
	19,6	25	16	25	35	50	70
Існуючі перерізи проводів, мм <sup>2</sup>							
Струмові навантаження проводів, А	13	30	50	70	100	135	210

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

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

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

#### 4.3 Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будівель

Фактичне зниження втрат електроенергії при проведенні заходу  $\Delta W_{\phi.2.3}$  в мегават-годинах визначається сумою знижень втрат в замінних відгалуженнях за формулою (4.4):

$$\Delta W_{\phi.2.3} = \left( \frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) \cdot m \cdot L \cdot I^2 \cdot \tau \cdot K_n, \quad (4.4)$$

де  $\rho_1$  і  $\rho_2$  – питомий опір матеріалу, відповідно старого і нового проводів,

Ом·мм<sup>2</sup>/км;

$\rho_{Al} = 31,5$  Ом·мм<sup>2</sup>/км – для алюмінієвих і сталюалюмінієвих проводів,

$\rho_{Cu} = 18,6$  Ом·мм<sup>2</sup>/км – для мідних,

$\rho_{Fe} = (125-140)$  Ом·мм<sup>2</sup>/км – для сталевих при струмі навантаження 3–5 А;

$F_1$  і  $F_2$  – перерізи відповідно старого і нового проводів, мм<sup>2</sup>;

$m$  – кількість фаз в відгалуженні;

$m=1$  при однофазному відгалуженні,

$m=3$  при трифазному відгалуженні;

$L$  – довжина відгалуження, км;

$I$  – струм у відгалуженні, А;

$\tau$  – час найбільших втрат, ч,

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

Допускається наближена оцінка зниження втрат при проведенні заходу  $\Delta W_{\phi.2.3}$  в мегават-годинах за формулою (4.5):

$$\Delta W_{\phi.2.3} = 0,006 \cdot n_{\text{від}}, \quad (4.5)$$

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

#### 4.4 Заміна перевантажених силових трансформаторів

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

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

$$K_{z.L} > k_{z.L}^B$$

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

$$k_{z.L}^e = \sqrt{\frac{(P_{xx.L} - P_{xx.(L+1)}) \cdot T \cdot Z + K}{(P_{kz.L} - k_{\text{вт}}^2 \cdot P_{kz.(L+1)}) \cdot T \cdot Z}}, \quad (4.6)$$

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

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

індекс  $L$  відноситься до трансформатора, який замінюється,

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

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		58

$T$  – тривалість роботи трансформатора, год.;

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

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

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

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

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

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

де  $K_{дм}$  – вартість демонтажу устаткування,

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

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

$$K = K_m + K_{дм}, \quad (4.9)$$

де  $K_m$  – демонтаж обладнання.

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

$$K = K_{дм.L} + K_{м.L} + K_{дм.(L-1)} + K_{м.(L-1)}, \quad (4.10)$$

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

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

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

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

і збільшення втрат холостого ходу  $\delta W_{xx}$  в мегават-годинах (4.12):

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

де  $T$  – тривалість роботи трансформатора, год.

Сумарне зниження втрат енергії  $\delta W$  в мегават-годинах становить (4.13):

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

#### 4.5 Установка і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях

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

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

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

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

де  $K$  – визначається формулою (4.10),

$\delta W$  – визначається формулою (4.13).

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

Застосування загального для даної мережі  $\tau$  у формулі (4.11) виправдане тільки при відсутності інформації про графіки навантажень. Залежно від повноти режимної інформації потрібно застосовувати більш точні методи розрахунку

навантажувальних втрат електроенергії. При установці ж нових трансформаторів використання формули (4.10) неприпустиме.

