

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему:

«Проблеми використання потужних сонячних електростанцій в  
енергетичному секторі України»

зі спеціальності 6.141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент гр. ЕТ-81

Є. І. Нестеренко

Керівник

к.ф. - м.н., доцент

М. В. Петровський

## РЕФЕРАТ

с. 97, рис. 29, табл. 83

Бібліографічний опис: Нестеренко Є. І. Проблеми використання потужних сонячних електростанцій в енергетичному секторі України [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Є.І. Нестеренко; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2022. – 97 с.

Ключові слова:

електрична мережа, підстанція, захист трансформатора, комутаційні апарати, відновлювальні джерела енергії, енергетичний сектор, екологія;

электрическая сеть, подстанция, защита трансформатора, коммутационные аппараты, возобновляемые источники энергии, энергетический сектор, экология;

electric grid, substation, transformer protection, switching devices, renewable energy sources, energy sector, ecology.

Об'єкт дослідження: розподільча електрична мережа, електрична частина підстанцій, енергетичний сектор України, розвиток сонячної енергетики, вплив на екологію.

Короткий огляд:

Зроблений розрахунок електричної мережі високої напруги в нормальному, аварійному та режимі мінімальних навантажень. Виконано підбір комутаційної апаратури для підстанції. Розраховано релейний захист автотрансформатора. Проведено аналіз енергетичного сектору України, структурної характеристики основних типів електростанцій. Досліджено вплив роботи СЕС на екологію прилежних територій.

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>3</b>
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електростанція;  
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;  
ВЕС – вітрова електростанція;  
ВН – висока напруга;  
ГЕС – гідро електростанція;  
ГРП – головна розподільча підстанція;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЗРП – закритий розподільчий пристрій;  
КЗ – коротке замикання;  
КРП – комплектний розподільчий пристрій;  
МСЗ – максимальний струмовий захист;  
НН – низька напруга;  
ПЛ – повітряна лінія;  
ПС – підстанція;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
РП – розподільчий пристрій;  
РПН – регулювання під напругою;  
СЕС – сонячна електростанція;  
СН – середня напруга;  
ТЕС – теплова електростанція;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму;  
IRENA – International Renewable Energy Agency.

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ документу</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<b>4</b>

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	7
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	8
1.1 Вихідні дані для проектування.....	8
1.2 Розроблення конфігурацій мережі .....	8
1.3 Варіант мережі №1.....	10
1.3.1 Визначення довжин ліній.....	10
1.3.2 Визначення струмів та напруги на ділянках .....	10
1.3.3 Вибір трансформаторів .....	15
1.3.4 Розрахунок перетоків та втрат потужності .....	17
1.3.5 Розрахунок напруги у вузлах .....	20
1.3.6 Розрахунок втрат електроенергії .....	22
1.3.7 Перевірка схеми в режимі мінімальних навантажень.....	23
1.3.8 Аварійний режим.....	26
1.3.9 Техніко-економічні показники.....	29
1.4 Варіант мережі №2.....	31
1.4.1 Визначення довжин ліній.....	31
1.4.2 Визначення струмів та напруги на ділянках .....	31
1.4.3 Вибір трансформаторів .....	35
1.4.4 Розрахунок перетоків та втрат потужності .....	36
1.4.5 Розрахунок напруги у вузлах .....	40
1.4.6 Розрахунок втрат електроенергії .....	42
1.4.7 Перевірка схеми в режимі мінімальних навантажень.....	43
1.4.8 Аварійний режим.....	46
1.4.9 Техніко-економічні показники.....	50

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проблеми використання потужних сонячних електростанцій в енергетичному секторі України. Пояснювальна записка	Літ.	Лист	Листів
Розробив		Нестеренко Є.І.					5	96
Керівник		Петровський М.В.				<b>СумДУ, ЕТ-81</b>		
Консульт.								
Н. контроль								
Завтвер.		Лебединський І.Л.						

2	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ .....	52
2.1	Вихідні дані.....	52
2.2	Перевірка трансформаторів за графіком навантаження.....	52
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання.....	54
2.4	Вибір високовольтних апаратів РП.....	56
2.5	Вибір трансформаторів власних потреб підстанції.....	58
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів.....	59
2.6.1	Вибір трансформаторів струму.....	59
2.6.2	Вибір трансформаторів напруги.....	65
2.7	Вибір схеми електричних з'єднань підстанцій.....	67
2.8	Вибір ошиновки РП.....	69
2.9	Графічна частина .....	73
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ .....	75
3.1	Розрахунок струмів КЗ .....	76
3.2	Розрахунок повздовжнього диференціального струмового захисту .....	78
3.3	Вибір уставок реле ДЗТ-11 .....	80
3.4	Розрахунок уставок спрацьовування МСЗ.....	82
4	ПРОБЛЕМИ ВИКОРИСТАННЯ ПОТУЖНИХ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ УКРАЇНИ.....	84
4.1	Відновлювальні джерела енергії в Україні.....	84
4.2	Структура енергетичного сектору України та місце в ньому сонячної енергетики. ..	85
4.3	Правові та економічні проблеми.....	87
4.4	Неоднозначна екологічність сонячних електростанцій. ....	90
	ВИСНОВКИ.....	95
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	97

## ВСТУП

Електропостачання міст, підприємств, цивільних і суспільних споруд в даний час є однією з основних задач забезпечення життєдіяльності людей. Питання постачання електроенергією, побудови мереж електропостачання мають великий вплив не тільки на життєдіяльність але і на технічний прогрес людства.

Споживачі електроенергії мають свої специфічні особливості, чим обумовлені певні вимоги до їх електропостачання (надійність, якість електроенергії, резервування і захист окремих елементів). Проектування є однією з основних задач розвитку енергетичних систем та економічного функціонування електроенергетичної системи. При проектуванні, спорудженні й експлуатації систем електропостачання потрібно правильно здійснювати вибір схем електропостачання, вибір напруг, визначати навантаження, вибирати типаж, число й потужність трансформаторних підстанцій, проектувати захист та обирати основні електричні апарати, проводи і т. д. Всі технічні рішення підпорядковуються необхідності отримати безпечну та надійну систему електропостачання при найкращих техніко-економічних показниках.

Даним проектом передбачено розрахунок електропостачання районної електричної мережі, вибір основного електротехнічного обладнання та проектування релейного захисту окремої трансформаторної підстанції.

У першому розділі описано розрахунок районної електричної мережі.

У другому розділі вибрано електричні апарати захисту, вимірювальне устаткування підстанції.

У третьому розділі проведено розрахунок релейного захисту трансформаторної підстанції.

У четвертому розділі розглянуто проблеми масового впровадження сонячних електростанцій для електропостачання споживачів в Україні.

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>7</b>
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

# 1 Розрахунок електричної мережі

## 1.1 Вихідні дані для проектування

Таблиця 1.1 – Характеристики споживачів

Параметр	1	2	3	4	5	6
X, мм	22	26	48	-12	16	10
Y, мм	49	21	20	24	25	14
P, МВт	28	43	57	61	658	551
cosφ	0.88	0.95	0.90	0.92	0,95	0,86
T <sub>м</sub> , год	5610	4530	5340	4760	4890	4550
Категорія	III	III	II	II	III	II

Таблиця 1.2 – Додаткова вихідна інформація про споживачів та їх розташування

Характеристика споживачів	I
Масштаб для споживачів 1–4, км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 щодо точки прив'язки, км/мм	0.1
Споживач, до якого прив'язані споживачі 5 і 6	1
Частка всіх навантажень у мінімальному режимі P <sub>мін</sub> щодо максимального	0.58

## 1.2 Розроблення конфігурацій мережі

Виходячи з рекомендацій щодо економічності та надійності проектованої електромережі, складемо дві конфігурації.

○ – споживач I категорії;

□ – споживач II категорії;

Δ – споживач III категорії;

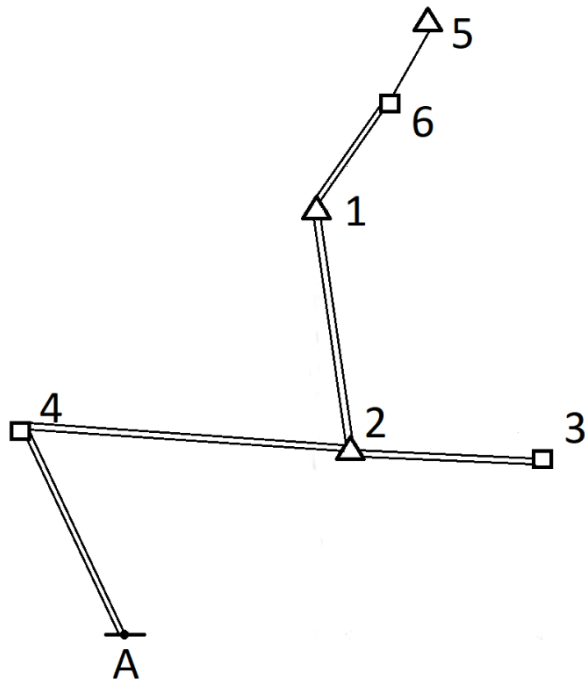


Рис. 1.1 – Схема №1

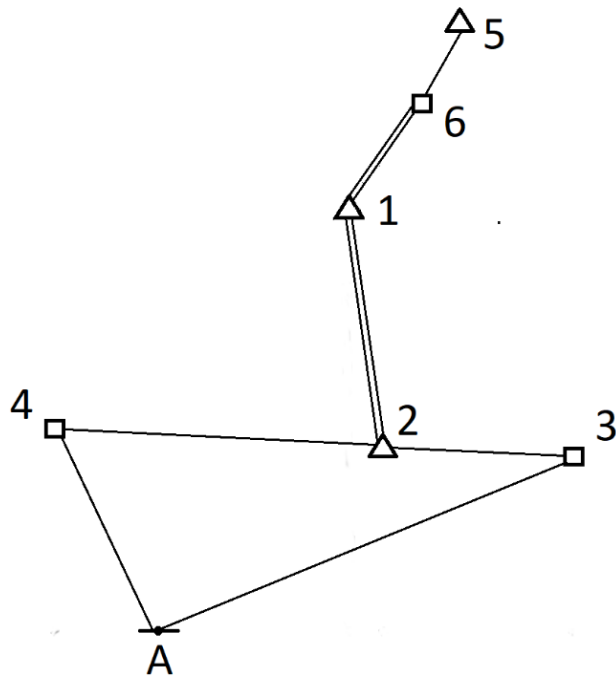


Рис. 1.2 – Схема №2



Знайдемо потужність споживачів за наступною формулою та занесемо дані у таблицю 1.3:

$$S = P + j \cdot P \cdot \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (1.1)$$

Таблиця 1.3 – Потужності споживачів

Параметр	1-ий спож.	2-ий спож.	3-ий спож.	4-ий спож.	5-ий спож.	6-ий спож.
S, МВА	28+j·15.11	43+j·14.13	57+j·27.61	61+j·25.99	0.658+j·0.216	0.551+j·0.327

### 1.3 Варіант мережі №1

#### 1.3.1 Визначення довжин ліній

Знаючи координати кожного споживача та їх взаємне розташування, розрахуємо довжини ліній для варіанту №1 за допомогою теореми Піфагора

Таблиця 1.4 – Довжини ліній (в умовних одиницях)

Ділянка	A4	24	23	21	16	65
l, мм	26.8	37	22	30	17.2	12.5

У реальному масштабі (з урахуванням даних табл. 1.2):

Таблиця 1.5 – Довжини ліній (в реальному масштабі)

Ділянка	A4	24	23	21	16	65
l, км	26.8	37	22	30	1.72	1.25

#### 1.3.2 Визначення струмів та напруги на ділянках

Проведемо розрахунок потужностей, що проходять в лініях починаючи з кінця

$$S_{65} = S_5 = 0.658 + j \cdot 0.192 \text{ МВА}$$

$$S_{16} = S_{65} + S_6 = 1.209 + j \cdot 0.519 \text{ МВА}$$

$$S_{21} = S_{16} + S_1 = 29.209 + j \cdot 15.632 \text{ МВА}$$

$$S_{23} = S_3 = 57 + j \cdot 27.606 \text{ МВА}$$

$$S_{24} = S_{23} + S_{21} + S_2 = 129.209 + j \cdot 57.371 \text{ МВА}$$

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>		<b>10</b>
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

$$S_{A4} = S_4 + S_{24} = 190.209 + j \cdot 83.371 \text{ МВА}$$

$$S_A = S_{A4} = 190.209 + j \cdot 83.371 \text{ МВА}$$

Розрахуємо напруги на всіх ділянках за допомогою емпіричної формули Ілларіонова:

$$U_i = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_i} + \frac{2500}{\text{Re}(S_i)}}} \quad (1.2)$$

Знайдемо напруги за кривими областей застосування електричних мереж різних номінальних напруг:

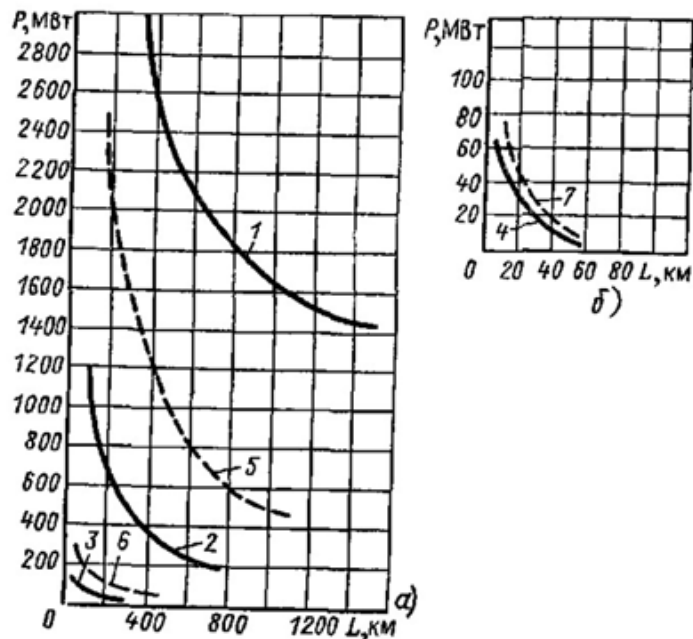


Рис. 1.3 – Области застосування електричних мереж різних номінальних напруг

$U_{A4}$  за кривою №3 складає 220 – 110 кВ

$U_{24}$  за кривою №3 складає 220 – 110 кВ

$U_{23}$  за кривою №7 складає 150 – 35 кВ

$U_{21}$  за кривою №7 складає 150 – 35 кВ

Занесемо отримані дані в таблицю 1.6:

Таблиця 1.6 – Напруги на ділянках мережі

Ділянка мережі	Визначена напруга, (кВ) за		Обрана напруга, кВ
	емпіричною формулою Ілларіонова	економічними областями	
А4	177.31	220 – 110	220
24	174.44	220 – 110	220
23	122.55	150 – 35	110
21	98.89	150 – 35	110
16	20.59	-	10
65	15.43	-	10

Знайдемо струми на ділянках за формулою:

$$I_i = \frac{|S_i| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n} \quad (1.3)$$

Згідно з методом економічної густини струму, переріз розраховуємо за формулою:

$$F_e = \frac{I_i}{j_e} \quad (1.4)$$

де  $I_i$  – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає

нормальному режиму роботи мережі;

$j_e$  – економічна густина струму (табл. 1.7);

Таблиця 1.7 – Економічна густина струму для різних значень  $T_{нб}$

Проводи	$T_{нб}$ , год/рік		
	1000-3000	3001-5000	>5000
Алюмінієві неізолювані проводи	1.3	1.1	1

Результати розрахунку зведемо в таблицю 1.8

Таблиця 1.8 – Струми на ділянках

Ділянка мережі	I, А	$F_e$ , А/мм <sup>2</sup>	Марка проводу	Допустимий струм
А4	272.5	247.7	АС 240/32	605

Продовження таблиці 1.8

24	185.5	168.6	АС 240/32	605
23	166.2	151.1	АС 150/24	450
21	86.9	79.4	АС 95/16	330
16	38	34.5	АС 35/6.2	175
65	39.6	36	АС 35/6.2	175

Провід ділянки 24 (старі значення - 185/29) замінили на 240/32 за умовами утворення корони. Всі провідники задовольняють умові мінімально допустимого перерізу за умовами корони (70 мм<sup>2</sup> для 110 кВ та 240 мм<sup>2</sup> для 220 кВ).

За умовами роботи уніфікованих опор (не більше 300 мм<sup>2</sup> для 110 кВ та не більше 600 мм<sup>2</sup> для 220 кВ) обрані нами перерізи також задовольняють.

Перевіримо проводи по тривало допустимому струмі при нагріві (аварійний режим).

Розглянемо випадок обриву кола двокової лінії А4. Тоді струм дорівнюватиме:

$$I_{A4} = \frac{1000 \cdot |S_{A4}|}{\sqrt{3} \cdot 220} = 545 \text{ А}$$

За довідником Ананичевої табл. 1.3.12 для марки проводу АС 240/32 допустимий тривалий струм дорівнює 605 А, отже умова виконується

Розглянемо випадок обриву кола двокової лінії 42. У такому випадку струм дорівнюватиме:

$$I_{42} = \frac{1000 \cdot |S_{42}|}{\sqrt{3} \cdot 220} = 371 \text{ А}$$

Не перевищує тривало допустимий струм (605 А).

Розглянемо випадок обриву кола двокової лінії 23. У такому випадку струм дорівнюватиме:

$$I_{23} = \frac{1000 \cdot |S_{23}|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 332.4 \text{ А}$$

Не перевищує тривало допустимий струм (450 А).

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	13
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Розглянемо випадок обриву кола двокової лінії 21. У такому випадку струм дорівнюватиме:

$$I_{21} = \frac{1000 \cdot |S_{21}|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 173.9 \text{ A}$$

Не перевищує тривало допустимий струм (330 А).

Розглянемо випадок обриву кола двокової лінії 16. У такому випадку струм дорівнюватиме:

$$I_{16} = \frac{1000 \cdot |S_{16}|}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75.96 \text{ A}$$

Не перевищує тривало допустимий струм (175 А).

Виконаємо перевірку ділянок 15 та 16 на допустиму втрату напруги:

Розрахуємо опір ділянки:

Каталожні дані для проводу АС 35/6.2:

$$r_0 = 0.85 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0.095 \text{ Ом}$$

Опори ділянок розрахуємо за формулою:

$$Z_i = r_0 \cdot l_i + j \cdot x_0 \cdot l_i \quad (1.5)$$

Втрати напруги розрахуємо за формулою:

$$\Delta U_i = \frac{\text{Re}(S_i) \cdot R_i + \text{Im}(S_i) \cdot X_i}{U} \quad (1.6)$$

Результати розрахунків занесемо до таблиці 1.9

Таблиця 1.9 – Втрати напруги на ділянках 10 кВ

Ділянка	$Z_l$ , Ом	$\Delta U$ , кВ
16	$0.731 + j \cdot 0.082$	0.093
65	$1.063 + j \cdot 0.119$	0.072

Максимальне падіння напруги:

$$\Delta U_{max} = \Delta U_{16} + \Delta U_{65} = 0.165 \text{ кВ}$$

У відсотках від номінальної напруги:

$$\frac{\Delta U_{max}}{10} \cdot 100\% = 1.65\%$$

Отже, втрати у лініях задовольняють допустимим 5% втрат напруги. Проводи обрано правильно.

### 1.3.3 Вибір трансформаторів

Розрахуємо максимальне навантаження кожної підстанції за формулою:

$$S_{\max i} = \sum \frac{P_i}{\cos \varphi_i} \quad (1.7)$$

Завантаження в нормальному режимі знайдемо за формулою:

$$S_{\text{трі.ном}} = \frac{S_{\max i}}{n_T} \quad (1.8)$$

Завантаження в аварійному режимі (для двотрансформаторних підстанцій) знайдемо за формулою:

$$S_{\text{трі.ав}} = \frac{S_{\max i}}{1.4} \quad (1.9)$$

Розрахуємо коефіцієнти завантаження за формулою:

$$k_{iz} = \frac{S_{\text{трі.ном}}}{S_{\text{ікат}}} \quad (1.10)$$

Розрахунки запишемо в таблицю 1.9

Таблиця 1.9 – Дані розрахунку трансформаторів для підстанцій

Номер підстанції	$S_m$ підстанції, МВА	Категорія споживача	К-сть трансформаторів	$S_T$ розрахункова, МВА	Марка трансформатора	Коефіцієнт навантаження $k_n$
1	33.1	III	1	33.1	ТРДН 40000/110	0.83
2	45.3	III	1	45.3	ТРДН 63000/110	0.72
3	63.3	II	2	45.24	ТРДН 63000/110	0.5
4	66.3	II	2	47.36	ТРДЦН 63000/220	0.53
5	0.68	III	1	0.68	ТМ 1000/10	0.68
6	0.64	II	2	0.32	ТМ 400/10	0.8
A	141.7	–	1	141.7	АТДЦТН 200000/220/110	0.7

Складемо принципову схему електричної мережі:

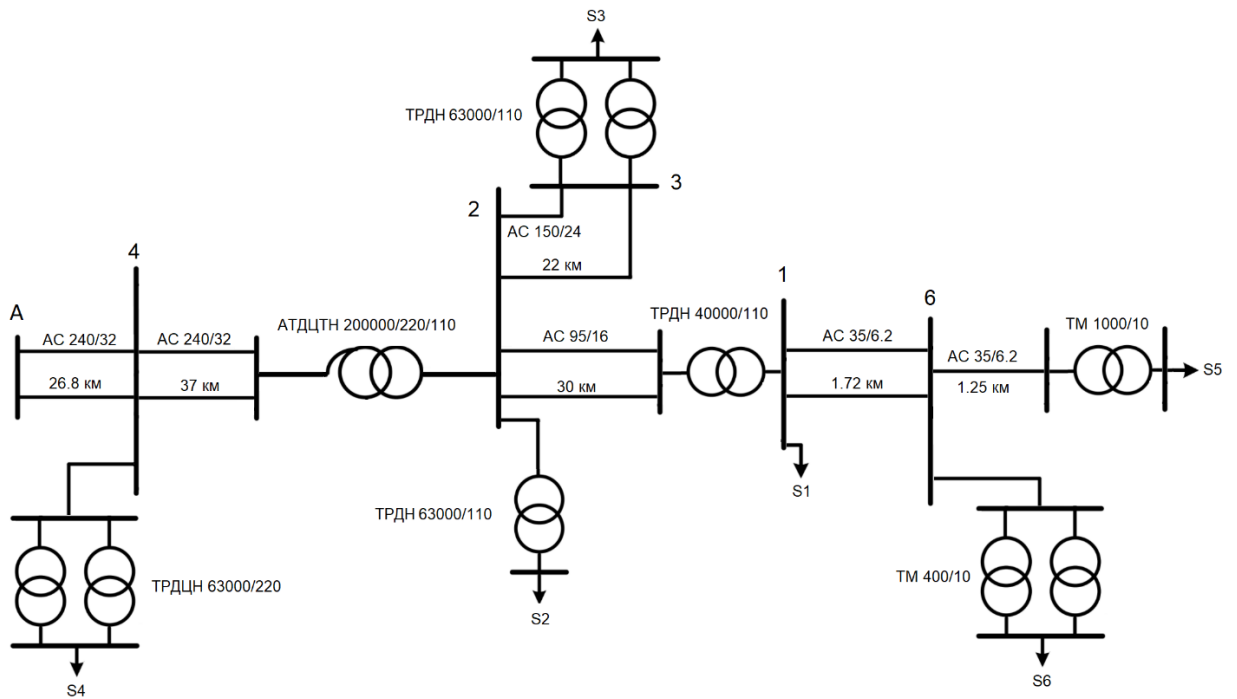


Рисунок 1.4 – Принципова схема мережі

### 1.3.4 Розрахунок перетоків та втрат потужності

Складемо схему заміщення електричної мережі:

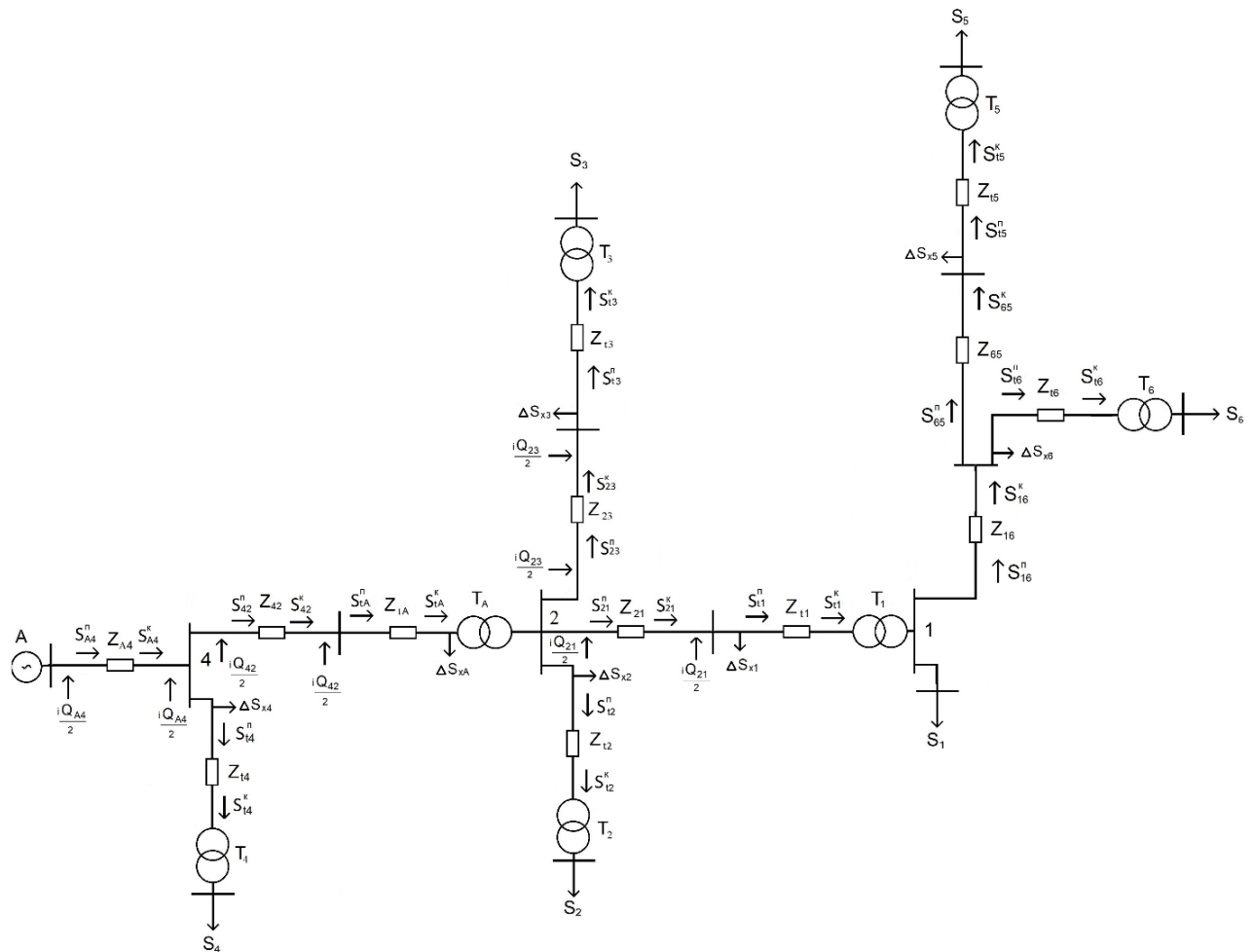


Рисунок 1.5 – Схема заміщення мережі

Розрахуємо параметри проводів (з врахуванням кількості ліній  $N$ ) та зведемо їх до таблиці 1.10:

$$Z_{л} = \frac{r_0 \cdot l + j \cdot x_0 \cdot l}{N} \quad (1.11)$$

$$Q_{л} = N \cdot j \cdot b_0 \cdot l \cdot U^2 \quad (1.12)$$

Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Таблиця 1.10 – Параметри проводів ліній

Ділянка мережі	$r_0$ , Ом	$x_0$ , Ом	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	$Z_l$ , Ом	$Q_l$ , МВАр
A4	0.118/2	0.435/2	2·2.6	1.58+ j·5.83	6.745
24	0.118/2	0.435/2	2·2.6	2.18+ j·8.05	9.312
23	0.194/2	0.42/2	2·2.7	2.14+ j·4.62	1.437
21	0.3/2	0.434/2	2·2.6	4.5+ j·6.5	1.895
16	0.89/2	0.095/2	–	0.76+ j·0.08	–
65	0.89	0.095	–	1.11+ j·0.12	–

Розрахуємо параметри трансформаторів за наступними формулами та зведемо їх до таблиці 1.11:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМВН}}^2}{1000 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \quad (1.13)$$

$$X_T = j \frac{U_K \cdot U_{\text{НОМВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (1.14)$$

$$\Delta S_x = \frac{P_x}{1000} + j \frac{I_x \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} \quad (1.15)$$

Таблиця 1.11 – Параметри трансформаторів

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ , МВ А	Межі регулювання	Каталожні дані						Розраховані дані		
			$U_{\text{НОМ}}$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$\Delta Q_x$ , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН 40000/110	40	$\pm 9 \cdot 1.78\%$	11 5	10. 5	10. 5	172	36	0.6 5	1.4 2	34.8	260
ТРДЦН 63000/110	63	$\pm 9 \cdot 1.78\%$	11 5	10. 5	10. 5	260	59	0.6	0.8 7	22	378
ТРДЦН 63000/220	63	$\pm 8 \cdot 1.5\%$	23 0	11	12	300	82	0.8	4	100. 7	504
ТМ 1000/10	1	$\pm 2 \cdot 2.5\%$	10	0.4	5.5	12. 2	2.1	2.8	1.2 2	5.5	28
ТМ 400/10	0.4	$\pm 2 \cdot 2.5\%$	10	0.4	4.5	5.5	0.9 2	2.1	3.4 4	11.2 5	8.4
АТДЦТН 200000/220/110	200	$\pm 6 \cdot 2\%$	23 0	121	11. 5	430	125	0.5	0.5 7	30.4	1000

Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата
------	------	-------------	--------	------

БР 3.6.141.439 ПЗ

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо зарядну потужність і втрати холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Використаємо наступну формулу:

$$S_i^{\Pi} = S_i^K + \frac{P_i^{K^2} + Q_i^{K^2}}{U_{НОМ}^2} \cdot (R_i + jX_i) \quad (1.16)$$

Розраховані величини зведемо в таблицю 1.12:

Таблиця 1.12 – Перетоки потужності на ділянках

Ділянка	$S^k$ , МВА	$\Delta S$ , МВА	$S^{\Pi}$ , МВА
T <sub>5</sub>	0.658+j·0.192	0.006+j·0.026	0.664+j·0.218
56	0.666+j·0.246	0.007+j·0.001	0.673+j·0.247
T <sub>6</sub>	0.551+j·0.327	0.007+j·0.023	0.558+j·0.350
16	1.233+j·0.613	0.014+j·0.002	1.246+j·0.615
T <sub>1</sub>	29.246+j·15.728	0.129+j·3.165	29.375+j·18.893
21	29.411+j·18.204	0.445+j·0.644	29.856+j·18.847
T <sub>3</sub>	57+j·27.606	0.144+j·3.654	57.144+j·31.26
23	57.262+j·31.297	0.751+j·1.626	58.013+j·32.923
T <sub>2</sub>	43+j·14.133	0.147+j·3.732	43.147+j·17.865
T <sub>A</sub>	131.2+j·69.348	0.259+j·13.841	131.458+j·83.188
42	131.583+j·84.188	1.101+j·4.057	132.684+j·88.245
T <sub>4</sub>	61+j·25.896	0.182+j·4.666	61.182+j·30.562
A <sub>4</sub>	194.03+j·118.532	1.689+j·6.226	195.718+j·124.758
A	195.718+j·121.385		

### 1.3.5 Розрахунок напруги у вузлах

Розрахунок проводимо, починаючи з вузла А. Напряга розраховується, використовуючи дані формули:

$$U_i' = \sqrt{(U_{i-1} - \Delta U)^2 + \delta U} \quad (1.17)$$

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i}{U_i} \quad (1.18)$$

$$\delta U_i = \frac{P_i \cdot X_i - Q_i \cdot R_i}{U_i} \quad (1.19)$$

Результат розрахунку напруг зведемо до таблиці 1.13

Таблиця 1.13 – Розрахунок втрат напруги у вузлах

Вузол	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$
А	220	220
А4	220	215.33
Т <sub>4</sub>	220	208.08
Т <sub>4н</sub>	10.5	9.95
42	220	210.73
Т <sub>А</sub>	220	199.25
Т <sub>Ан</sub>	110	104.82
Т <sub>2</sub>	110	101.11
Т <sub>2н</sub>	10.5	9.23
23	110	102.21
Т <sub>3</sub>	110	98.78
Т <sub>3н</sub>	10.5	9.02
21	110	102.37
Т <sub>1</sub>	110	96.05
Т <sub>1н</sub>	10.5	8.77
16	10.5	8.65
Т <sub>6</sub>	10.5	8.32
Т <sub>6н</sub>	0.38	0.33
65	10.5	8.56
Т <sub>5</sub>	10.5	8.34
Т <sub>5н</sub>	0.38	0.33

Як бачимо відхилення напруги у споживачів перевищує нормативні 5%.

Підніmemo напругу за допомогою РПН у трансформаторах. Дані запишемо у таблицю 1.14

Таблиця 1.14 – Регулювання напруги за допомогою РПН

Номер підстанції	Марка трансформатора	Ступінь РПН, %	U, кВ
А	АТДЦТН 250000/220/110	+3·2	111.1
2	ТРДЦН 63000/110	+4·1.78	10.52
3	ТРДЦН 63000/110	+5·1.78	10.48
4	ТРДЦН 63000/220	+4·1.5	10.549
1	ТРДН 40000/110	+7·1.78	10.55

Занесемо нові дані в таблицю 1.15

Таблиця 1.15 – Напруги у мережі з урахуванням РПН

Вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ
А	220	220
А4	220	215.33
Т <sub>4</sub>	220	208.08
Т <sub>4н</sub>	10	10.55
42	220	210.73
Т <sub>А</sub>	220	199.21
Т <sub>Ан</sub>	110	111.11
Т <sub>2</sub>	110	107.56
Т <sub>2н</sub>	10	10.52
23	110	107.6
Т <sub>3</sub>	110	108.64
Т <sub>3н</sub>	10	10.48
21	110	108.8
Т <sub>1</sub>	110	102.79
Т <sub>1н</sub>	10	10.55
16	10	10.46
Т <sub>6</sub>	10	10.183
Т <sub>6н</sub>	0.38	0.407
65	10	10.386
Т <sub>5</sub>	10	10.198
Т <sub>5н</sub>	0.38	0.407

Втрати напруги у кінцевих споживачів не перевищують допустимих за ПУЕ.

### 1.3.6 Розрахунок втрат електроенергії

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_i = \left(0.124 + \frac{T_{НБi}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 \quad (1.20)$$

Час найбільших навантажень для вузлів знайдемо за формулою:

$$T_{НБ} = \frac{\sum P_i \cdot T_{НБi}}{\sum P_i} \quad (1.21)$$

Втрати електроенергії у трансформаторах знайдемо за формулою:

$$\Delta W_{\tau i} = \Delta P_{\kappa i} \cdot \left(\frac{S_i}{S_H}\right)^2 \cdot \tau_i + \Delta P_{\kappa i} \cdot T \quad (1.22)$$

Втрати електроенергії у лініях знайдемо за формулою:

$$\Delta W_{\text{лі}} = \left(\frac{S_i}{U_H}\right)^2 \cdot R_i \cdot \tau_i \quad (1.23)$$

Результати розрахунків зведемо до таблиці 1.16

Таблиця 1.16 – Втрати електроенергії в елементах мережі

Ділянка / підстанція	$T_{НБ}$ , год	$\tau$ , год	$\Delta W$ , МВт·год
$T_1$	5610	4110	800.3
$T_2$	4530	2916	908.2
$T_3$	5340	3793	1513
$T_4$	4760	3154	1766
$T_5$	4890	3292	37.3
$T_6$	4550	2937	49.5
65	4890	3292	17.2
16	4735	3127	41.4
21	5574	4067	1678
23	5340	3793	2683
24	5123	3547	3198
A4	5006	3418	4816
$T_A$	5123	3547	1857
Сумарні втрати			19365

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_A \cdot T_{НБ4} = 190.209 \cdot 5007 = 952335 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Відсоток втрат від загальної енергії:

$$\Delta W_{\%} = \Delta W / W \cdot 100\% = 19365 / 952334 \cdot 100\% = 2.03\%$$

### 1.3.7 Перевірка схеми в режимі мінімальних навантажень

У відповідності із завданням потужність споживачів у режимі мінімальних навантажень складає 58 % від потужності режиму максимальних навантажень. Розрахунок виконуємо аналогічно як і для нормального режиму роботи, використовуючи ті ж основні формули.

Перерахуємо перетоки потужності з урахуванням навантаження з коефіцієнтом 0.58 за формулою (1.16)

Таблиця 1.17 – Перетоки потужності на ділянках

Ділянка	$S^k$ , МВА	$\Delta S$ , МВА	$S^{\pi}$ , МВА
T <sub>5</sub>	0.382+j·0.111	0.002+j·0.009	0.384+j·0.12
56	0.386+j·0.148	0.002	0.388+j·0.148
T <sub>6</sub>	0.32+j·0.19	0.002+j·0.008	0.322+j·0.197
16	0.711+j·0.362	0.005+j·0.001	0.716+j·0.363
T <sub>1</sub>	16.956+j·9.128	0.044+j·1.064	17+j·10.192
21	17.036+j·9.505	0.141+j·0.205	17.177+j·9.71
T <sub>3</sub>	33.06+j·16.012	0.048+j·1.229	33.108+j·17.241
23	33.226+j·17.278	0.247+j·0.536	33.474+j·17.813
T <sub>2</sub>	24.94+j·8.197	0.049+j·1.255	24.989+j·9.453
T <sub>A</sub>	75.824+j·36.69	0.083+j·4.459	75.908+j·41.147
42	76.033+j·42.147	0.341+j·1.257	76.374+j·43.403
T <sub>4</sub>	35.38+j·15.072	0.061+j·1.539	35.441+j·16.611
A4	111.98+j·59.74	0.526+j·1.94	112.505+j·61.68
A	112.505+j·58.307		

Перерахуємо напруги у мережі за формулами (1.17 – 1.19)

Таблиця 1.18 – Розрахунок втрат напруги у вузлах

Вузол	$U_{ном}$ , кВ	U, кВ
A	220	220
A4	220	217.57
T <sub>4</sub>	220	213.55
T <sub>4н</sub>	10.5	10.21
42	220	215.21
T <sub>A</sub>	220	209.47
T <sub>Ан</sub>	110	110.2
T <sub>2</sub>	110	108.22

Продовження таблиці 1.18

T <sub>2н</sub>	10.5	9.88
23	110	108.81
T <sub>3</sub>	110	106.98
T <sub>3н</sub>	10.5	9.768
21	110	108.924
T <sub>1</sub>	110	105.59
T <sub>1н</sub>	10.5	9.641
16	10.5	9.581
T <sub>6</sub>	10.5	9.408
T <sub>6н</sub>	0.38	0.376
65	10.5	9.534
T <sub>5</sub>	10.5	9.418
T <sub>5н</sub>	0.38	0.377

Підніmemo напругу за допомогою РПН у трансформаторах. Дані запишемо у таблицю 1.19

Таблиця 1.19 – Регулювання за допомогою РПН

Номер підстанції	Марка трансформатора	Ступінь РПН, %	U, кВ
2	ТРДЦН 63000/110	+4·1.78	10.585
3	ТРДЦН 63000/110	+4·1.78	10.463
4	ТРДЦН 63000/220	+2·1.5	10.52
1	ТРДН 40000/110	+5·1.78	10.5

Занесемо нові дані в таблицю 1.20

Таблиця 1.20 – Напруги у мережі з урахуванням РПН

Вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ
A	220	220
A4	220	217.57
T <sub>4</sub>	220	213.55
T <sub>4н</sub>	10.6	10.21
42	220	215.21
T <sub>A</sub>	220	209.47
T <sub>Aн</sub>	110	110.2
T <sub>2</sub>	110	108.22
T <sub>2н</sub>	10.5	10.58
23	110	108.81
T <sub>3</sub>	110	106.98
T <sub>3н</sub>	10.5	10.46
21	110	108.924
T <sub>1</sub>	110	105.59
T <sub>1н</sub>	10.5	10.5
16	10.5	10.46
T <sub>6</sub>	10.5	10.28

Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

**БР 3.6.141.439 ПЗ**

Продовження таблиці 1.19

$T_{6H}$	0.38	0.411
65	10.5	10.401
$T_5$	10.5	10.29
$T_{5H}$	0.38	0.412

Втрати напруги у кінцевих споживачів не перевищують допустимих за ПУЕ.