#### 4.6 Заміна недовантажених силових трансформаторів

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

Перша умова записується у вигляді виразу (4.15):

$$K_{z,L} < k''_{z,L}, \quad (4.15)$$

а друга умова записується у вигляді виразу (4.16):

$$k_{n,m} \cdot k_{z,L} < k_{c,n,(L-1)}, \quad (4.16)$$

де  $k_{z,L}$ ,  $k''_{z,L}$  – відповідно фактичний і економічно доцільний коефіцієнти завантаження замінного трансформатора, відн. од;

$k_{n,m}$  – відношення номінальних потужностей трансформаторів, відн. од;

$k_{c,n}$  – коефіцієнт допустимих систематичних перевантажень трансформатора, відн. од.

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

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

$$k''_{z,L} = \sqrt{\frac{(P_{xx,L} - P_{xx,(L+1)}) \cdot T \cdot 3 - K}{(k_{n,m}^2 \cdot P_{kz,(L-1)} - P_{kz,L}) \cdot \tau \cdot 3}}, \quad (4.17)$$

В цьому випадку  $k_{3,L}^H = k_{3,L}^{H,n}$ .

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

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

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

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

$$\delta W_{нав.втр} = (k_{нт}^2 P_{нав.втр,(L+1)} - P_{нав.втр,L}) \cdot k_{3,L}^2 \cdot \tau \cdot k_n. \quad (4.19)$$

Сумарне зниження втрат електроенергії  $\delta W$  в мегават-годинах визначається за формулою (4.20):

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

де  $\delta W_{xx}$  – втрати електроенергії холостого ходу, МВт·год;

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

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

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

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

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

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

В даний час буває, що заміна трансформаторів виконується персоналом енергосистем за рахунок коштів на капітальний ремонт, і дані витрати в формулах (4.6), (4.17) можна не враховувати. Ці формули істотно спрощуються і приймають такий вигляд (4.21):

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

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

#### 4.7 Установка і введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів

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

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

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

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

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

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

менший рівномірний графік роботи споживача, тим, очевидно, число секцій має бути більшим.

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

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

$$\delta W_{z.e} - Z_{арм} \geq 0; \quad (4.22)$$

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

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

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

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

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

Автоматичні регулятори потужності БСК випускають в декількох модифікаціях.

Області їх застосування можуть бути наступними:

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

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

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

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



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

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

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

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

Таблиця 4.2 - Частка незкомпенсованих втрат

Частка втрат, незкомпенсованих $\delta P$ , % при числі секцій регульованої БСК:	Час втрат $\tau$ , год		
	3000	3000 - 5000	5000
2-3	3-5	1-3	1
4-6	1	1	0

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

#### 4.8 Автоматизація управління режимами електричних мереж

Для автоматизації управління режимами електричних мереж потрібно:

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

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

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

#### 4.9 Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу

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

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

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

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

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

По суті, при цьому доводиться провести реконструкцію всієї мережі.

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

Підвищення номінальної напруги мережі здійснюється в основному за двома напрямками:

- 1) за рахунок зниження запасу ізоляції існуючих повітряних ліній та реконструкції підвищувальних і понижувальних підстанцій, що характерне:
  - для міських і сільських розподільних мереж **(6 – 10) кВ**,
  - міських кабельних мереж **(6 – 10) кВ**, і тому подібне.
- 2) за допомогою споруди мережі живлення більш високої напруги у вигляді глибоких введів до центрів електроспоживання, розвантаження на цій основі існуючих ліній і переведення їх в розряд розподільних.

										Арк
										66
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ					

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

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

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

#### **4.10 Стимулювання, установка і введення в роботу компенсуючих пристроїв у споживачів, які споживають більше 5000 кВАр·год**

Захід реалізується споживачами і при високих цінах на активну електроенергію може бути одним з найбільш ефективних.

Взаємини між електропередавальними організаціями та споживачами по стимулюванню оптимальної видачі реактивної електроенергії джерелами споживачів, установка нових таких джерел регулюється в даний час, як для електричних мереж НЕК «Укренерго», так і для споживачів передавальних енергокомпаній, встановлюється [20].

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		67

## Висновки

В результаті виконання дипломного проекту бакалавра було зроблено наступні.