Перерахуємо втрати електроенергії за формулами (1.20 – 1.23)

Результати розрахунків зведемо до таблиці 1.21

Таблиця 1.21 – Втрати електроенергії в елементах мережі

Ділянка / підстанція	$T_{нб}$ , год	$\tau$ , год	$\Delta W$ , МВт·год
$T_1$	5610	4110	478.5
$T_2$	4530	2916	648.52
$T_3$	5340	3793	852
$T_4$	4760	3154	1071
$T_5$	4890	3292	24.7
$T_6$	4550	2937	22
65	4890	3292	5.79
16	4735	3127	13.9
21	5574	4067	564.4
23	5340	3793	902.58
24	5123	3547	1076
A4	5006	3418	1620
$T_A$	5123	3547	1351
Сумарні втрати			8630.6

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_A \cdot T_{нб4} = 110.321 \cdot 5007 = 552354 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Відсоток втрат від загальної енергії:

$$\Delta W_{\%} = \Delta W / W \cdot 100\% = 8630.6 / 552354 \cdot 100\% = 1.56\%$$



### 1.3.8 Аварійний режим

Розглянемо випадок обриву найбільш завантаженої лінії А4

Розрахуємо перетоки потужності за формулою (1.16):

Таблиця 1.22 – Перетоки потужності на ділянках

Ділянка	$S^k$ , МВА	$\Delta S$ , МВА	$S^{\pi}$ , МВА
T <sub>5</sub>	0.658+j·0.192	0.006+j·0.026	0.664+j·0.218
56	0.666+j·0.246	0.006+j·0.001	0.671+j·0.246
T <sub>6</sub>	0.551+j·0.327	0.007+j·0.023	0.558+j·0.350
16	1.231+j·0.613	0.014+j·0.002	1.246+j·0.615
T <sub>1</sub>	29.246+j·15.728	0.129+j·3.165	29.375+j·18.893
21	29.411+j·18.204	0.445+j·0.644	29.856+j·18.847
T <sub>3</sub>	57+j·27.606	0.144+j·3.654	57.144+j·31.26
23	57.262+j·31.297	0.751+j·1.626	58.013+j·32.923
T <sub>2</sub>	43+j·14.133	0.147+j·3.732	43.147+j·17.865
T <sub>A</sub>	131.2+j·69.348	0.259+j·13.841	131.458+j·83.188
42	131.583+j·84.188	1.101+j·4.057	132.684+j·88.245
T <sub>4</sub>	61+j·25.896	0.182+j·4.576	61.182+j·30.562
A4	194.03+j·116.845	1.689+j·6.226	197.381+j·129.202
A	197.381+j·127.516		

Перерахуємо напруги мережі за формулами (1.17 – 1.19)

Таблиця 1.23 – Розрахунок втрат напруги у вузлах

Вузол	$U_{ном}$ , кВ	$U$ , кВ
A	220	220
A4	220	210.49
T <sub>4</sub>	220	203.104
T <sub>4н</sub>	10.5	9.714
42	220	205.784
T <sub>A</sub>	220	194.077
T <sub>Aн</sub>	110	102.101
T <sub>2</sub>	110	98.306
T <sub>2н</sub>	10.5	8.976
23	110	99.418
T <sub>3</sub>	110	95.904
T <sub>3н</sub>	10.5	8.756
21	110	99.59

Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

**БР 3.6.141.439 ПЗ**

Продовження таблиці 1.23

T <sub>1</sub>	110	93.12
T <sub>1н</sub>	10.5	8.502
16	10.5	8.384
T <sub>6</sub>	10.5	8.041
T <sub>6н</sub>	0.38	0.322
65	10.5	8.292
T <sub>5</sub>	10.5	8.06
T <sub>5н</sub>	0.38	0.322

Втрати значно перевищують норму

Підніmemo напругу за допомогою РПН у трансформаторах. Дані запишемо у таблицю 1.24

Таблиця 1.24 – Регулювання за допомогою РПН

Номер підстанції	Марка трансформатора	Ступінь РПН, %	U, кВ
A	АТДЦТН 250000/220/110	+4·2	110.27
2	ТРДЦН 63000/110	+5·1.78	10.6
3	ТРДЦН 63000/110	+6·1.78	10.56
4	ТРДЦН 63000/220	+6·1.5	10.59
1	ТРДН 40000/110	+8·1.78	10.63

Занесемо нові дані в таблицю 1.25

Таблиця 1.25 – Напруги у мережі з урахуванням РПН

Вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ
A	220	220
A <sub>4</sub>	220	210.49
T <sub>4</sub>	220	203.104
T <sub>4н</sub>	10.5	10.588
42	220	205.784
T <sub>A</sub>	220	194.077
T <sub>Aн</sub>	110	110.269
T <sub>2</sub>	110	106.697
T <sub>2н</sub>	10.5	10.609
23	110	107.782
T <sub>3</sub>	110	104.513
T <sub>3н</sub>	10.5	10.562
21	110	107.943
T <sub>1</sub>	110	101.896
T <sub>1н</sub>	10.5	10.628
16	10.5	10.534

Продовження таблиці 1.25

T <sub>6</sub>	10.5	10.259
T <sub>6н</sub>	0.38	0.41
65	10.5	10.46
T <sub>5</sub>	10.5	10.274
T <sub>5н</sub>	0.38	0.411

Як бачимо, в аварійному режимі РПН дозволяє дотриматись нормальних значень втрат напруги у кінцевих споживачів.

Перерахуємо втрати електроенергії за формулами (1.20 – 1.23)

Таблиця 1.26 – Втрати електроенергії в елементах мережі

Ділянка / підстанція	T <sub>нб</sub> , год	τ, год	ΔW, МВт·год
T <sub>1</sub>	5610	4110	800.318
T <sub>2</sub>	4530	2916	908.255
T <sub>3</sub>	5340	3793	1513
T <sub>4</sub>	4760	3154	1766
T <sub>5</sub>	4890	3292	37.263
T <sub>6</sub>	4550	2937	49.498
65	4890	3292	17.204
16	4735	3127	41.43
21	5574	4067	1678
23	5340	3793	2683
24	5123	3547	3198
A4	5006	3418	9663
T <sub>A</sub>	5123	3547	1857
Сумарні втрати			24181.7

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_A \cdot T_{нб4} = 190.209 \cdot 5007 = 952334 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Відсоток втрат від загальної енергії:

$$\Delta W_{\%} = \Delta W / W \cdot 100\% = 24181.7 / 952334 \cdot 100\% = 2.54\%$$

Як бачимо, загальні втрати електроенергії зросли на 0.5%, майже половина всіх втрат у лінії А4 (де виникла аварія).

### 1.3.9 Техніко-економічні показники

У капітальні витрати на спорудження мережі входять вартість ліній та підстанцій

$$K = K_{л} + K_{пс} \quad (1.24)$$

Виберемо II район ожеледі та наступний тип опор для кожної лінії:

Таблиця 1.27 – Типи опор

A4	Залізобетонні двоколові
24	Залізобетонні двоколові
23	Залізобетонні двоколові
21	Залізобетонні двоколові
16	Дерев'яні
65	Дерев'яні

Розрахуємо вартість ліній мережі та занесемо дані у таблицю 1.28

Таблиця 1.28 – Вартість ліній

Ділянка мережі	Марка проводу	Вартість ПЛ тис. у.о/км	Довжина ПЛ км	Сума тис. у.о
A4	АС 240/32	27.8	26.8	745.04
24	АС 240/32	27.8	37	1028.6
23	АС 150/24	20	22	440
21	АС 95/16	17.8	30	534
Разом				2747.64

Розрахуємо вартість трансформаторів та занесемо дані у таблицю 1.29

Таблиця 1.29 – Вартість трансформаторів

Підстанція	Тип	Вартість тис. у.о
1	ТРДН 40000/110	109
2,3	ТРДЦН 63000/110	3·136
4	ТРДЦН 63000/220	2·193
5	ТМ 1000/10	-
6	ТМ 400/10	-
А	АТДЦТН 200000/220/110	332
Разом		1235

$$K = K_{л} + K_{пс} = 2747.64 + 1235 = 3982.6 \text{ тис. у. о.}$$

До складу річних експлуатаційних витрат входять відповідні витрати в лінії  $I_{л}$  та підстанції  $I_{пс}$ .

Норма відрахувань для ліній 35 кВ і вище на залізобетонних опорах складає 2.8 %. Норма відрахувань для силового обладнання потужністю до 220 кВ складає 9.4 %

Розрахуємо витрати на амортизацію та експлуатацію ліній

$$I_{л} = p_{ae} \cdot \frac{K_{л}}{100} = 2.8 \cdot \frac{2747.64}{100} = 76.93 \text{ тис. у. о.}$$

Розрахуємо витрати на амортизацію та експлуатацію трансформаторів

$$I_{пс} = p_{ae} \cdot \frac{K_{пс}}{100} = 9.4 \cdot \frac{1235}{100} = 116.09 \text{ тис. у. о.}$$

Загалом:

$$I = I_{л} + I_{пс} = 193.02 \text{ тис. у. о.}$$

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращого з двох варіантів електричної мережі. Критерієм цього є мінімум приведених витрат, що визначаються за формулою

$$Z = p_n \cdot K + I \quad (1.25)$$

де  $p_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень (береться таким, що дорівнює 0,12);

$K$  – капітальні витрати на спорудження мережі;

$I$  – річні експлуатаційні витрати.

Розрахуємо мінімум приведених витрат

$$Z = 0.12 \cdot 3982.6 + 193.02 = 670.93 \text{ тис. у. о.}$$

## 1.4 Варіант мережі №2

### 1.4.1 Визначення довжин ліній

За допомогою теореми Піфагора розрахуємо довжини ліній для схеми №2

Таблиця 1.30 – Довжини ліній (в умовних одиницях)

Ділянка	A3	A4	23	21	42	16	65
l, мм	52	26.8	22	30	37	17.2	12.5

Таблиця 1.31 – Довжини ліній (в реальному масштабі)

Ділянка	A3	A4	23	21	42	16	65
l, мм	52	26.8	22	30	37	1.72	1.25

### 1.4.2 Визначення струмів та напруги на ділянках

Спростимо схему, додавши потужності споживачів 2, 1, 6, 5. Отримаємо спрощену схему A42'3

$$S_2' = S_2 + S_1 + S_6 + S_5 = 72.209 + j \cdot 29.789 \text{ МВА}$$

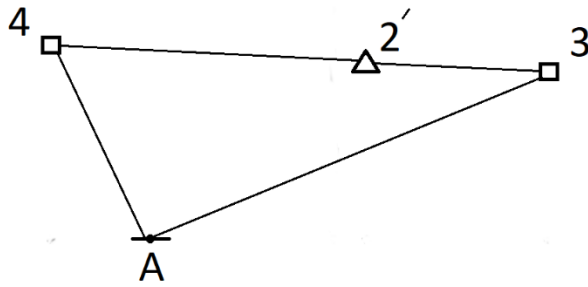


Рисунок 1.6 – Спрощена схема мережі

Розімкнемо мережу в точці А.

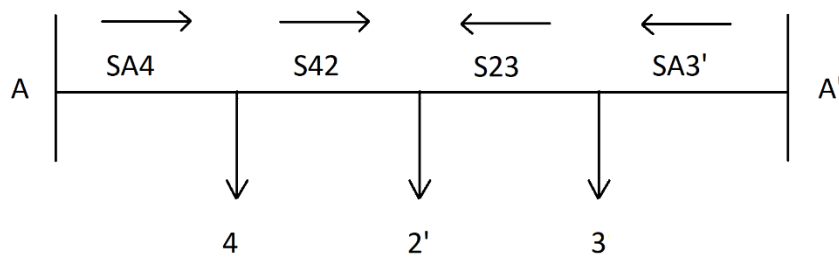


Рисунок 1.7 – Розімкнена мережа

Вважаючи мережу однорідною, проведемо попередній розрахунок за формулою:

$$S_A = \frac{\sum S_i \cdot L_i}{\sum L_i} \quad (1.26)$$

$$S_{A4} = \frac{S_4 \cdot (L_{42} + L_{23} + L_{A3}) + S_{2'} \cdot (L_{23} + L_{A3}) + S_3 \cdot L_{A3}}{L_{42} + L_{23} + L_{A3} + L_{A4}} =$$

$$= 109.423 + j \cdot 47.347 \text{ МВА}$$

$$S_{A3} = \frac{S_3 \cdot (L_{42} + L_{23} + L_{A4}) + S_{2'} \cdot (L_{42} + L_{A4}) + S_4 \cdot L_{A4}}{L_{42} + L_{23} + L_{A3} + L_{A4}} =$$

$$= 80.786 + j \cdot 36.035 \text{ МВА}$$

Проведемо перевірку:

$$S_{A4} + S_{A3} = 190.209 + j \cdot 83.382 \text{ МВА}$$

$$S_4 + S_3 + S_2' = 190.209 + j \cdot 83.382 \text{ МВА}$$

Знайдемо решту потужностей на ділянках:

$$S_{42} = S_{A4} - S_4 = 48.423 + j \cdot 21.316 \text{ МВА}$$

$$S_{23} = S_{A3} - S_3 = 23.786 + j \cdot 8.429 \text{ МВА}$$

$$S_{21} = S_1 + S_6 + S_5 = 29.209 + j \cdot 15.656 \text{ МВА}$$

$$S_{16} = S_6 + S_5 = 1.209 + j \cdot 0.543 \text{ МВА}$$

$$S_{65} = S_5 = 0.658 + j \cdot 0.216 \text{ МВА}$$

Розрахуємо напруги на всіх ділянках за допомогою емпіричної формули Ілларіонова та за кривими областей застосування електричних мереж різних номінальних напруг.

Занесемо отримані дані в таблицю 1.32

Таблиця 1.32 – Напруги на ділянках мережі

Ділянка мережі	Визначена напруга, (кВ) за		Обрана напруга, кВ
	емпіричною формулою Ілларіонова	економічними областями	
A3	155.253	220 – 110	220
A4	157.016	220 – 110	220
42	123.899	110 – 35	220
23	88.487	150 – 35	220
21	98.89	150 – 35	110
16	20.591	–	10
65	15.431	–	10

Знайдемо струми на ділянках за формулою (1.3)

Переріз розраховуємо за формулою (1.4)

Результати розрахунку зведемо в таблицю 1.33



Таблиця 1.33 – Струми на ділянках

Ділянка мережі	I, А	F <sub>c</sub> , А/мм <sup>2</sup>	Марка проводу	Допустимий струм
A3	232.144	211.04	АС 300/39	710
A4	312.89	284.445	АС 300/39	710
42	138.892	126.266	АС 300/39	710
23	66.266	66.266	АС 300/39	710
21	86.971	86.971	АС 95/16	330
16	38.262	34.784	АС 35/6.2	175
65	39.989	36.354	АС 35/6.2	175

Проводи задовольняють умові мінімально допустимого перерізу за умовами корони (70 мм<sup>2</sup> для 110 кВ та 240 мм<sup>2</sup> для 220 кВ).

За умовами роботи уніфікованих опор (не більше 300 мм<sup>2</sup> для 110 кВ та не більше 600 мм<sup>2</sup> для 220 кВ) обрані нами перерізи також задовольняють.

Перевіримо проводи по тривало допустимому струмі при нагріві (аварійний режим).

Розглянемо випадок обриву кола двоколової лінії А4. У такому випадку струм дорівнюватиме:

$$I_{A4} = \frac{1000 \cdot |S_{A4}|}{\sqrt{3} \cdot 220} = 545 \text{ А}$$

За довідником Ананичевої табл. 1.3.12 для марки проводу АС 300/39 допустимий тривалий струм дорівнює 710 А, отже умова виконується

Для випадку обриву лінії А3 отримаємо аналогічні результати

Розглянемо випадок обриву кола двоколової лінії 16. У такому випадку струм дорівнюватиме:

$$I_{16} = \frac{1000 \cdot |S_{16}|}{\sqrt{3} \cdot 10} = 76.5 \text{ А}$$

Не перевищує тривало допустимий струм (175 А).

Перевірка на допустиму втрату напруг на ділянках 15 та 16 аналогічна з розрахунком попередньої схеми.

### 1.4.3 Вибір трансформаторів

Розрахунки проведемо за формулами (1.7) – (1.10)

Результати запишемо в таблицю 1.34

Таблиця 1.34 – Дані розрахунку трансформаторів для підстанцій

Номер підстанції	$S_m$ підстанції, МВА	Категорія споживача	К-сть трансформаторів	$S_T$ розрахункова, МВА	Марка трансформатора	Коефіцієнт навантаження $k_H$
1	33.152	III	1	33.152	ТРДН 40000/110	0.83
2	78.415	III	1	78.415	АТДЦТН 125000/220/110	0.627
3	63.3	II	2	45.24	ТРДЦН 63000/220	0.503
4	66.3	II	2	47.36	ТРДЦН 63000/220	0.526
5	0.693	III	1	0.693	ТМ 1000/10	0.693
6	0.641	II	2	0.458	ТМ 630/10	0.508

Складемо принципову схему електричної мережі:

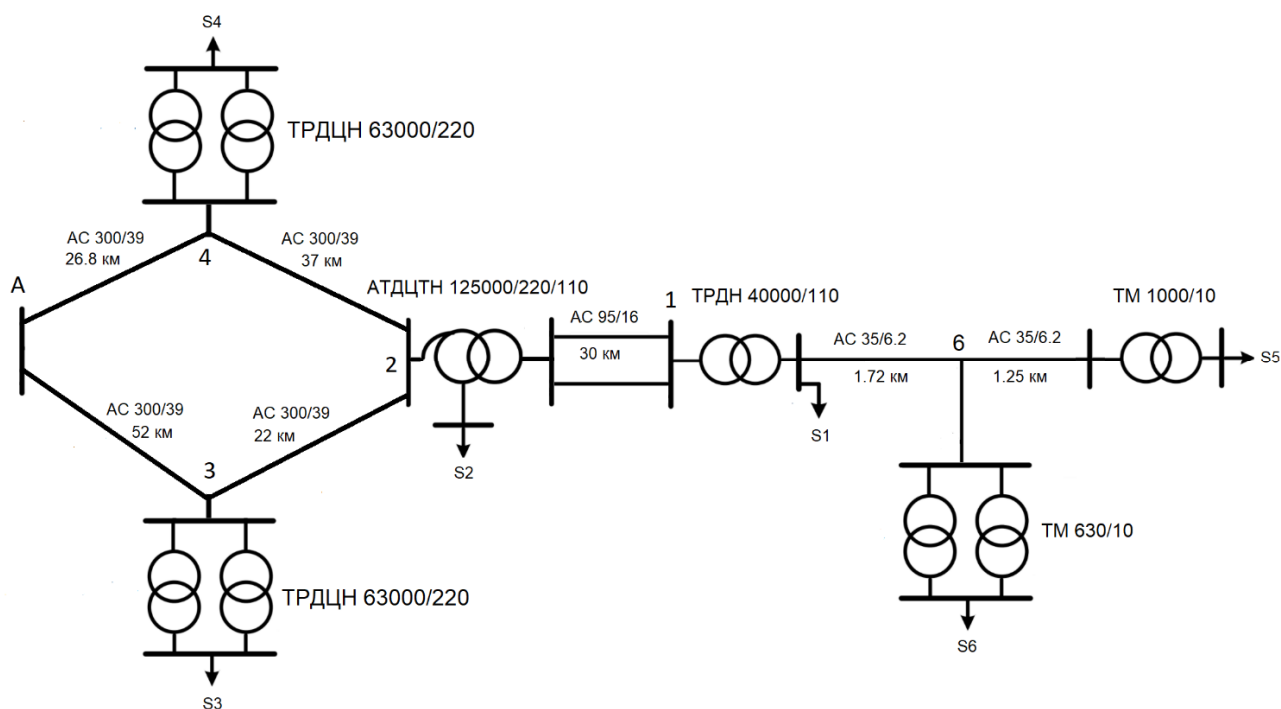


Рисунок 1.8 – Принципова схема мережі

### 1.4.4 Розрахунок перетоків та втрат потужності

Складемо схему заміщення електричної мережі:

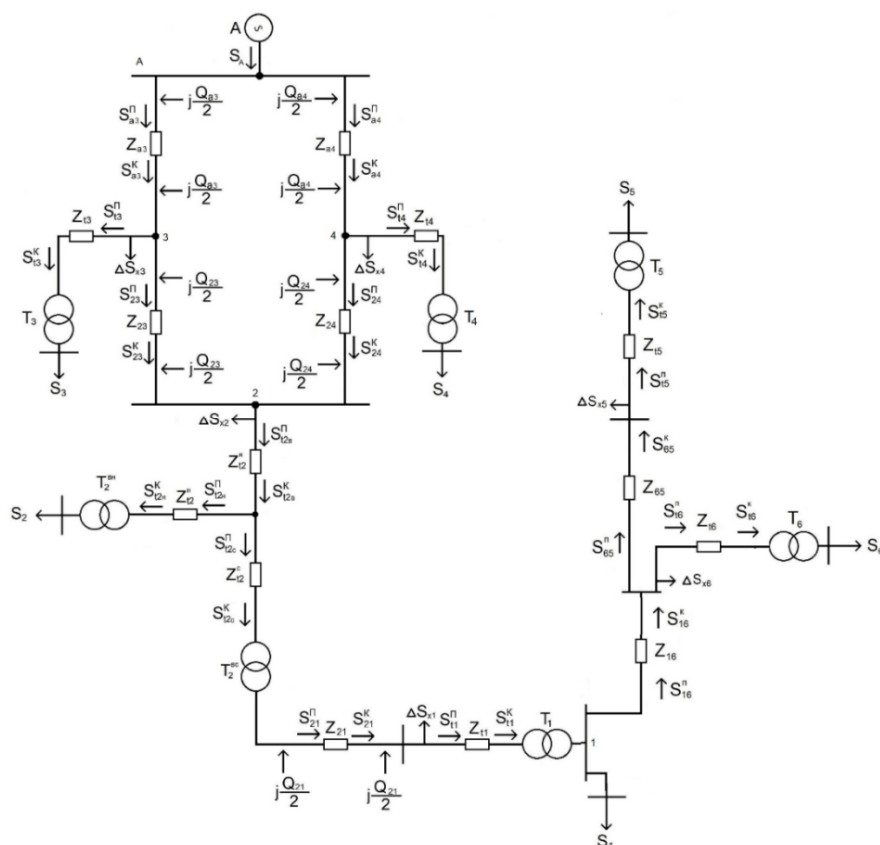


Рисунок 1.9 – Схема заміщення

Розрахуємо параметри проводів за формулами (1.11) та (1.12) і зведемо їх до таблиці 1.35:

Таблиця 1.35 – Параметри проводів ліній

Ділянка мережі	$r_0$ , Ом	$x_0$ , Ом	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	$Z_{л}$ , Ом	$Q_{л}$ , МВАр
A3	0.098	0.429	2.64	$5.09 + j \cdot 22.3$	6.644
A4	0.098	0.429	2.64	$2.63 + j \cdot 11.49$	3.424
42	0.098	0.429	2.64	$3.63 + j \cdot 15.9$	4.728
23	0.098	0.429	2.64	$2.16 + j \cdot 9.44$	2.811
21	0.301/2	0.434/2	2.61·2	$4.51 + j \cdot 6.51$	1.89
16	0.79/2	0.386/2	—	$2.72 + j \cdot 1.33$	—
65	0.79	0.386	—	$0.98 + j \cdot 0.48$	—

Розрахуємо параметри трансформаторів за формулами (1.13) – (1.15) та зведемо їх до таблиці 1.36:

Таблиця 1.36 – Параметри трансформаторів

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розраховані дані		
			U <sub>НОМ</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <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 40000/110	40	±9·1.78%	115	10.5	10.5	172	36	0.65	1.4	34.7	260
ТРДЦН 63000/220	63	±9·1.78%	230	11	12	300	82	0.8	2	50.3	1000
ТМ 630/10	0.63	±2·2.5%	10	0.4	5.5	7.6	1.42	2	0.96	4.36	25
ТМ 1000/10	1	±2·2.5%	10	0.4	5.5	12.2	2.1	2.8	0.61	2.75	56
АТДЦТН 125000/220/110	125	±6·2%	230	121	–	305	65	0.5	0.52	59.25	625

Розрахунок перетоків потужностей почнемо з кінця мережі, використовуючи формулу (1.16) та перший з-он Кірхгофа

$$S_{T5}^K = S_5 = 0.658 + j0.216 \text{ МВА}$$

$$S_{T5}^{\Pi} = S_{T5}^K + \left( \frac{(P_{T5}^K)^2 + (Q_{T5}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \right) \cdot Z_{T5} = 0.661 + j0.229 \text{ МВА}$$

$$S_{T6}^K = S_6 = 0.551 + j0.327 \text{ МВА}$$

$$S_{T6}^{\Pi} = S_{T6}^K + \left( \frac{(P_{T6}^K)^2 + (Q_{T6}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \right) \cdot Z_{T6} = 0.555 + j0.345 \text{ МВА}$$

$$S_{65}^K = S_{T5}^{\Pi} + \Delta S_{x5} = 0.665 + j0.285 \text{ МВА}$$

$$S_{65}^{\Pi} = S_{65}^K + \left( \frac{(P_{65}^K)^2 + (Q_{65}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \right) \cdot Z_{65} = 0.67 + j0.288 \text{ МВА}$$

$$S_{16}^K = S_{65}^{\Pi} + S_{T6}^{\Pi} + \Delta S_{x5} = 1.228 + j0.658 \text{ МВА}$$

$$S_{16}^{\Pi} = S_{16}^K + \left( \frac{(P_{16}^K)^2 + (Q_{16}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \right) \cdot Z_{16} = 1.281 + j0.684 \text{ МВА}$$

$$S_{T1}^K = S_1 + S_{16}^{\Pi} = 29.281 + j15.797 \text{ МВА}$$

$$S_{T1}^{\Pi} = S_{T1}^K + \left( \frac{(P_{T1}^K)^2 + (Q_{T1}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \right) \cdot Z_{T1} = 29.411 + j18.972 \text{ МВА}$$

$$S_{21}^K = S_{T1}^{\Pi} - \frac{jQ_{21}}{2} + \Delta S_{x1} = 29.477 + j18.285 \text{ МВА}$$

$$S_{21}^{\Pi} = S_{21}^K + \left( \frac{(P_{21}^K)^2 + (Q_{21}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot Z_{21} = 29.895 + j18.931 \text{ MBA}$$

$$S_{T2c}^K = S_{21}^{\Pi} - \frac{jQ_{21}}{2} = 29.895 + j17.984 \text{ MBA}$$

$$S_{T2c}^{\Pi} = S_{T2c}^K + \left( \frac{(P_{T2c}^K)^2 + (Q_{T2c}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot Z_{T2c} = 29.908 + j17.984 \text{ MBA}$$

$$S_{T2H}^K = S_2 = 43 + j14.133 \text{ MBA}$$

$$S_{T2H}^{\Pi} = S_{T2H}^K + \left( \frac{(P_{T2H}^K)^2 + (Q_{T2H}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot Z_{T2H} = 43.022 + j19.687 \text{ MBA}$$

$$S_{T2B}^K = S_{T2c}^{\Pi} + S_{T2H}^{\Pi} = 72.93 + j37.671 \text{ MBA}$$

$$S_{T2B}^{\Pi} = S_{T2B}^K + \left( \frac{(P_{T2B}^K)^2 + (Q_{T2B}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot Z_{T2B} = 73 + j45.919 \text{ MBA}$$

$$S_{T4}^K = S_4 = 61 + j25.986 \text{ MBA}$$

$$S_{T4}^{\Pi} = S_{T4}^K + \left( \frac{(P_{T4}^K)^2 + (Q_{T4}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot Z_{T4} = 61.726 + j44.291 \text{ MBA}$$

$$S_{T3}^K = S_3 = 57 + j27.606 \text{ MBA}$$

$$S_{T3}^{\Pi} = S_{T3}^K + \left( \frac{(P_{T3}^K)^2 + (Q_{T3}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot Z_{T3} = 57.663 + j44.307 \text{ MBA}$$

Спростимо замкнену мережу А423

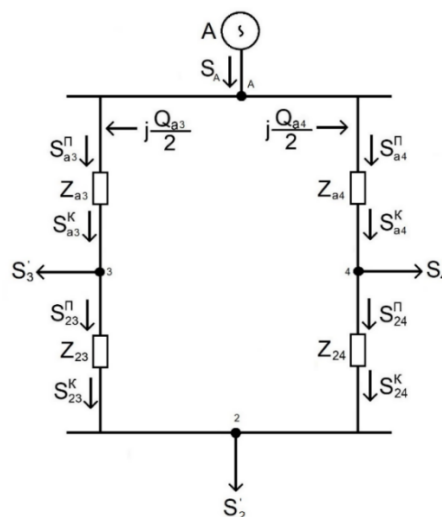


Рисунок 1.10 – Замкнена мережа А423

$$S'_2 = S_{T2B}^{\Pi} + \Delta S_{x2} - \frac{jQ_{23}}{2} - \frac{jQ_{24}}{2} = 73.067 + j42.774 \text{ МВА}$$

$$S'_3 = S_{T3}^{\Pi} + \Delta S_{x3} - \frac{jQ_{A3}}{2} - \frac{jQ_{23}}{2} = 57.827 + j40.588 \text{ МВА}$$

$$S'_4 = S_{T4}^{\Pi} + \Delta S_{x4} - \frac{jQ_{A4}}{2} - \frac{jQ_{24}}{2} = 61.89 + j41.223 \text{ МВА}$$

Розірвемо мережу в точці А

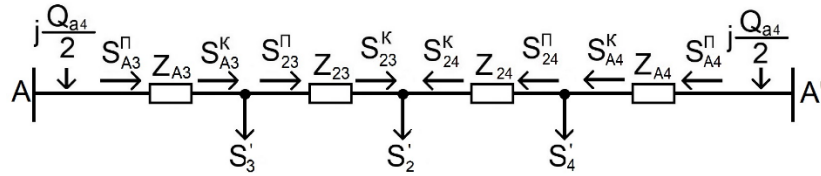


Рисунок 1.11 – Мережа АА'

$$S_{A3} = \frac{S'_3 \cdot (Z_{23} + Z_{24} + Z_{A4}) + S'_2 \cdot (Z_{24} + Z_{A4}) + S'_4 \cdot (Z_{A4})}{(Z_{23} + Z_{24} + Z_{A4} + Z_{A3})} =$$

$$= 81.871 + j53.093 \text{ МВА}$$

$$S_{A4} = \frac{S'_4 \cdot (Z_{23} + Z_{24} + Z_{A3}) + S'_2 \cdot (Z_{23} + Z_{A3}) + S'_3 \cdot (Z_{A3})}{(Z_{23} + Z_{24} + Z_{A4} + Z_{A3})} =$$

$$= 110.913 + j71.492 \text{ МВА}$$

Перевірка

$$S_{A3} + S_{A4} = 192.784 + j124.585 \text{ МВА}$$

$$S'_2 + S'_3 + S'_4 = 192.784 + j124.585 \text{ МВА}$$

Точка 2 є точкою поточкорозподілу.

$$S_{23}^{\Pi} = S_{A3} - S'_3 = 24.045 + j12.55 \text{ МВА}$$

$$S_{24}^{\Pi} = S_{A4} - S'_4 = 49.022 + j30.269 \text{ МВА}$$

$$S_{23}^{\Pi} = S_{23}^K + \left( \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot Z_{23} = 24.012 + j12.362 \text{ МВА}$$

$$S_{24}^{\Pi} = S_{24}^K + \left( \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot Z_{24} = 48.774 + j29.181 \text{ МВА}$$

$$S_{A3}^K = S_{A3} = 81.871 + j53.093 \text{ МВА}$$

$$S_{A4}^K = S_{A4} = 110.913 + j71.492 \text{ МВА}$$

$$S_{A3}^{\Pi} = S_{A3}^K + \left( \frac{(P_{A3}^K)^2 + (Q_{A3}^K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot Z_{A3} = 82.874 + j57.482 \text{ МВА}$$

Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

$$S_{A4}^{\Pi} = S_{A4}^K + \left( \frac{(P_{A4}^K)^2 + (Q_{A4}^K)^2}{U_{НОМ}^2} \right) \cdot Z_{A4} = 111.858 + j75.628 \text{ МВА}$$

$$S_A = S_{A4}^{\Pi} + S_{A3}^{\Pi} - \frac{jQ_{A4}}{2} = 194.731 + j129.685 \text{ МВА}$$

Розраховані величини зведемо в таблицю 1.37:

Таблиця 1.37 – Перетоки потужності на ділянках

Ділянка	$S^k$ , МВА	$\Delta S$ , МВА	$S^{\Pi}$ , МВА
T <sub>5</sub>	0.658+j·0.216	0.003+j·0.013	0.661+j·0.229
T <sub>6</sub>	0.551+j·0.327	0.004+j·0.018	0.555+j·0.345
65	0.665+j·0.285	0.005+j·0.003	0.67+j·0.288
16	1.228+j·0.658	0.053+j·0.026	1.281+j·0.684
T <sub>1</sub>	29.281+j·15.797	0.13+j·3.176	29.411+j·18.972
21	29.447+j·18.285	0.448+j·0.646	29.895+j·18.931
T <sub>2</sub> <sup>c</sup>	29.895+j·17.984	0.013	29.908+j·17.984
T <sub>2</sub> <sup>H</sup>	43+j·14.133	0.022+j·5.55	43.022+j·19.687
T <sub>2</sub> <sup>B</sup>	72.93+j·37.671	0.072+j·8.248	73.002+j·45.919
T <sub>4</sub>	61+j·25.986	0.726+j·18.305	61.726+j·44.291
T <sub>3</sub>	57+j·27.606	0.663+j·16.701	57.663+j·44.307
A3	81.871+j·53.093	1+j·4.389	82.874+j·57.482
A4	110.913+j·71.492	0.945+j·4.136	111.858+j·75.628
23	24.012+j·12.362	0.033+j·0.143	24.045+j·12.505
24	48.774+j·29.181	0.249+j·1.089	49.022+j·30.269
A	194.731+j·129.685		

#### 1.4.5 Розрахунок напруги у вузлах

При визначенні напруг врахуємо поперечну складову падіння напруги. Розрахунок проводимо, починаючи з вузла А.

Використаємо формули (1.17) – (1.19)

Результат розрахунку напруг зведемо до таблиці 1.38

Таблиця 1.38 – Розрахунок втрат напруги у вузлах

Вузол	$U_{НОМ}$ , кВ	$U$ , кВ
A	220	220
A3	220	213.49

Продовження таблиці 1.38

T <sub>3</sub>	220	205.887
T <sub>3н</sub>	10.5	9.847
A4	220	215.663
T <sub>4</sub>	220	208.397
T <sub>4н</sub>	10.5	9.967
24	220	212.756
23	220	212.614
T <sub>2в</sub>	220	200.812
T <sub>2н</sub>	220	189.924
T <sub>2нн</sub>	10.5	9.083
T <sub>2с</sub>	220	200.735
T <sub>2сн</sub>	110	105.604
21	110	103.164
T <sub>1</sub>	110	96.855
T <sub>1н</sub>	10.5	8.843
16	10.5	8.347
65	10.5	8.251
T <sub>5</sub>	10.5	8.128
T <sub>5н</sub>	0.38	0.294
T <sub>6</sub>	10.5	8.107
T <sub>6н</sub>	0.38	0.293

Як бачимо відхилення напруги у споживачів перевищує нормативні 5%.

Підніmemo напругу за допомогою РПН у трансформаторах. Дані запишемо у таблицю 1.39

Таблиця 1.39 – Регулювання напруги за допомогою РПН

Номер підстанції	Марка трансформатора	Ступінь РПН, %	U, кВ
T <sub>2н</sub>	АТДЦТН 125000/220/110	+6·2	10.174
T <sub>2с</sub>	АТДЦТН 125000/220/110	+3·2	111.94
3	ТРДЦН 63000/220	+4·1.78	10.548
4	ТРДЦН 63000/220	+3·1.78	10.499
1	ТРДН 40000/110	+6·1.78	10.474
5	ТМ 1000/10	+2·2.5	0.375
6	ТМ 630/10	+2·2.5	0.374



Занесемо нові дані у таблицю 1.40

Таблиця 1.40 – Напруги у мережі з урахуванням РПН

Вузол	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$
A	220	220
A3	220	213.49
T <sub>3</sub>	220	205.887
T <sub>3н</sub>	10.5	10.548
A4	220	215.663
T <sub>4</sub>	220	208.397
T <sub>4н</sub>	10.5	10.49
24	220	212.756
23	220	212.614
T <sub>2в</sub>	220	200.812
T <sub>2н</sub>	220	189.924
T <sub>2нн</sub>	10.5	10.173
T <sub>2с</sub>	220	200.735
T <sub>2сн</sub>	110	111.94
21	110	109.638
T <sub>1</sub>	110	103.647
T <sub>1н</sub>	10.5	10.474
16	10.5	10.055
65	10.5	9.975
T <sub>5</sub>	10.5	9.873
T <sub>5н</sub>	0.38	0.375
T <sub>6</sub>	10.5	9.855
T <sub>6н</sub>	0.38	0.374

Втрати напруги у кінцевих споживачів не перевищують допустимих за ПУЕ.

#### 1.4.6 Розрахунок втрат електроенергії

Розраховуємо втрати електроенергії за формулами (1.20) – (1.23)

Результати розрахунків зведемо до таблиці 1.41

Таблиця 1.41 – Втрати електроенергії в елементах мережі

Ділянка / підстанція	$T_{нб}, \text{год}$	$\tau, \text{год}$	$\Delta W, \text{МВт}\cdot\text{год}$
T <sub>1</sub>	5574	4067	795.5
T <sub>2в</sub>	4952	3359	969.5
T <sub>2с</sub>	5574	4067	656.6
T <sub>2н</sub>	4530	2916	686
T <sub>3</sub>	5340	3793	1868
T <sub>4</sub>	4864	3154	1766
T <sub>5</sub>	4890	3292	37.6

Продовження таблиці 1.41

T <sub>6</sub>	4550	2937	35.5
16	4735	3127	149.3
65	4890	2937	15.6
21	5574	4067	1667
23	4952	3359	913
24	4952	3359	1535
A3	5123	3547	7465
A4	4864	3264	3694
Сумарні втрати			22254.5

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_A \cdot T_{\text{НБ2}} = 194.7 \cdot 4952 = 964352.5 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Відсоток втрат від загальної енергії:

$$\Delta W_{\%} = \Delta W / W \cdot 100 \% = 22254.5 / 964352.5 \cdot 100\% = 2.3\%$$

### 1.4.7 Перевірка схеми в режимі мінімальних навантажень

Перерахуємо перетоки потужності з урахуванням навантаження з коефіцієнтом 0.58

Таблиця 1.42 – Перетоки потужності на ділянках

Ділянка	S <sup>к</sup> , МВА	ΔS, МВА	S <sup>п</sup> , МВА
T <sub>5</sub>	0.382+j·0.125	0.001+j·0.004	0.383+j·0.13
T <sub>6</sub>	0.32+j·0.19	0.001+j·0.006	0.321+j·0.196
65	0.387+j·0.186	0.002+j·0.001	0.389+j·0.187
16	0.712+j·0.408	0.018+j·0.009	0.731+j·0.417
T <sub>1</sub>	16.971+j·9.182	0.044+j·1.068	17.014+j·10.25
21	17.05+j·9.563	0.143+j·0.206	17.193+j·9.786
T <sub>2</sub> <sup>с</sup>	17.193+j·8.821	0.004	17.197+j·8.821
T <sub>2</sub> <sup>н</sup>	24.94+j·8.197	0.007+j·1.868	24.947+j·10.066
T <sub>2</sub> <sup>в</sup>	42.144+j·18.886	0.023+j·2.611	42.167+j·21.497
T <sub>4</sub>	35.38+j·15.072	0.244+j·6.158	35.624+j·21.23

Продовження таблиці 1.42

T <sub>3</sub>	33.06+ j·16.012	0.223+ j·5.618	33.283+ j·21.63
A3	47.339+ j·23.181	0.293+ j·1.281	47.631+ j·24.462
A4	64.129+ j·31.244	0.276+ j·1.209	64.405+ j·32.452
23	13.882+ j·5.228	0.01+ j·0.043	13.892+ j·5.271
24	28.267+ j·12.763	0.073+ j·0.32	28.34+ j·13.082
A	112.036+ j·53.49		

Перерахуємо напруги мережі за формулами (1.17) – (1.19)

Таблиця 1.43 – Розрахунок втрат напруги у вузлах

Вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ
A	220	220
A3	220	216.458
T <sub>3</sub>	220	211.251
T <sub>3н</sub>	10.5	10.103
A4	220	217.556
T <sub>4</sub>	220	212.465
T <sub>4н</sub>	10.5	10.161
24	220	216.137
23	220	216.091
T <sub>2в</sub>	220	210.458
T <sub>2н</sub>	220	204.712
T <sub>2нн</sub>	10.5	9.791
T <sub>2с</sub>	220	210.416
T <sub>2сн</sub>	110	110.691
21	110	109.423
T <sub>1</sub>	110	106.081
T <sub>1н</sub>	10.5	9.686
16	10.5	9.424
65	10.5	9.373
T <sub>5</sub>	10.5	9.311
T <sub>5н</sub>	0.38	0.337
T <sub>6</sub>	10.5	9.301
T <sub>6н</sub>	0.38	0.337

Як бачимо відхилення напруги у споживачів перевищує нормативні 5%.

Підніmemo напругу за допомогою РПН у трансформаторах. Дані запишемо у таблицю 1.44

Таблиця 1.44 – Регулювання напруги за допомогою РПН

Номер підстанції	Марка трансформатора	Ступінь РПН, %	U, кВ
T <sub>2н</sub>	АТДЦТН 125000/220/110	+4·2	10.574
T <sub>2с</sub>	АТДЦТН 125000/220/110	+2·2	115.125

Продовження таблиці 1.44

3	ТРДЦН 63000/220	+2·1.78	10.463
4	ТРДЦН 63000/220	+2·1.78	10.523
1	ТРДН 40000/110	+2·1.78	10.465
5	ТМ 1000/10	+2·2.5	0.385
6	ТМ 630/10	+2·2.5	0.384

Занесемо нові дані у таблицю 1.45

Таблиця 1.45 – Напруги у мережі з урахуванням РПН

Вузол	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$
А	220	220
А3	220	216.458
Т <sub>3</sub>	220	211.251
Т <sub>3н</sub>	10.5	10.463
А4	220	217.556
Т <sub>4</sub>	220	212.465
Т <sub>4н</sub>	10.5	10.523
24	220	216.137
23	220	216.091
Т <sub>2в</sub>	220	210.458
Т <sub>2н</sub>	220	204.712
Т <sub>2нн</sub>	10.5	10.574
Т <sub>2с</sub>	220	210.416
Т <sub>2сн</sub>	110	115.125
21	110	113.9
Т <sub>1</sub>	110	110.679
Т <sub>1н</sub>	10.5	10.465
16	10.5	10.223
65	10.5	10.176
Т <sub>5</sub>	10.5	10.12
Т <sub>5н</sub>	0.38	0.385
Т <sub>6</sub>	10.5	10.11
Т <sub>6н</sub>	0.38	0.384

Втрати напруги у кінцевих споживачів не перевищують допустимих за ПУЕ.