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

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

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

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

## 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](http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20)

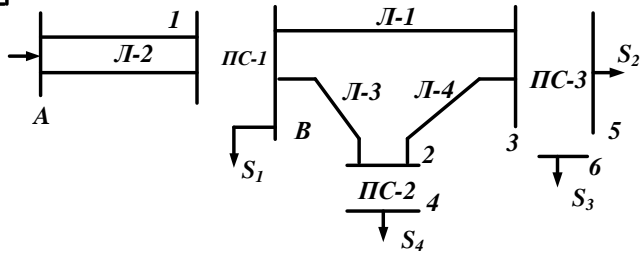
										Арк
										69
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ					

- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. [Релейний захист електроенергетичних систем](#): Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с  
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).
- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІДТ).
- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики

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).

					БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		71



Категорія споживача

- $\underline{S}_1 = I$
- $\underline{S}_2 = II$
- $\underline{S}_3 = III$
- $\underline{S}_4 = I$

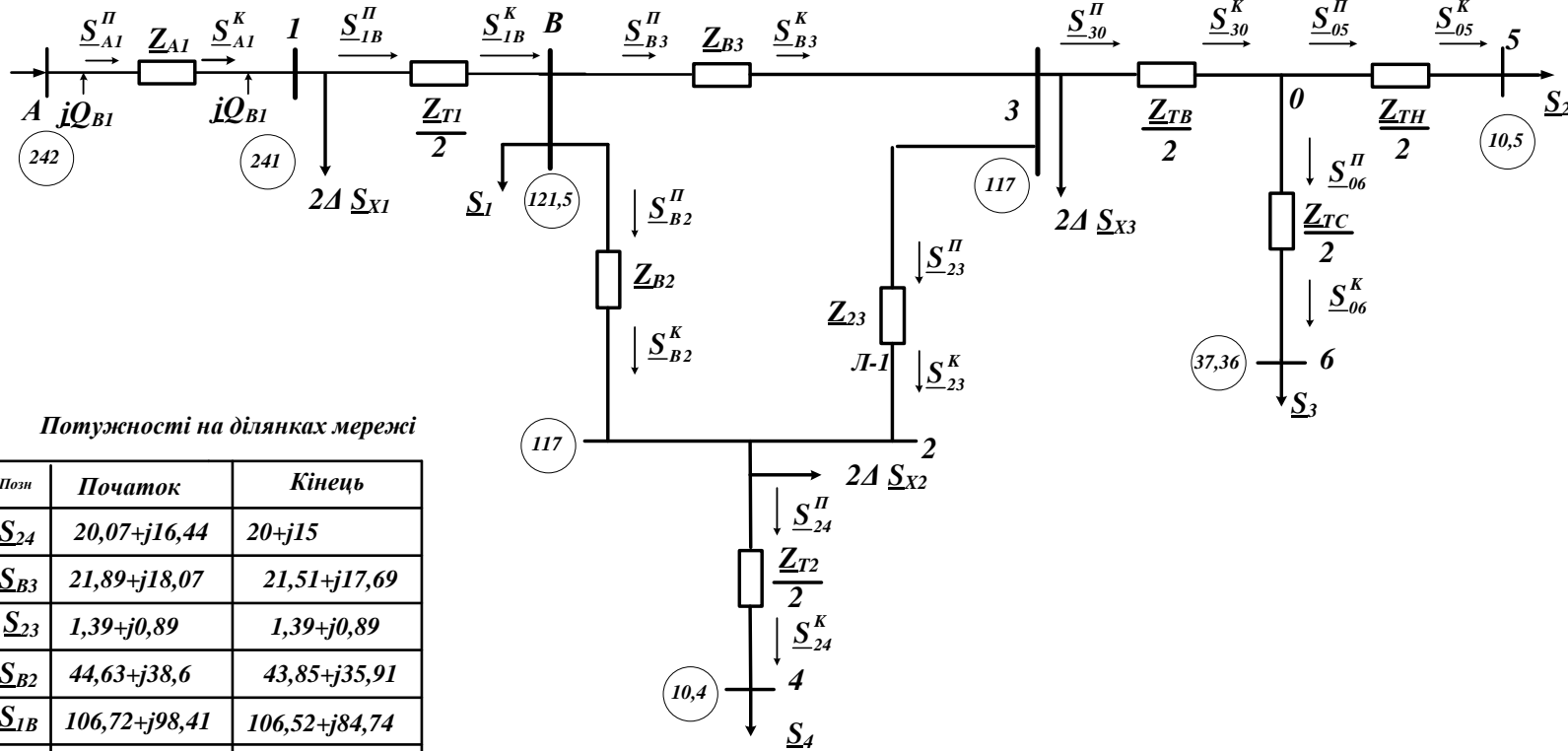
Потужності навантажень

- $\underline{S}_1 = 40 + j 30 \text{ MVA}$
- $\underline{S}_2 = 30 + j 20 \text{ MVA}$
- $\underline{S}_3 = 15 + j 10 \text{ MVA}$
- $\underline{S}_4 = 20 + j 15 \text{ MVA}$