Перерахуємо втрати електроенергії за формулами (1.20) – (1.23)

Таблиця 1.46 – Втрати електроенергії в елементах мережі

Ділянка / підстанція	$T_{нб}, \text{год}$	$\tau, \text{год}$	$\Delta W, \text{МВт}\cdot\text{год}$
Т <sub>1</sub>	5574	4067	476.9
Т <sub>2в</sub>	4952	3359	703.9
Т <sub>2с</sub>	5574	4067	598.7
Т <sub>2н</sub>	4530	2916	608.6
Т <sub>3</sub>	5340	3793	1105

Продовження таблиці 1.46

T <sub>4</sub>	4864	3154	1071
T <sub>5</sub>	4890	3292	24.9
T <sub>6</sub>	4550	2937	20.2
16	4735	3127	50.2
65	4890	2937	5.2
21	5574	4067	560.7
23	4952	3359	307.1
24	4952	3359	516.5
A3	5123	3547	2511
A4	4864	3264	1243
Сумарні втрати			9803.1

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_A \cdot T_{\text{НБ2}} = 112 \cdot 4952 = 554827.1 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Відсоток втрат від загальної енергії:

$$\Delta W_{\%} = \Delta W / W \cdot 100 \% = 9803.1 / 554827.1 \cdot 100\% = 1.77\%$$

### 1.4.8 Аварійний режим

Розглянемо роботу схеми при обриві лінії А3

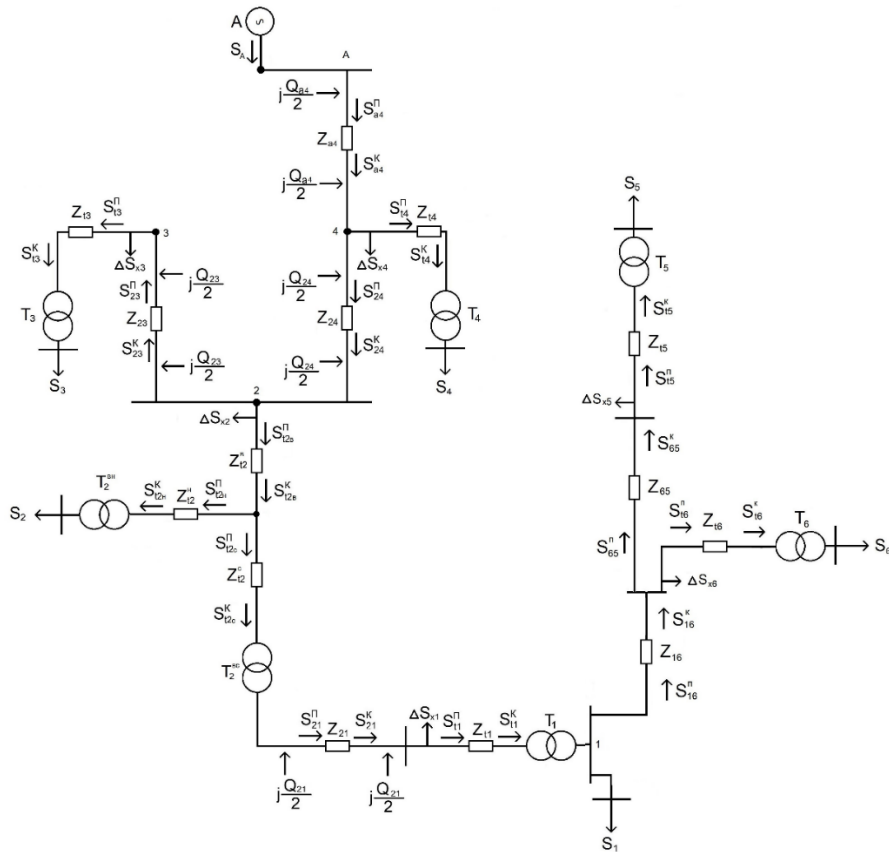


Рисунок 1.12 – Аварійний режим

Перерахуємо перетоки потужності

Таблиця 1.47 – Перетоки потужності на ділянках

Ділянка	$S^k$ , МВА	$\Delta S$ , МВА	$S^n$ , МВА
T <sub>5</sub>	0.658+j·0.216	0.003+j·0.013	0.661+j·0.229
T <sub>6</sub>	0.551+j·0.327	0.004+j·0.018	0.555+j·0.345
65	0.665+j·0.285	0.005+j·0.003	0.67+j·0.288
16	1.228+j·0.658	0.053+j·0.026	1.281+j·0.684
T <sub>1</sub>	29.281+j·15.797	0.13+j·3.176	29.411+j·18.972
21	29.447+j·18.285	0.448+j·0.646	29.895+j·18.931
T <sub>2</sub> <sup>c</sup>	29.895+j·17.984	0.013	29.908+j·17.984
T <sub>2</sub> <sup>н</sup>	43+j·14.133	0.022+j·5.55	43.022+j·19.687
T <sub>2</sub> <sup>в</sup>	72.93+j·37.671	0.072+j·8.248	73.002+j·45.919
T <sub>4</sub>	61+j·25.986	0.182+j·4.576	61.182+j·30.562
T <sub>3</sub>	57+j·27.606	0.166+j·4.175	57.166+j·31.782
23	57.33+j·31.38	0.19+j·0.83	57.52+j·32.217
24	130.587+j·74.991	1.699+j·7.437	132.286+j·82.428
A4	193.631+j·109.922	2.69+j·11.77	196.322+j·121.7
A	196.322+j·119.335		

Перерахуємо напруги мережі за формулами (1.17) – (1.19)

Таблиця 1.48 – Розрахунок втрат напруги у вузлах

Вузол	$U_{ном}$ , кВ	$U$ , кВ
A	220	220
A4	220	211.48
T <sub>4</sub>	220	204.12
T <sub>4н</sub>	10.5	9.762
24	220	203.203
23	220	201.11
T <sub>3</sub>	220	193.089
T <sub>3н</sub>	10.5	9.235
T <sub>2в</sub>	220	190.807
T <sub>2н</sub>	220	179.6
T <sub>2нн</sub>	10.5	8.59
T <sub>2с</sub>	220	190.726
T <sub>2сн</sub>	110	100.339
21	110	97.771
T <sub>1</sub>	110	91.176
T <sub>1н</sub>	10.5	8.325
16	10.5	7.798

Продовження таблиці 1.48

T <sub>6</sub>	10.5	7.541
T <sub>6н</sub>	0.38	0.273
65	10.5	7.695
T <sub>5</sub>	10.5	7.564
T <sub>5н</sub>	0.38	0.274

Як бачимо відхилення напруги у споживачів перевищує нормативні 5%.

Підніmemo напругу за допомогою РПН у трансформаторах. Дані запишемо у таблицю 1.49

Таблиця 1.49 – Регулювання напруги за допомогою РПН

Номер підстанції	Марка трансформатора	Ступінь РПН, %	U, кВ
T <sub>2н</sub>	АТДЦТН 125000/220/110	+6·2	9.62
T <sub>2с</sub>	АТДЦТН 125000/220/110	+6·2	112.379
3	ТРДЦН 63000/220	+8·1.78	10.55
4	ТРДЦН 63000/220	+4·1.78	10.457
1	ТРДН 40000/110	+6·1.78	10.521
5	ТМ 1000/10	+2·2.5	0.377
6	ТМ 630/10	+2·2.5	0.376

Занесемо нові дані у таблицю 1.50

Таблиця 1.50 – Напруги у мережі з урахуванням РПН

Вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ
А	220	220
А4	220	211.48
T <sub>4</sub>	220	204.12
T <sub>4н</sub>	10.5	10.457
24	220	203.203
23	220	201.11
T <sub>3</sub>	220	193.089
T <sub>3н</sub>	10.5	10.55
T <sub>2в</sub>	220	190.807
T <sub>2н</sub>	220	179.6
T <sub>2нн</sub>	10.5	9.62
T <sub>2с</sub>	220	190.726
T <sub>2сн</sub>	110	112.379
21	110	110.086
T <sub>1</sub>	110	104.115
T <sub>1н</sub>	10.5	10.521
16	10.5	10.104
T <sub>6</sub>	10.5	9.905

Продовження таблиці 1.50

$T_{6н}$	0.38	0.376
65	10.5	10.025
$T_5$	10.5	9.923
$T_{5н}$	0.38	0.377

Втрати напруги у кінцевих споживачів не перевищують допустимих за ПУЕ (10% для аварійних режимів).

Перерахуємо втрати електроенергії за формулами (1.20) – (1.23)

Таблиця 1.51 – Втрати електроенергії в елементах мережі

Ділянка / підстанція	$T_{нб}$ , год	$\tau$ , год	$\Delta W$ , МВт·год
$T_1$	5610	4110	795.5
$T_{2в}$	4952	3359	969.4
$T_{2с}$	5610	4110	656.6
$T_{2н}$	4530	2916	686
$T_3$	5340	3793	1868
$T_4$	4864	3154	1766
$T_5$	4890	3292	37.6
$T_6$	4550	2937	35.5
16	4735	3127	149.3
65	4890	3292	15.6
21	5574	4067	1667
23	5340	3793	677.7
24	5123	3547	5312
A4	5006	3418	8000
Сумарні втрати			22637.2

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_A \cdot T_{нБА} = 196.3 \cdot 5007 = 982938.915 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Відсоток втрат від загальної енергії:

$$\Delta W_{\%} = \Delta W / W \cdot 100 \% = 22637.2 / 982938.9 \cdot 100\% = 2.3\%$$



### 1.4.9 Техніко-економічні показники

Виберемо II район ожеледі та наступний тип опор для кожної лінії:

Таблиця 1.52 – Типи опор

A4	Залізобетонні одноколові
24	Залізобетонні одноколові
23	Залізобетонні одноколові
A3	Залізобетонні одноколові
21	Залізобетонні одноколові
16	Дерев'яні
65	Дерев'яні

Розрахуємо вартість ліній мережі та занесемо дані у таблицю 1.53

Таблиця 1.53 – Вартість ліній

Ділянка мережі	Марка проводу	Вартість ПЛ тис. у.о/км	Довжина ПЛ км	Сума тис. у.о
A4	АС 300/39	17.3	26.8	463.6
24	АС 300/39	17.3	37	640
23	АС 300/39	17.3	22	380.6
A3	АС 300/39	17.3	52	900
21	АС 95/16	17.8	30	534
Разом				2918.2

Розрахуємо вартість трансформаторів та занесемо дані у таблицю 1.54

Таблиця 1.54 – Вартість трансформаторів

Підстанція	Тип	Вартість тис. у.о
1	ТРДН 40000/110	109
2	АТДЦТН 125000/220/110	253

Продовження таблиці 1.54

3,4	ТРДЦН 63000/220	2·193
5	ТМ 1000/10	-
6	ТМ 400/10	-
Разом		748

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{пс}} = 2918.2 + 748 = 3662.2 \text{ тис. у. о.}$$

Розрахуємо витрати на амортизацію та експлуатацію ліній

$$I_{\text{л}} = p_{\text{ае}} \cdot \frac{K_{\text{л}}}{100} = 2.8 \cdot \frac{2918.2}{100} = 81.7 \text{ тис. у. о.}$$

Розрахуємо витрати на амортизацію та експлуатацію трансформаторів

$$I_{\text{пс}} = p_{\text{ае}} \cdot \frac{K_{\text{пс}}}{100} = 9.4 \cdot \frac{748}{100} = 70.3 \text{ тис. у. о.}$$

Загалом:

$$I = I_{\text{л}} + I_{\text{пс}} = 152 \text{ тис. у. о.}$$

Розрахуємо мінімум приведених витрат за формулою (1.25)

$$Z = 0.12 \cdot 3662.2 + 152 = 591.4 \text{ тис. у. о.}$$

Найбільш оптимальним варіантом електромережі є мережа №2. Вона має менше значення мінімуму приведених витрат, забезпечує потрібну надійність електропостачання споживачів різних категорій, та більш стабільна в різних режимах роботи. Як бачимо, дана мережа відповідає всім правилам та нормативним документам проектування.

## 2 Розрахунок електричної частини підстанції

### 2.1 Вихідні дані

Підстанція №3 електричної мережі, розрахованої у попередньому розділі.

Таблиця 2.1 - Вихідні дані підстанції

$P_{\text{ном.на в}}$ , МВт	$\cos \varphi_{\text{нав}}$	$X_{L1}$ , Ом	$X_{L2}$ , Ом	$S_{\text{кз.с}}$ , МВА	$t$ , °С
57	0.9	4.62	4.62	2300	-10

Таблиця 2.2 – Добовий графік навантаження

Навантаження в % від номінальної потужності												
ГОДИН	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
	45	55	60	90	90	80	80	100	90	110	120	100

### 2.2 Перевірка трансформаторів за графіком навантаження

Розрахуємо повну потужність навантаження:

$$S_{\text{ном.нав}} = \frac{P_{\text{ном.нав}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{57}{0.9} = 63.3 \text{ МВА}$$

Помножимо величину  $S_{\text{ном.нав}}$  на коефіцієнти навантаження з таблиці 2.2

Таблиця 2.3 – Добові значення потужності

$S_0$ , МВА	$S_2$ , МВА	$S_4$ , МВА	$S_6$ , МВА	$S_8$ , МВА	$S_{10}$ , МВА	$S_{12}$ , МВА	$S_{14}$ , МВА	$S_{16}$ , МВА	$S_{18}$ , МВА	$S_{20}$ , МВА	$S_{22}$ , МВА
28.5	34.8	38	57	57	50.6	50.6	63.3	57	69.6	76	63.3

Побудуємо за даними в таблиці 2.3 графік навантаження

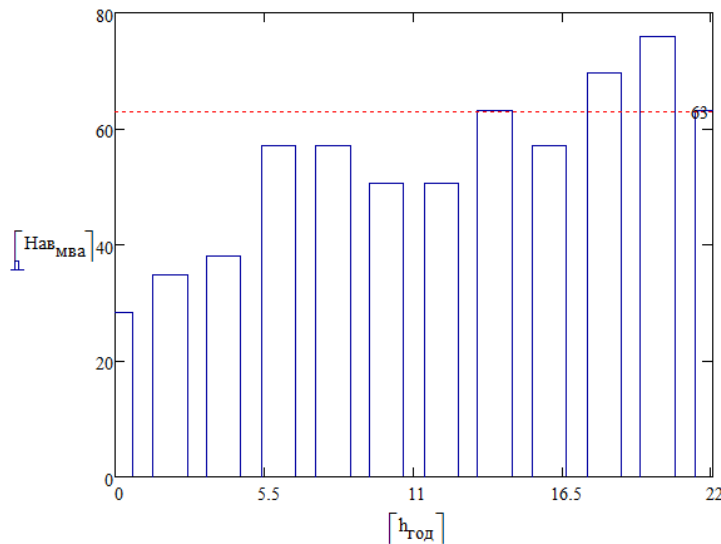


Рисунок 2.1 – Добовий графік навантаження

Для перевірки правильності вибору трансформатору розрахуємо коефіцієнти степені навантаження  $K_1$  і  $K_2$  за формулою (2.1)

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{\sum t_i}} \quad (2.1)$$

де  $S_i$  – потужності, що менші за визначену межу 63 МВА,  $t_i$  – час таких навантажень.

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{S_0^2 \cdot t_0 + S_2^2 \cdot t_2 + S_4^2 \cdot t_4 + S_6^2 \cdot 3t_6 + S_{10}^2 \cdot 2t_{10}}{t_0 + t_2 + t_4 + 3t_6 + 2t_{10}}} =$$

$$= \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{28.5^2 \cdot 2 + 34.8^2 \cdot 2 + 38^2 \cdot 2 + 57.6^2 \cdot 6 + 50.6^2 \cdot 4}{2 + 2 + 2 + 6 + 4}} = 0.76$$

Таким самим способом розрахуємо коефіцієнт  $K_2$  але візьмемо навантаження, що виходять за межі 63 МВА.

$$K_2 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{63.3^2 \cdot 4 + 69.6^2 \cdot 2 + 76^2 \cdot 2}{4 + 2 + 2}} = 1.083$$

Розрахуємо максимальне перенавантаження трансформатора ( $h_{20}$ )

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{20}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{76}{63} = 1.206$$

Перерахуємо коефіцієнт  $K_2$

$$K_2' = K_{max} \cdot 0.9 = 1.206 \cdot 0.9 = 1.086$$

Порівняємо коефіцієнти  $K_2'$  і  $K_2$ , більше з них ( $K_2'$ ) приймаємо за нове значення  $K_2$  і будемо використовувати далі для обчислень.

Згідно з ГОСТ-14209-85 за даними з таблиці вихідних даних знаходимо допустиме значення перенавантаження.

$$\Theta_{охл} = -10^\circ \text{C}$$

$$h = 8 \text{ год}$$

$$K_1 = 0.76$$

Інтерполюємо наше значення  $K_2$

$$f(x) = f(x_1) + (x - x_1) \cdot \frac{f(x_2) - f(x_1)}{x_2 - x_1} = 1.39 + (0.76 - 0.7) \cdot \frac{1.38 - 1.39}{0.8 - 0.7} = 1.384$$

Значення  $K_2$ (ГОСТ) більше за наше значення  $K_2$  ( $1.384 > 1.086$ )

Отже, трансформатори ТРДН-63000/110 вибрано правильно

### 2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

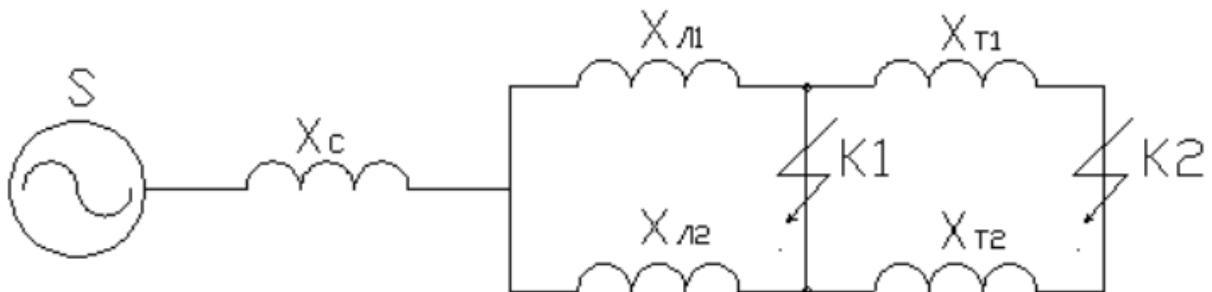


Рисунок 2.2

Розрахунок струмів КЗ виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає  $S_c = 2300$  МВА.

Опір трансформатора за паспортними даними складає:

$$R_T = 0.87 \text{ Ом}$$

$$X_T = 22 \text{ Ом}$$

Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Опір системи

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_c} = \frac{121^2}{2300} = 6.36 \text{ Ом}$$

Опір ліній

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{4.62 \cdot 4.62}{4.62 + 4.62} = 2.31 \text{ Ом}$$

Опір трансформаторів

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{22}{2} = 11 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К<sub>1</sub>

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_L)} = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot (6.36 + 2.31)} = 8.06 \text{ кА}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К<sub>2</sub>

$$I_{K2} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_L + X_T)} \cdot \frac{U_B}{U_H} = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot (6.36 + 2.31 + 11)} \cdot \frac{110}{10} = 39.06 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці К<sub>1</sub>

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 8.06 = 18.35 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці К<sub>2</sub>

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1.82 \cdot 39.06 = 100.5 \text{ кА}$$

Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ незмінні в часі, тому через час рівний часу відключення

$$I_{нт} = I_{K1} = 8.06 \text{ кА}$$

$$I_{нт} = I_{K2} = 100.5 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{нт} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8.06 \cdot e^{-\frac{0.06}{0.025}} = 1.03 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{нт} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 39.06 \cdot e^{-\frac{0.1}{0.05}} = 7.47 \text{ кА}$$

Де  $T_a$  постійна часу затухання аперіодичної складової

Інтеграл Джоуля (термічна стійкість) для К<sub>1</sub>

$$B_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 8.06^2 \cdot (0.06 + 0.025) = 5.52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	55
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Інтеграл Джоуля (термічна стійкість) для  $K_2$

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 39.06^2 \cdot (0.1 + 0.05) = 228.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результати зведемо в таблицю 2.4

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку струмів в системі

Точка КЗ	Період. Склад. Струму КЗ в поч. момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Період. Склад. Струму КЗ в момент спрацюв. Вимикача, кА	Аперіод. Складова струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	8.06	18.35	8.06	1.03	5.52
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	39.06	100.5	39.06	7.47	228.8

## 2.4 Вибір високовольтних апаратів РП

Максимальний струм на високій напрузі:

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1.4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1.4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ А}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{max}^{НН} = \frac{1.4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1.4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{max}^{СВ} = \frac{0.7 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{0.7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що відходить від підстанції (якщо від підстанції відходить 10 ліній):

$$I_{max}^{ЛВ} = \frac{1.4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 10} = \frac{1.4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509.2 \text{ А}$$

*Вибираємо елегазовий вимикач ВГТ – 110III – 40/2000У1*

Таблиця 2.5 – Вибір вимикача на напрузі 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	463 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8.06 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	18.35 кА	102 кА
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	8.06 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	1.03 кА	16 кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	5.52 кА <sup>2</sup> ·с	4800 кА <sup>2</sup> ·с

*Вибираємо вакуумний вимикач VАН – 10 – 50 – 80 – 27*

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	5092 А	8000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	39.06 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	100.5 кА	130 кА
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	39.06 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	7.47 кА	-
$B_k \leq I_T^2 t_T$	228.8 кА <sup>2</sup> ·с	7500 кА <sup>2</sup> ·с

*Вибираємо вакуумний вимикач VАН – 10 – 50 – 31 – 27*

Таблиця 2.7 – Вибір секційного вимикача на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	2546 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	39.06 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	100.5 кА	130 кА
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	39.06 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	7.47 кА	-
$B_k \leq I_T^2 t_T$	228.8 кА <sup>2</sup> ·с	7500 кА <sup>2</sup> ·с



Вибираємо вакуумний вимикач *ВАН – 10 – 50 – 12 – 27*

Таблиця 2.8 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509.2 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	39.06 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	100.5 кА	130 кА
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	39.06 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а.ном}$	7.47 кА	-
$W_k \leq I_T^2 t_T$	228.8 кА <sup>2</sup> ·с	7500 кА <sup>2</sup> ·с

Вибираємо горизонтальний роз'єднувач з одинарними заземлюючими ножами *РНДЗ.1-110/1000 УХЛ1*

Таблиця 2.9 – Вибір роз'єднувачів на напрузі 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	463 А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8.06 кА	31.5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	18.35 кА	80 кА
$W_k \leq I_T^2 t_T$	5.52 кА <sup>2</sup> ·с	992.25 кА <sup>2</sup> ·с

## 2.5 Вибір трансформаторів власних потреб підстанції

Визначимо склад споживачів власних потреб для підстанції та занесемо дані у таблицю.

Таблиця 2.10 – Склад споживачів власних потреб

Споживач	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	Одиниці, кВт · кількість	Всього, кВт			P, кВт	Q, кВт
Охолодження ТРДЦН 63000/110	-	4	0.85	0.62	3.2	0.6

Продовження таблиця 2.10

Підігрів КРП	1 · 14	14	1	0	14	-
Освітлення, вентиляція ЗРП	-	7	1	0	7	-
Освітлення, вентиляція компресорної	-	30	1	0	30	-
<b>Всього</b>					54.2	18.6

Розрахункове навантаження при коефіцієнті одночасності  $k_c = 0.8$

$$S_{\text{роз}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2} = 0.8 \cdot \sqrt{54.2^2 + 18.6^2} = 45.84 \text{ кВА}$$

Приймаємо два трансформатори ТМ – 40/10 потужністю 40 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде перезавантажений на  $45.84/40 = 1.146$  тобто на 14.6%, що допускається при аварійних ситуаціях.

## 2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій.

### 2.6.1 Вибір трансформаторів струму

Розрахуємо вторинне навантаження у ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги.

Максимальний розрахунковий струм у колі трансформатора рівний його номінальному струму, тому що перенавантаження трансформатора не допускається.

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>59</b>
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{max} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3637 \text{ А}$$

Із довідників вибираємо трансформатор струму ТПШЛ–10–У3 з номінальним струмом первинної обмотки 4000 А, з класом точності 0.5/10Р

Перевіримо на термічну стійкість за умовою:

$$(I_{1ном} \cdot k_{тер})^2 \cdot t_{тер} > B_k = (4 \cdot 35)^2 \cdot 3 = 58800 > 228.8$$

Умова виконується.

Перевіримо обмотку трансформатора по вторинному навантаженні.

Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.11

Таблиця 2.11 – ТС у ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0.5	0.5	0.5
Варметр	1.5	0.5	-	0.5
Лічильник реактивної енергії	1	2.5	-	2.5
Лічильник активної енергії	1.5	2.5	-	2.5
Всього		6	0.5	6

Розрахуємо загальний опір приладів найбільш навантаженої фаз А,С (6 ВА).

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2} = \frac{6}{5^2} = 0.24 \text{ Ом}$$

Розрахуємо опір проводів за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_k$$

де  $Z_{ном}$  – номінальний опір навантаження.

$$Z_{ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} = \frac{30}{5^2} = 1.21 \text{ Ом}$$

$Z_k$  – опір контактів (для кількості приєднаних приладів більше 3 приймається 0.1 Ом)

$$Z_{пр} = 1.21 - 0.24 - 0.1 = 0.87 \text{ Ом}$$

Розрахуємо переріз проводів.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{Z_{\text{пр}}}$$

де  $\rho$  – питомий опір проводу (0.0175 для мідних жил)

$l_{\text{розр}}$  – розрахункова довжина провідників (для усіх кіл ГРП 6–10 кВ, крім ліній до споживачів береться значення 50 м)

$$q = \frac{0.0175 \cdot 50}{0.87} = 1 \text{ мм}^2$$

Виберемо мінімально допустимий переріз для проводів 4 мм<sup>2</sup>

Перерахуємо опір проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0.0175 \cdot 50}{4} = 0.219 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0.24 + 0.1 + 0.219 = 0.559 \text{ Ом}$$

Значення  $Z_{\text{Н}} < Z_{\text{ном}}$  отже трансформатор обрано правильно.

Таблиця 2.12 – ТС у ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{Н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	3637 А	4000 А
$I_{\text{у}} \leq I_{\text{дин}}$	-	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	228.8 кА <sup>2</sup> ·с	58800 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_{\text{Н}} \leq Z_{\text{н.ном}}$	0.559 Ом	1.21 Ом

Розрахуємо вторинне навантаження на секційному вимикачеві 10 кВ.

Струм у колі секційного вимикача – 2546 А.

Із довідників вибираємо трансформатор струму ТЛШ–10–У3 з номінальним струмом первинної обмотки 3000 А, з класом точності 0.5/10Р

Перевіримо на термічну стійкість за умовою:

$$(I_{1\text{ном}} \cdot k_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} > B_{\text{к}} = (3 \cdot 31.5)^2 \cdot 3 = 26790 > 228.8$$

Умова виконується.

Перевіримо на динамічну стійкість за формулою:

$$\sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} \cdot k_{\text{дин}} > i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3 \cdot 81 = 343.65 > 100.5$$

Умова виконується.

Перевіримо обмотку трансформатора по вторинному навантаженні.

Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.13

Таблиця 2.13 – ТС на секційному вимикачеві

Прилад	К лас	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0.5	0.5	0.5
Всього		0.5	0.5	0.5

Розрахуємо загальний опір приладів найбільш навантаженої фази А

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{0.5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом}$$

Розрахуємо опір проводів за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}}$$

де  $Z_{\text{ном}}$  – номінальний опір навантаження

$$Z_{\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{20}{5^2} = 0.8 \text{ Ом}$$

$Z_{\text{к}}$  – опір контактів (для кількості приєднаних приладів 1-3 приймається 0.05 Ом)

$$Z_{\text{пр}} = 0.8 - 0.02 - 0.05 = 0.73 \text{ Ом}$$

Розрахуємо переріз проводів.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{Z_{\text{пр}}}$$

де  $\rho$  – питомий опір проводу (0.0175 для мідних жил)

$l_{\text{розр}}$  – розрахункова довжина провідників (для усіх кіл ГРП 6–10 кВ, крім ліній до споживачів береться значення 50 м)

$$q = \frac{0.0175 \cdot 50}{0.8} = 1.09 \text{ мм}^2$$

Виберемо мінімально допустимий переріз для проводів 4 мм<sup>2</sup>

Перерахуємо опір проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0.0175 \cdot 50}{4} = 0.219 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0.02 + 0.05 + 0.219 = 0.289 \text{ Ом}$$

Значення  $Z_{\text{Н}} < Z_{\text{ном}}$  отже трансформатор обрано правильно.

Таблиця 2.14 – ТС у ланцюзі секційного вимикача

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{Н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	2546 А	3000 А
$I_{\text{у}} \leq I_{\text{дин}}$	100.5 кА	343.65 кА
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	228.8 кА <sup>2</sup> ·с	26790 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_{\text{Н}} \leq Z_{\text{н.ном}}$	0.289 Ом	0.8 Ом

Розрахуємо вторинне навантаження у лініях що відходять до споживачів.

Струм у колі лінії, що відходить від підстанції – 509.2 А

Із довідників вибираємо трансформатор струму ТЛ10–ІІ з номінальним струмом первинної обмотки 600 А, з класом точності 0.5/10Р

Перевіримо на термічну стійкість за умовою:

$$(I_{1\text{ном}} \cdot k_{\text{тер}})^2 \cdot t_{\text{тер}} > B_{\text{к}} = (0.6 \cdot 40)^2 \cdot 3 = 1728 > 228.8$$

Умова виконується.

Перевіримо на динамічну стійкість за формулою:

$$\sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} \cdot k_{\text{дин}} > i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 0.6 \cdot 128 = 107.52 > 100.5$$

Умова виконується.

Перевіримо обмотку трансформатора по вторинному навантаженні.

Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.15

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	К лас	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0.5	0.5	0.5
Лічильник реактивної енергії	1	2.5	-	2.5
Лічильник активної енергії	1.5	2.5	-	2.5
Всього		5.5	0.5	5.5

Розрахуємо загальний опір приладів найбільш навантаженої фази А,С (5.5 ВА).

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5.5}{5^2} = 0.22 \text{ Ом}$$

Розрахуємо опір проводів за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}}$$

де  $Z_{\text{ном}}$  – номінальний опір навантаження.

$$Z_{\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{17}{5^2} = 0.68 \text{ Ом}$$

$Z_{\text{к}}$  – опір контактів (для кількості приєднаних приладів 1-3 приймається 0.05 Ом)

$$Z_{\text{пр}} = 0.68 - 0.22 - 0.05 = 0.41 \text{ Ом}$$

Розрахуємо переріз проводів.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{Z_{\text{пр}}}$$

де  $\rho$  – питомий опір проводу (0.0175 для мідних жил)

$l_{\text{розр}}$  – розрахункова довжина провідників (для ліній 6–10 кВ до споживачів береться значення 5 м)

$$q = \frac{0.0175 \cdot 5}{0.41} = 0.21 \text{ мм}^2$$

Виберемо мінімально допустимий переріз для проводів 4 мм<sup>2</sup>

Перерахуємо опір проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0.0175 \cdot 5}{4} = 0.022 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0.22 + 0.05 + 0.022 = 0.292 \text{ Ом}$$

Значення  $Z_{\text{Н}} < Z_{\text{ном}}$  отже трансформатор обрано правильно.

Таблиця 2.16 – ТС у лініях що відходять

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{Н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	509.2 А	600 А
$I_{\text{у}} \leq I_{\text{дин}}$	100.5 кА	107.52 кА

Продовження таблиці 2.16

$I_k \leq I_T^2 t_T$	228.8 кА <sup>2</sup> ·с	1728 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{H.НОМ}$	0.292 Ом	0.68 Ом

### 2.6.2 Вибір трансформаторів напруги

Виберемо трансформатори напруги на шині 110 кВ

Визначимо прилади що будуть підключені до обмоток ТН:

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження у колі ТН на шинах 110 кВ

Прилад	Тип	S одної обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Кількість приладів	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	PZ194 U-2K4T	5	1	1	0	1	5	0

Сумарна потужність приєднаного обладнання  $S_2 = 5$  ВА

Як трансформатори напруги вибираємо на боці 110 кВ трансформатори НКФ-110-58 (клас точності 0.5)

Таблиця 2.18 – Характеристики ТН

Тип	Номінальна напруга обмотки			Номінальна потужність, ВА	Максимальна потужність, ВА
	первинної, кВ	вторинної, В	додаткової, В		
НКФ-110-58	110	$100/\sqrt{3}$	100:3	600	2000

Виберемо трансформатори напруги у колі трансформатора з боку НН

Визначимо прилади що будуть підключені до обмоток ТН:



Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження у колі трансформатора з боку НН

Прилад	Тип	S одної обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Кількість приладів	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	DJ-V36	5	1	1	0	1	5	0
Варметр	ЩВ120.1	6	1	1	0	1	6	0
Лічильник електричної енергії	НІК 2303 L АРК1Т 1000 ME	10	1	0.38	0.925	1	3.8	9.25

Повна потужність вторинного навантаження:

$$S_2 = \sqrt{(5 + 6 + 3.8)^2 + 9.25^2} = 17.45 \text{ ВА}$$

Як трансформатори напруги вибираємо на боці 10 кВ ЗНОЛ-06-10-У3 з наступними характеристиками (клас точності 0.5)

Таблиця 2.20 – Характеристики ТН

Тип	Номінальна напруга обмотки			Номінальна потужність, ВА	Максимальна потужність, ВА
	первинної, кВ	вторинної, В	додаткової, В		
ЗНОЛ-06-10-У3	10	100/√3	100	30	400

Виберемо трансформатори напруги у лініях що відходять до споживачів

Визначимо прилади що будуть підключені до обмоток ТН:

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження у лініях що відходять

Прилад	Тип	S одної обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Кількість приладів	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВАр
Лічильник електричної енергії	НІК 2303 L АРК1Т 1000 ME	10	1	0.38	0.925	1	3.8	9.25

Як трансформатори напруги вибираємо на боці 10 кВ ЗНОЛ-06-10-У3

За умовою механічної міцності приймаємо переріз мідних з'єднувальних проводів 1.5 мм<sup>2</sup>.

## 2.7 Вибір схеми електричних з'єднань підстанцій

### РП ВН

За рекомендаційною літературою вибираємо схему яка містить два блока лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній.

Вона підходить для тупикових двотрансформаторних ПС, що живляться від двох повітряних ліній напругою 35 – 220 кВ.

Перемичку із двох роз'єднувачів використовують при вимиканні однієї з ліній. В нормальному режимі один із роз'єднувачів перемички повинен бути увімкненим. В умовах інтенсивного забруднення ізоляції або при обмеженій площі забудови дозволено перемичку не застосовувати.

Виведення з роботи силового трансформатора (оперативне чи аварійне) виконують відповідними вимикачами.

У разі аварійного пошкодження будь-якого елемента блока втрачається один силовий трансформатор, що може призвести до зниження потужності ПС на період усунення пошкодження, а відповідно і до певного обмеження електропостачання. У разі пошкодження лінії або лінійного роз'єднувача втрачається один силовий трансформатор на період оперативних перемикань.

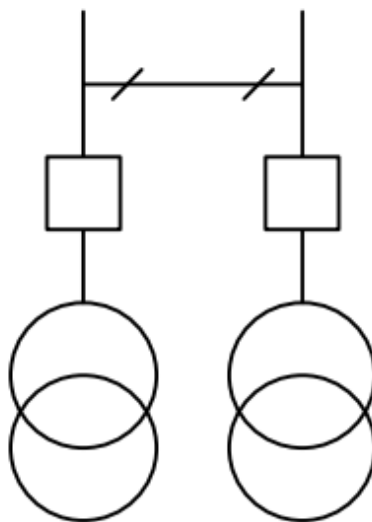


Рисунок 2.3 – Схема РП ВН

## РП НН

За рекомендаційною літературою вибираємо одну секціоновану вимикачем систему шин.

Вона підходить для двотрансформаторних тупикових ПС, що живляться двома лініями і живлять до 10 відходячих ліній.

В РУ напругою 10 кВ на НН передбачають переважно розподільну роботу секцій з метою обмеження струмів КЗ. У разі розподільної роботи секцій можлива робота силових трансформаторів з різними навантаженнями і секцій шин з відмінною напругою, але ці ситуації не можуть бути визначальними при виборі режиму роботи схеми на НН. У разі пошкодження чи ремонту однієї секції відповідальні споживачі, яких живлять від двох секцій, залишаються без резерву, а нерезервовані споживачі вимикаються на час ліквідації пошкодження чи проведення ремонтних робіт на секції.

Схеми дозволяють виводити з роботи (оперативно чи аварійно) будь-яке приєднання без порушення основної функції ПС.

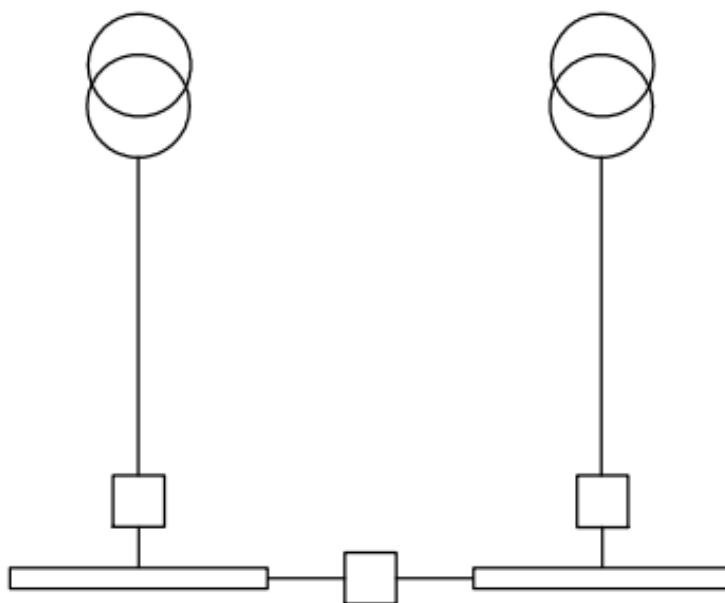


Рисунок 2.4 – Схема РП НН

					БР 3.6.141.439 ПЗ	68
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 2.8 Вибір ошиновки РП

Ошиновку в РП 110 кВ, виконують, як правило, сталюалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм<sup>2</sup> (за умовами коронування).

Визначимо мінімальний перетин, виходячи з умови термічної стійкості:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{5.52}}{91.3 \cdot 10^{-3}} = 25.73 \text{ мм}^2$$

На шинах 110 кВ максимальний робочий струм дорівнює 463 А. За тривало допустимим струмом вибираємо провід АС – 185/24 (тривало витримує 520 А).

Переріз шин не може бути меншим за переріз ліній, що живлять систему (150/24), тому всі умови виконуються.

Перевірка на коронування:

Визначимо початкову критичну напруженість електричного поля проводу.

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right)$$

Де  $m$  – коефіцієнт шорсткості поверхні проводу (приймаємо  $m = 0.82$  для багатожильних проводів);  $r_0$  – радіус проводу, см.

Радіус проводу АС – 185/24 – 0.945 см

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.945}} \right) = 32.49 \text{ кВ/см}$$

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу.

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \left( \frac{D_{сер}}{r_0} \right)}$$

Де  $U$  – лінійна напруга, кВ (121 кВ на шинах);  $D_{сер}$  – середня геометрична відстань між проводами фаз, см (для  $U_{ном} = 110$  кВ маємо  $D_{сер} = 500$  см).

$$E = \frac{0.354 \cdot 121}{0.945 \cdot \lg \left( \frac{500}{0.945} \right)} = 16.64 \text{ кВ/см}$$

Виконаємо перевірку  $1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0$

$17.8 \leq 29.2$  отже умова виконується.

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	69
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.22 – Умова вибору збірних шин з проводу АС – 185/24

Параметр	Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
Тривалий струм	$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$	463 А	520 А
Термічна стійкість	$q_{\min} \leq q$	25.73 мм <sup>2</sup>	180 мм <sup>2</sup>
Умова коронування	$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0$	17.8 кВ/см	29.2 кВ/см

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначенні явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц.

Розрахунковий струм на стороні 10 кВ – 3637 А.

При струмах до 3000 А застосовують одно і двополосні шини прямокутного перерізу. При більших струмах рекомендується брати шини коробчатого перерізу, так як вони забезпечують менші втрати від ефекту близькості і поверхневого ефекту, а також кращі умови охолодження.

За розрахунковим струмом виберемо алюмінієву шину коробчастого перерізу з допустимим струмом 4640 А і наступними геометричними даними:

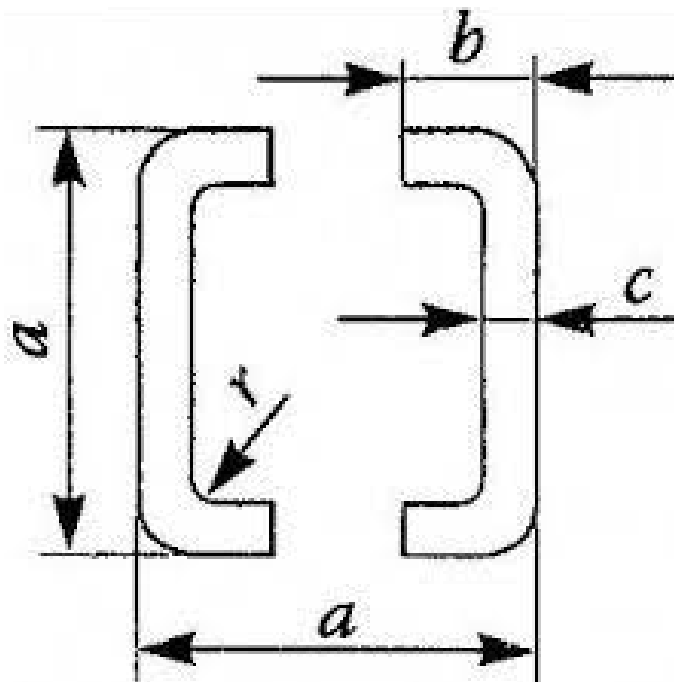


Рисунок 2.5 – Геометричні дані обраного типу шин

$$a = 125 \text{ мм};$$

$$b = 55 \text{ мм};$$

$$c = 6.5 \text{ мм};$$

$$r = 10 \text{ мм};$$

Площа поперечного перерізу – 1370 мм<sup>2</sup>

Перевірка на термічну стійкість струму КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{228.8}}{91.3 \cdot 10^{-3}} = 165.67 \text{ мм}^2$$

165.67 ≤ 2·(125×6.5) – умова виконується.

Перевірка на можливість виникнення резонансу

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}}$$

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

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см<sup>4</sup>;

q - поперечний переріз шини, см<sup>2</sup>.

$$\gamma = \frac{\sigma \cdot h^3}{6}$$

де σ - товщина шини, см;

h - ширина шини, см.