Довжина ліній

- Л-1 50 км
- Л-2 40 км
- Л-3 25 км
- Л-4 15 км

Початкова схема мережі



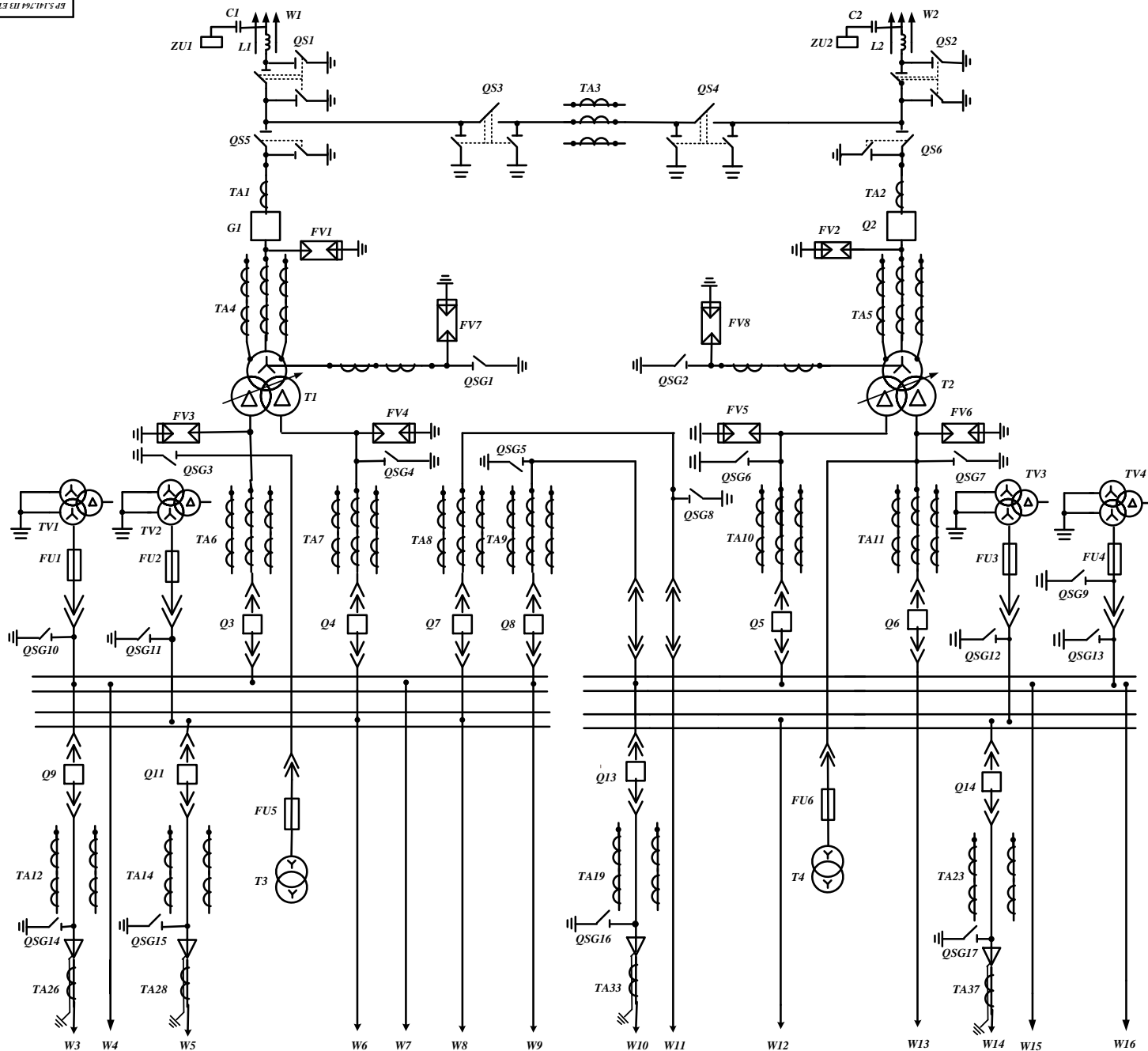
Потужності на ділянках мережі

Пози	Початок	Кінець
$\underline{S}_{24}$	$20,07 + j16,44$	$20 + j15$
$\underline{S}_{B3}$	$21,89 + j18,07$	$21,51 + j17,69$
$\underline{S}_{23}$	$1,39 + j0,89$	$1,39 + j0,89$
$\underline{S}_{B2}$	$44,63 + j38,6$	$43,85 + j35,91$
$\underline{S}_{1B}$	$106,72 + j98,41$	$106,52 + j84,74$
$\underline{S}_{30}$	$45,15 + j35,6$	$45,15 + j31,2$
$\underline{S}_{06}$	$15,01 + j10$	$15 + j10$
$\underline{S}_{05}$	$30,04 + j21,2$	$30 + j20$
$\underline{S}_{A1}$	$107,36 + j100,09$	$106,85 + j98,2$

Розрахункова схема заміщення мережі

				БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ		
Вид. док.	№ докум.	Пом.	Лист	Лист	Місяц	Місяць
Розроб.	Виконав.	ОМ	Лист	Лист	Лист	Лист
Перевірив	Лейденський					
Консулянт						
Титул						
П.комер.						
Затвер.	Лейденський					
Розрахунок параметрів об'єкту та режимів роботи електричних мереж і аналіз технічних умов надійності та втрат електроенергії				Лист 1 Лист 2		
Розрахунок електричної мережі				Суцільн. зр. ЕТОН-6In		





№п/п	Позначення	Найменування	Кол.
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДНЦ-25000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високошвидкісний загороджувач	2
4	Q51-Q56	Роз'єднувач зовнішньої установки РНД-(3)-220/1000 УХЛ1	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВЕМ-220Б-31,5/2000У1	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТФЗМ-220-У1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму вбудований ТВТ-220-1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляційний РВС-220МУ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляційний РВП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляційний РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗР-220УХЛ1	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10+400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТПЛ-10-У3	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр присоединя ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУ3	7

БР.5.141.617.ПЗ.ЕТ				№п/п	Місяц	Місяць
Розроб.	В.С.Добров.	Перев.	В.С.Добров.	11		
Листів	Всього 01М	Листів	Всього 01М	Архив 1	Архив 2	
Комп'ютер	Ліцензійний	Комп'ютер	Ліцензійний	СумДУ, с.р.ЕТ06-61п		
Рисувач		Рисувач		Розробник електричної частини підстанції		
Підпис		Підпис		СумДУ, с.р.ЕТ06-61п		
Затвер.	Ліцензійний	Затвер.	Ліцензійний			