Виконаємо розрахунок

$$\gamma = \frac{0.65 \cdot 12.5^3}{6} = 211.6 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173.2}{1.5^2} \cdot \sqrt{\frac{211.6}{2 \cdot 13.7}} = 213.91 \text{ Гц}$$

Умова відсутності резонансу виконується (частота більша за 200 або менша за 30 Гц)

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>71</b>
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{\text{роз}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

де  $\sigma_{\text{роз}}$  - розрахунковий механічний напружок у матеріалі шин, МПа;

$\sigma_{\text{доп}} = 75$  МПа - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТТ.

Розрахункова механічна напруга визначається за формулою

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

де  $W$  – момент опору шин, см<sup>3</sup>;

$a$  – відстань між фазами (0.5 м).

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{5.5 \cdot 12.5^2}{6} = 143.2 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{роз}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(100.5 \cdot 10^3)^2 \cdot 1.5^2}{143.2 \cdot 0.5} = 5.5 \text{ МПа}$$

Отримане значення менше за максимально допустиме (75 МПа), отже умова виконується.

Таблиця 2.23 – Умова вибору твердих шин коробчастого типу

Параметр	Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
Тривалий струм	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$	3637 А	4640 А
Термічна стійкість	$q_{\text{min}} \leq q$	165.67 мм <sup>2</sup>	2·(125×6.5) мм <sup>2</sup>
Умова резонансу	$200 \text{ Гц} \leq f_0 \leq 30 \text{ Гц}$	213.91 Гц	-
Динамічна стійкість	$\sigma_{\text{роз}} \leq \sigma_{\text{доп}}$	5.5 МПа	75 МПа

## 2.9 Графічна частина

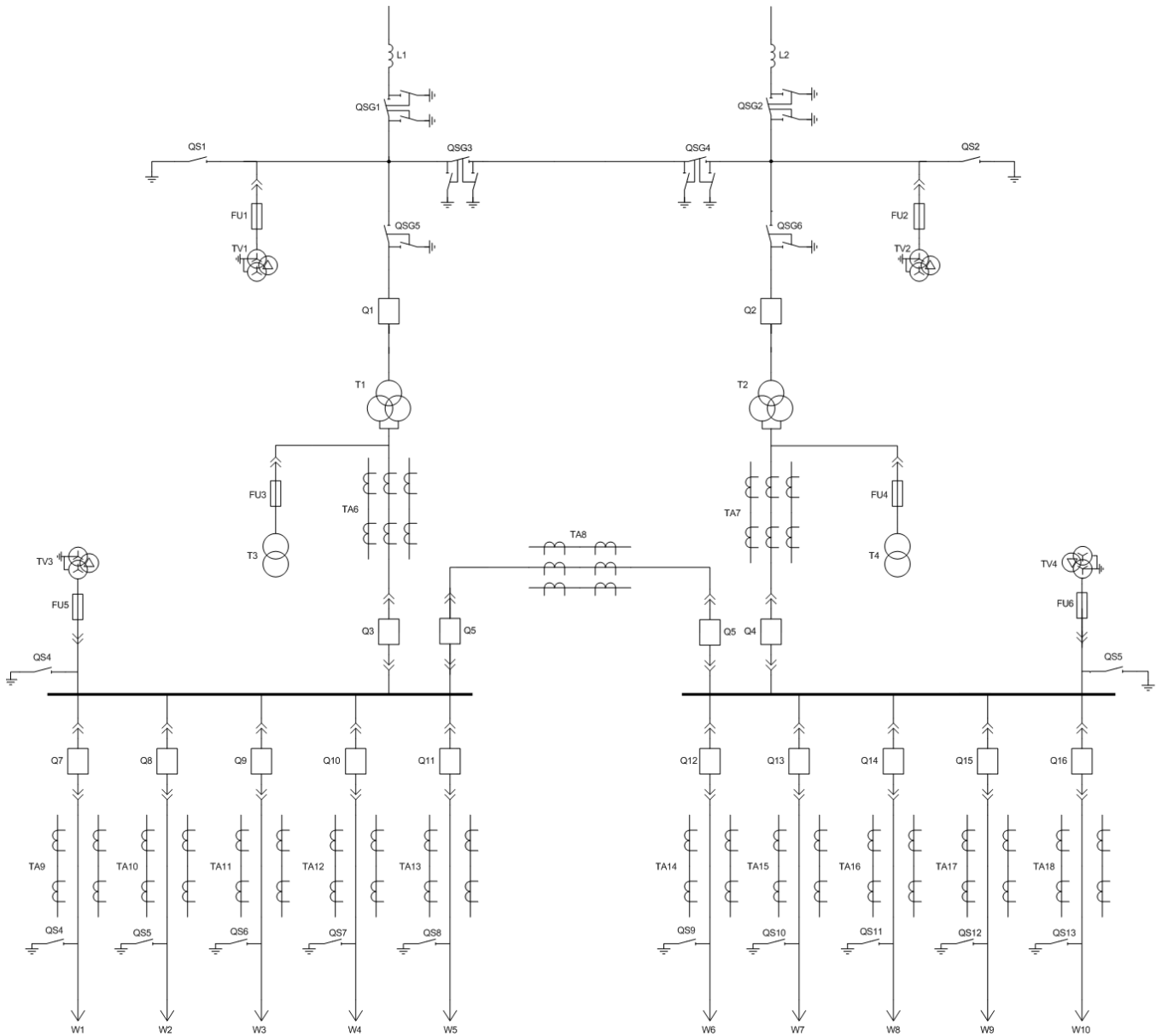


Рисунок 2.6 – Схема електромережі

Таблиця 2.24 – Перелік обраних електричних машин і апаратів

Позначення	Найменування	Кількість
T1, T2	трансформатор силовий ТРДН-63000/110	2
L1, L2	високочастотний загороджувач	2
QSG1-QSG6	роз'єднувач РНДЗ.1-110/1000 УХЛ1	6
QS1-QS13	заземлювач	13
TA6-TA7	трансформатор струму ТПШЛ-10-УЗ	2
TA8	трансформатор струму ТЛШ-10-УЗ	1

Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

БР 3.6.141.439 ПЗ



Продовження таблиці 2.24

TA9-TA18	трансформатор струму ТЛ10-ІІ	10
FU1-FU6	запобіжник	6
TV1, TV2	трансформатор напруги НКФ-110-58	2
TV3, TV4	трансформатор напруги ЗНОЛ-06-10-У3	2
Q1-Q2	вимикач ВГТ – 110Ш – 40/2000У1	2
Q3-Q4	вимикач VАН – 10 – 50 – 80 – 27	2
Q5-Q6	вимикач VАН – 10 – 50 – 31 – 27	2
Q7-Q16	вимикач VАН – 10 – 50 – 12 – 27	10
T3, T4	трансформатор власних потреб ТМ – 40/10	2

### 3 Розрахунок релейного захисту

Опір системи  $X_{c, \max} = 10 \text{ Ом}$ ,  $X_{c, \min} = 22 \text{ Ом}$

Таблиця 3.1 – Тип трансформатора

Тип трансформатора
АТДЦТН-63000/220/110

Запишемо паспортні дані трансформатора

Таблиця 3.2 – Паспортні дані трансформатора

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	Межі регулювання	Паспортні дані					
			$U_{\text{НОМ}}$ , обмоток, кВ			$U_k$ , %		
			ВН	СН	НН	В- С	В-Н	С-Н
АТДЦТН- 63000/220/110	63	$\pm 6.2 \%$	230	121	6,6;11;27,5; 38,5	11	35,7	21,9

Тип	Паспортні дані				
	$\Delta P_k$ , кВт			$\Delta P_x$ ,	$I_x$ ,
	В-С	В-Н	С-Н	кВт	%
АТДЦТН- 63000/220/110	215	-	-	45	0,5

### 3.1 Розрахунок струмів КЗ

Розрахуємо опір трансформатора:

$$U_{KB} = 0.5 \cdot (U_{KBC} + U_{KBH} - U_{KCH}) = 0.5 \cdot (11 + 35.7 - 21.9) = 12.4 \%$$

$$U_{KC} = 0.5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0.5 \cdot (11 + 21.9 - 35.7) = 0 \%$$

$$U_{KH} = 0.5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0.5 \cdot (21.9 + 35.7 - 11) = 23.3 \%$$

$$X_B = \frac{U_{KB} \cdot U_{\text{ср.ном}}^2}{100 \cdot S_T} = \frac{12.4 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 104.12 \text{ Ом};$$

$$X_C = \frac{U_{KC} \cdot U_{\text{ср.ном}}^2}{100 \cdot S_T} = \frac{0 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_H = \frac{U_{KH} \cdot U_{\text{ср.ном}}^2}{100 \cdot S_T} = \frac{23.3 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 195.65 \text{ Ом};$$

Складемо схему заміщення:

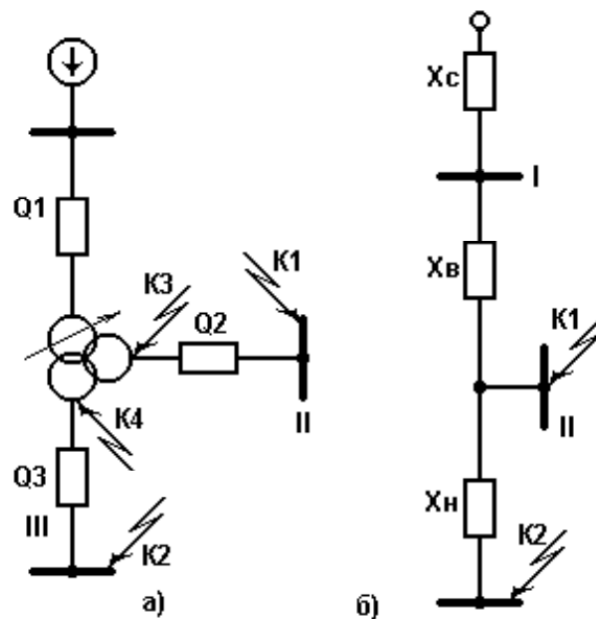


Рисунок 3.1 - Схема що пояснює (а) і  
схема заміщення (б) до прикладу  
розрахунку захисту понижувального  
трансформатора

Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ наближено можна прийняти:

$$X_{Т.мін} = X_{Т.ном} \cdot (1 - \Delta U)^2; X_{Т.макс} = X_{Т.ном} \cdot (1 + \Delta U)^2$$

Тоді:

$$X_{В.мін} = 104.12 \cdot (1 - 0.12)^2 = 80.63 \text{ Ом}$$

$$X_{В.макс} = 104.12 \cdot (1 + 0.12)^2 = 130.61 \text{ Ом}$$

$$X_{Н.мін} = 195.65 \cdot (1 - 0.12)^2 = 151.51 \text{ Ом}$$

$$X_{Н.макс} = 195.65 \cdot (1 + 0.12)^2 = 245.42 \text{ Ом}$$

Струм КЗ на шинах середньої напруги (точка К1, рисунок 3.1):

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{В.мін})} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (10 + 80.63)} = 1.465 \text{ кА}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{В.макс})} = \frac{230}{2 \cdot (22 + 130.61)} = 0.753 \text{ кА}$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К2, рисунок 3.1):

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{В.мін} + X_{Н.мін})} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (10 + 80.63 + 151.51)} = 0.548 \text{ кА}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{В.макс} + X_{Н.макс})} = \frac{230}{2 \cdot (22 + 130.61 + 245.42)} = 0.289 \text{ кА}$$

### 3.2 Розрахунок повздовжнього диференціального струмового захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох

розрахункових умов (а) і (б):

а) відбудова від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з} = k_{від} \cdot I_{ном} = 1.3 \cdot 158 = 205 \text{ A}$$

$$\text{де } I_{ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0.158 \text{ кА}$$

б) відбудова від струму небалансу:

$$I_{с.з} = k_{від} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1.3 \cdot (1 \cdot 0.1 + 0.12 + 0.05) \cdot 1465 = 514 \text{ A}$$

Приймається  $I_{с.з} = 514 \text{ A}$

Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К4, рисунок 3.1):

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мін(К4)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{289}{514} = 0.562 < 2$$

Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковою є відбудова від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудова від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з} = k_{від} \cdot I_{ном} = 1.5 \cdot 158 = 237 \text{ A}$$

б) відбудова по від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{с.з} = k_{від} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1.5 \cdot (1 \cdot 0.1 + 0.12 + 0.05) \cdot 1465 = 593 \text{ A}$$

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>78</b>
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

в) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на НН

$$I_{c.з} = k_{від} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1.5 \cdot (1 \cdot 0.1 + 0.12) \cdot 548 = \\ = 181 \text{ А}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудова по підп.3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а) і 3 в):

$$I_{c.з} = 237 \text{ А.}$$

Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мін(К4)}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{289}{237} = 1.22 < 2$$

Це значення  $k_{ч}$  менше нормованого, проведемо перерахунок струму КЗ уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора:

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2 \cdot (x_{с.мін} + x_{в} + x_{н})} = \frac{230}{2 \cdot (22 + 104.12 + 195.65)} = 0.357 \text{ кА}$$

і коефіцієнт чутливості:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мін(К4)}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{357}{237} = 1.5 < 2$$

Допускається зниження коефіцієнта чутливості проти нормованого значення для трансформаторів і автотрансформаторів, що мають струмообмежуючий реактор на стороні нижчої напруги (НН), що входить в зону диференційного захисту до 1,5 при КЗ за реактором.

Крім того, для трансформаторів потужністю менше 80 МВА таке ж зниження коефіцієнта чутливості допускається при КЗ на стороні НН.

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>79</b>
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку

Величина	Розрахунковий вираз	Численне значення для сторони		
		230 кВ	121 кВ	38.5 кВ
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	158	300	945
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму		Д	Д	У
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$k_{ТА}$	300/5	600/5	1000/5
Коефіцієнт схеми	$k_{СХ}^{(3)}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Вторинний струм у плечі захисту, А	$I_{2НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{k_{ТА}}$	4.56	4.33	4.725

### 3.3 Вибір уставок реле ДЗТ-11

Первинний і вторинний струми сторін трансформаторів наведені у таблиці 3.3. За основну сторону беремо сторону НН з найбільшим вторинним струмом трансформатора струму

Струм спрацювання для реле визначимо за наступною формулою

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{ном}}}{k_{ТА}} = \frac{181 \cdot 1 \cdot \frac{230}{38.5}}{1000/5} = 5.4 \text{ А}$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони:

$$w_{осн} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}} = \frac{100}{5.4} = 18.5$$

$w_{роб} = 19$  витків, що відповідає фактичному струму спрацювання реле

$$I_{с.р.осн} = \frac{100}{19} = 5.26 \text{ А}$$

Розрахункове число витків інших сторін трансформатора

$$\text{Для сторони 220 кВ } w_{\text{роз.І}} = 19 \cdot \frac{4.725}{4.56} = 19.7 \text{ приймаємо } w_1 = 20 \text{ витків}$$

$$\text{Для сторони 110 кВ } w_{\text{роз.ІІ}} = 19 \cdot \frac{4.725}{4.33} = 20.7 \text{ приймаємо } w_2 = 21 \text{ виток}$$

Уточнювальний струм спрацювання з урахуванням похибки вирівнювання знайдемо за формулою

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{від}}(k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_1 + \Delta w_1) \cdot I_{\text{к.макс(К2)}} = 1.5(0.1 + 0.12 + 0.015) \cdot 548 = 193.17$$

$$\text{де } \Delta w_1 = \frac{w_{\text{роз.І}} - w_1}{w_{\text{роз.І}}} = \frac{19.7 - 20}{19.7} = 0.015$$

Уточнювальний розрахунковий струм спрацювання реле знайдемо за формулою

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{193.17 \cdot 1 \cdot \frac{230}{38.5}}{1000/5} = 5.77 \text{ А}$$

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні СН, де передбачене гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання знайдемо за формулою

$$I_{\text{нб.роз}} = k_{\text{від}}(k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_1 + \Delta U_{\text{ІІ}} + \Delta w_{\text{ІІ}}) \cdot I_{\text{к.макс(К1)}} \\ = 1.5(0.1 + 0.12 + 0.05 + \\ + 0.014) \cdot 1465 = 607.4 \text{ А}$$

$$\text{де } \Delta w_{\text{ІІ}} = \frac{w_{\text{роз.ІІ}} - w_2}{w_{\text{роз.ІІ}}} = \frac{20.7 - 21}{20.7} = 0.014$$

Число витків гальмівної обмотки знайдемо за формулою

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_{\text{від}} \cdot I_{\text{нб.роз}} \cdot w_2}{I_{\text{к.макс(К1)}} \cdot \text{tg } \alpha} = \frac{1.5 \cdot 607.4 \cdot 21}{1465 \cdot 0.75} = 17.4$$

Таким чином до встановлення на реле приймаються наступні витки

$$w_1 = 20 \text{ витків } w_2 = 21 \text{ виток } w_3 = 19 \text{ витків } w_{\text{гальм}} = 17 \text{ витків}$$

Чутливість захисту визначається наближено по первинним струмам при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{289}{193.17} = 1.49 \text{ і } k_{\text{ч}} = \frac{420}{193.17} = 2.17$$

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>81</b>
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		



Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні відповідає нормованому значенню, а при мінімальному – достатньо високий, то захист з реле ДЗТ – 11 рекомендується до встановлення.

Необхідно зазначити що ввімкнення гальмівної обмотки на суму вторинних струмів СН і НН дозволяє вибрати струм спрацювання по умові  $3a$  і забезпечити  $k_{\text{ч}} \geq 2$  у всіх режимах

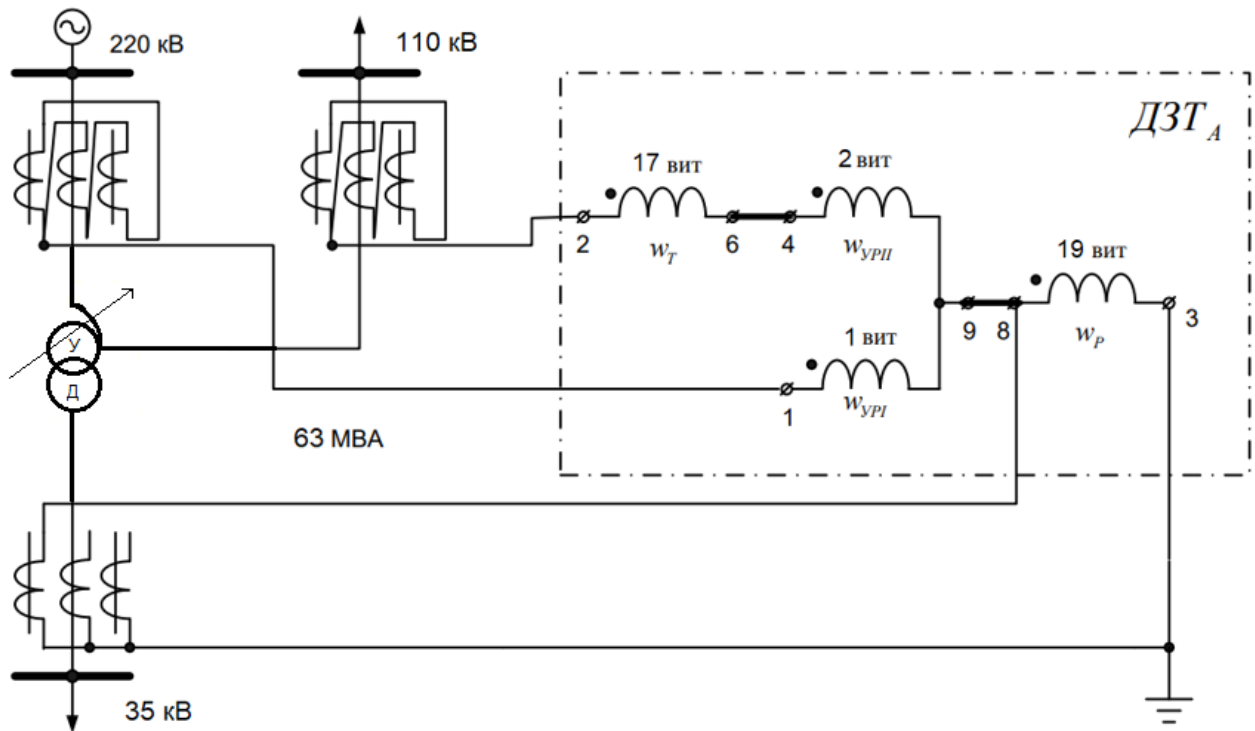


Рисунок 3.2. Схема включення обмоток реле типу ДЗТ-11 в диференціальному захисту автотрансформатора

### 3.4 Розрахунок уставок спрацювання МСЗ

Для автотрансформаторів понижуючих підстанцій в якості резервного захисту від міжфазних пошкоджень застосовують максимальний струмовий захист зворотної послідовності з приставкою для дії при симетричних КЗ.

Спочатку визначається струм спрацювання МСЗ без пуску по напрузі

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{З}}}{k_{\text{В}}} \cdot k_{\text{С}} \cdot I_{\text{нав.макс}} = \frac{1.2}{0.8} \cdot 2 \cdot 158 = 474 \text{ А}$$

Чутливість захисту перевіримо по при КЗ на шинах СН і НН в

мінімальних розрахункових режимах

$$k_{\text{ч}} = \frac{753}{474} = 1.58 \quad \text{і} \quad k_{\text{ч}} = \frac{289}{474} < 1$$

Оскільки чутливість МСЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторін СН і НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту дорівнює

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{нав.макс}} = \frac{1.2}{0.8} \cdot 158 = 237 \text{ А}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_{\text{ч}} = \frac{753}{237} = 3.2 \quad \text{і} \quad k_{\text{ч}} = \frac{289}{237} = 1.2$$

При виконанні МСЗ функції основного захисту шин -  $k_{\text{ч}} \geq 1,5$  ; при виконанні захисту функції резервування суміжних елементів -  $k_{\text{ч}} = 1,2$  при КЗ в кінці зони резервування.

Напругу спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за вираженням

$$U_{\text{с.з}} = \frac{U_{\text{с.мін}}}{k_{\text{п}}} = \frac{0.7 \cdot 220}{1.2} = 128 \text{ кВ}$$

Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ

$$U_{2\text{с.з}} = 0.06 \cdot U_{\text{ном}} = 0.06 \cdot 230 = 13.8 \text{ кВ}$$

Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле

$$U_{2\text{к.зах}} = \frac{230}{2 \cdot \sqrt{3}} = 66.5 \text{ кВ}$$

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{2\text{к.зах}}}{U_{2\text{с.з}}} = \frac{66.5}{13.8} = 4.82$$

Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається з умови налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за висловом

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{т.ном}} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 158 = 207.4 \text{ А}$$

Витяги часу МСЗ узгоджуються з витримками часу захистів ліній на сторонах СН і НН

## 4 Проблеми використання потужних сонячних електростанцій в електроенергетиці України

### 4.1 Відновлювальні джерела енергії в Україні.

Значна увага світової спільноти (насамперед наукової) прикута сьогодні до розвитку альтернативної енергетики. Альтернативна енергетика з'явилась як антипод традиційній невідновлювальній енергетиці – тепловим електростанціям які виробляють електроенергію за рахунок спаленого умовного палива.

У Статуті Міжнародного агентства з відновлювальних джерел енергії (IRENA) зазначають, що поняття «відновлювальна енергія» включає в себе всі форми енергії, що виробляються відновлювальними джерелами та включає в себе: біоенергію, геотермальну енергію, гідроенергію, енергію океану, у тому числі енергію приливів та відливів, хвильову та теплову енергію океану, сонячну енергію, енергію вітру.

За останні два десятиріччя відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) значно розвинулись завдяки глобальній «зеленій» політиці багатьох країн світу та значних інвестицій в дану сферу. Серед ВДЕ найбільш привабливими нині виглядають сонячні електростанції. Кількість сонячної енергії, що надходить на поверхню Землі є невичерпним джерелом енергії для усього людства. Тому розвиток сонячної енергетики, на довгострокову перспективу, є одним із головних завдань для наукового співтовариства.

Через низку політико-економічних та технологічних проблем Україна хоч і прямує до лідируючих позицій у сфері альтернативної енергетики серед європейських країн, але все ще відстає у темпах розвитку і зростання потужностей сонячних електростанцій.



Оцінювальний потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Період ефективної експлуатації сонячних електростанцій в південних регіонах складає сім місяців — з квітня по жовтень. В північних регіонах на два місяці менше — з травня по вересень. Таким чином, сонячні системи в Україні працюють протягом всього календарного року, однак зі змінною ефективністю.

Більше ніж половину електроенергії в Україні виробляють неуглецеві джерела енергії – атомні, гідро, вітрові та сонячні електростанції.

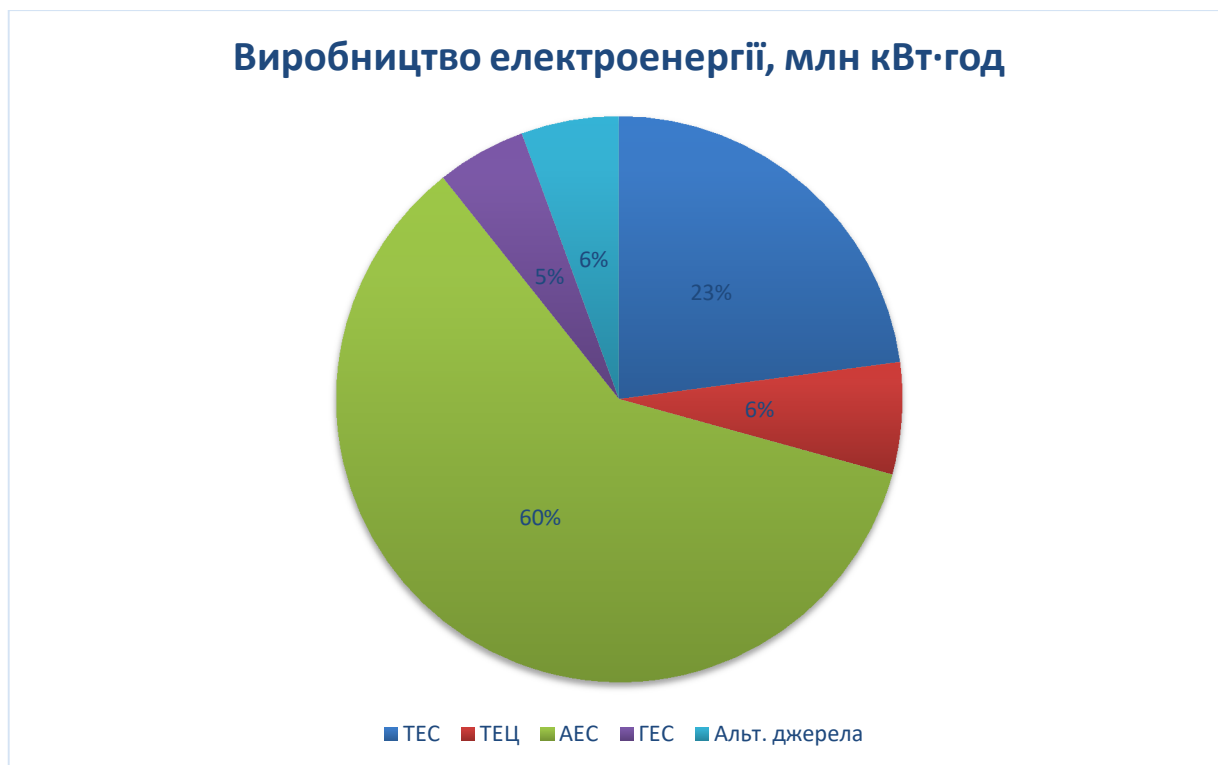


Рисунок 4.2 – Енергетичний сектор України 2022

Згідно звітам Міністерства енергетики України за січень 2022 року обсяг виробництва електричної енергії електростанціями України у цілому склав 15102,5 млн кВт·год, що на 814,9 млн кВт·год або на 5,7% більше, ніж за січень 2021 року.

При цьому, ТЕС вироблено 3432,0 млн кВт·год, що на 635,0 млн кВт·год або на 15,6% менше, ніж за січень 2021 року. ТЕЦ та когенераційними установками вироблено 961,0 млн кВт·год, що на 586,2 млн кВт·год або на 37,9% менше, ніж за відповідний період минулого року.

Атомними електростанціями вироблено 9001,9 млн кВт·год. У порівнянні з відповідним періодом минулого року атомні електростанції збільшили виробництво електроенергії на 1850,9 млн кВт·год або на 25,9%.

ГЕС за січень 2022 року було вироблено 762,0 млн кВт·год, що на 29,7 млн кВт·год або на 4,1% більше, ніж за січень 2021 року.

Виробництво електроенергії альтернативними джерелами (ВЕС, СЕС, інші) за січень 2022 року склало 837,6 млн кВт·год, що на 191,3 млн кВт·год, або на 29,6% більше, ніж за відповідний період минулого року.

Проблема неекологічності енергетики України не є такою значною як в країнах, що повністю залежать від невідновлювальних вуглецевих джерел електроенергії. Проте, враховуючи той факт, що більшість із нині активних енергоблоків АЕС доведеться вивести з експлуатації вже найближчим часом через завершення проектного строку реалізації, дуже серйозно постає питання про заміщення настільки значного сектору електроенергетики як атомна електроенергетика.

Оскільки термін проектування та будівництва нових енергоблоків чи АЕС значно перевищує часові та ресурсні затрати на будівництво інших типів електростанцій, сонячна енергетика цілком могла б забезпечити електроенергетику України від серйозної кризи. Але вона теж має низку серйозних проблем, які змушують більше приглядатися в сторону перевірених традиційних типів електростанцій.

### 4.3 Правові та економічні проблеми.

Основні зусилля у розвитку альтернативної енергетики з боку держави спрямовані на заохочення будівництва сонячних електростанцій приватними та юридичними особами.

Головним принципом такої політики є фіксовані мінімальні розміри "зелених" тарифів на електричну енергію, вироблену з енергії вітру об'єктами електроенергетики приватних домогосподарств, та енергії сонячного випромінювання, виробленої об'єктами електроенергетики, які вмонтовані (встановлені) на дахах та/або фасадах приватних домогосподарств.

Держава зобов'язана купляти таку енергію по завищеним цінам задля більшої інвестиційної привабливості даного сектору енергетики. Незважаючи на те, що ціна виробленої сонцем електроенергії поступово зменшується і вже наближається до рівня традиційних джерел енергії, вона все ще залишається високою через великі фінансові затрати, закладені на будівництво таких об'єктів. Через це держава постійно компенсує заборгованості перед виробниками електроенергії, що має негативні політико-економічні наслідки.

					БР 3.6.141.439 ПЗ	87
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

На сьогоднішній день новітні технології сонячних елементів впевнено просуваються на шляху до впровадження у промислове виробництво, створення налагодженого ланцюжка поставок, досягнення високого рівня ефективності та значного здешевшання. Тому поступово "зелений" тариф просто втратить свій сенс і йому на зміну прийдуть більш ефективні способи заохочення як кредитування проектів зеленої енергетики та пільги. Наразі ситуація з зеленими тарифами контролюється поступовим їх зменшенням.

Поточні рівні зелених тарифів затверджені постановою НКРЕКП від 20.07.2015 року № 2046:

- на електричну енергію для приватних домогосподарств, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики, які вмонтовані (встановлені) на дахах та/або фасадах приватних домогосподарств (будинків, будівель та споруд), величина встановленої потужності яких не перевищує 30 кВт, та які введені в експлуатацію:
  - з 01 січня 2017 року по 31 грудня 2019 року – 432,44 коп/кВт·год (без ПДВ);
  - з 01 січня 2020 року по 31 грудня 2024 року – 388,68 коп/кВт·год (без ПДВ);
  - з 01 січня 2025 року по 31 грудня 2029 року – 346,21 коп/кВт·год (без ПДВ).
- на електричну енергію для приватних домогосподарств, які виробляють електричну енергію з енергії вітру об'єктами електроенергетики величина встановленої потужності яких не перевищує 30 кВт, та які введені в експлуатацію:
  - з 01 липня 2015 року по 31 грудня 2019 року – 278,00 коп/кВт·год (без ПДВ);
  - з 01 січня 2020 року по 31 грудня 2024 року – 249,68 коп/кВт·год (без ПДВ);
  - з 01 січня 2025 року по 31 грудня 2029 року – 222,66 коп/кВт·год (без ПДВ).

Значення зеленого тарифу в Україні є найбільшим у світі.

Розглянемо основні типи сонячних електростанцій, що будуються в приватних домогосподарствах.

*Мережеві сонячні електростанції* призначені для генерації електроенергії шляхом перетворення сонячними батареями енергії променів сонця в електричну енергію з наступною її передачею в мережу.

					БР 3.6.141.439 ПЗ	88
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Такі фотоелектричні системи можуть працювати по зеленому тарифу, продаючи електроенергію в централізовану зовнішню мережу, або використовуватись для виробництва електроенергії з метою власного споживання. Загальна схема мережевої сонячної електростанції:

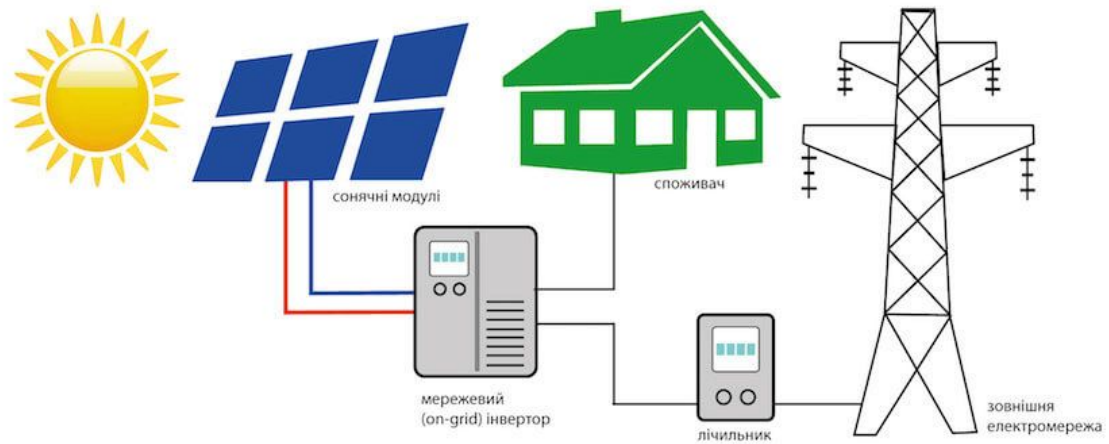


Рисунок 4.3 – Мережева СЕС

*Резервна сонячна електростанція* застосовується там, де існує можливість підключення до мереж централізованого електропостачання, які є ненадійними або працюють з перебоями. Таким чином, резервні рішення можуть використовуватися для електропостачання об'єктів в періоди, коли в мережі відсутня напруга або її потужність недостатня.

Загальна схема резервної сонячної електростанції:

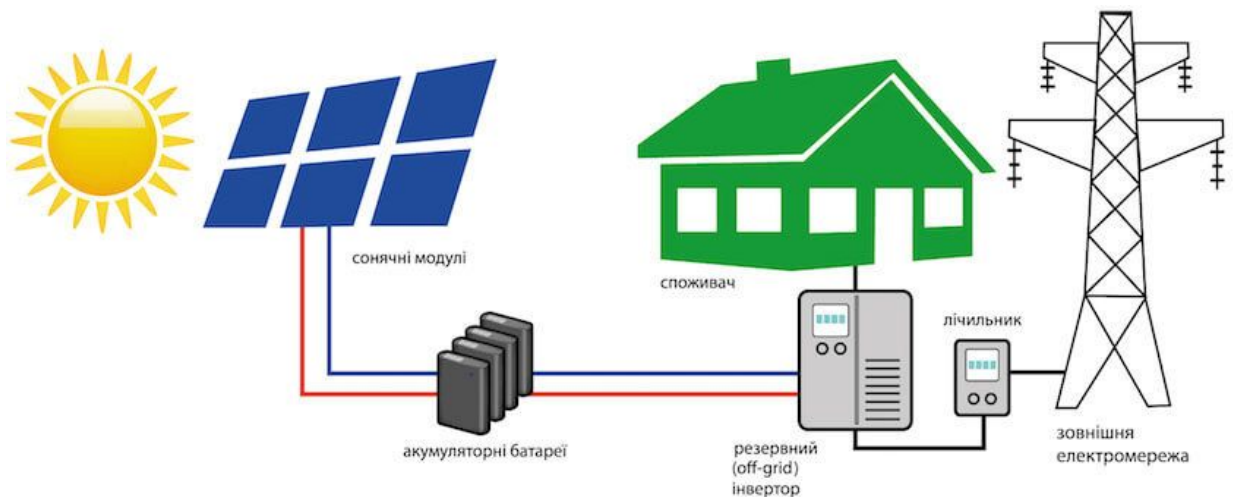


Рисунок 4.4 – Резервна СЕС

*Автономні сонячні електростанції* використовуються там, де немає централізованих ліній електропередачі (прокладання мереж ускладнено або економічно недоцільно), або для електроживлення автономних об'єктів і пристроїв, а також пересувних об'єктів.



## Загальна схема автономної сонячної електростанції:

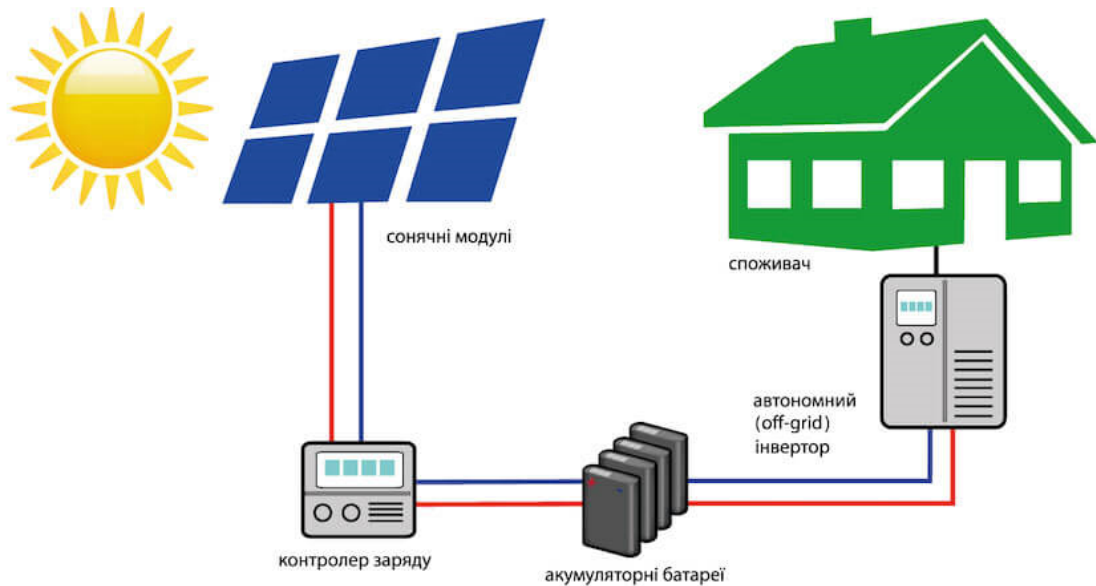


Рисунок 4.5 – Автономна СЕС

Також в Україні наявна проблема, яка значно стримує потік інвестицій у будь яку сферу економіки – це політична нестабільність і неспроможність відповідати всім нормам правової держави. З урахуванням цього, основний акцент потрібно зробити на страхуванні саме політичних ризиків. Такий тип страхування передбачає отримання страхового захисту від ризиків зміни політичного устрою: націоналізації, реквізиції, зміни законодавства, військових дій, громадянських заворушень, соціальних заворушень та інших факторів, які можуть заподіяти шкоду майновим інтересам інвестора, у тому числі й пов'язаних з переказом платежів в іноземній валюті.

Страхові компанії України не зможуть надати такий інструмент, оскільки настане ситуація спору з країною своєї ж резиденції. Залишається лише варіант страхування у іноземних або міжнародних страхових компаніях, багато з яких по об'єктивним причинам не готові приймати такі ризики на себе.

#### 4.4 Неоднозначна екологічність сонячних електростанцій.

Незважаючи на беззаперечні екологічні переваги, сонячна енергетика має цілу низку проблем які не досліджені та не висвітлені у повному обсязі.

Негативний вплив проявляється у наступному:

- Відчуження великих площ землі через значну залежність потужності сонячної електростанції від сумарної площі території, яку вона займає. Таке

використання території загрожує значними змінами у екосфері регіонів України, що негативно впливає на тваринний і рослинний світ.

- Через затінення великих територій сонячними панелями і концентраторами є загроза зміну теплового балансу ґрунту та вологості повітря в районі роботи таких станцій, що також впливає на багатьох представників тваринного світу.
- Охолодження дзеркальних панелей СЕС є важливим для ефективної роботи та збільшення строку експлуатації. Для цих цілей можуть використовувати значні запаси прісної води (для охолодження панелей СЕС у пустелі Мохаве кожного дня витрачається 15 тис. л. води). При стрімкому збільшенні кількості СЕС по всьому світі ця проблема може стати загрозливою.
- Сонячна енергетика є дуже матеріаломісткою галуззю. В регіонах її розвитку необхідна наявність підприємств, що виготовляють матеріали для будівництва СЕС. Виготовлення фотоелектричних елементів, що містять кремній, кадмій та деякі інші напівпровідники, потребує речовин, що є надзвичайно токсичними. У випадку широкого розвитку сонячної енергетики такий її вплив на навколишнє середовище може стати значним.

Ще однією проблемою, про яку вже починають попереджати науковці є значне збільшення відходів, що будуть з'являтися в період роботи сонячних панелей, та особливо – після завершення допустимого строку їх експлуатації. Всі елементи сонячних панелей – скло, алюмінієва рама, пластикова підкладка та тонкі пластини кремнію потенційно можуть перероблятися на 100%. Переважна більшість матеріалів, що використовуються у складі сонячних модулів – підлягають переробці та повторному використанню. Проте наявність потужностей, необхідних для своєчасного перероблення такої кількості відходів наразі відсутня у багатьох країнах, що займають провідні позиції у сфері сонячної енергетики.

За дослідженнями IRENA кількість відходів буде поступово зростати до усередненого очікуваного завершення строку експлуатації більшості встановлених нині панелей СЕС, а у 2050 році відбудеться значний ріст кількості цих відходів.

Overview of global PV panel waste projections, 2016-2050

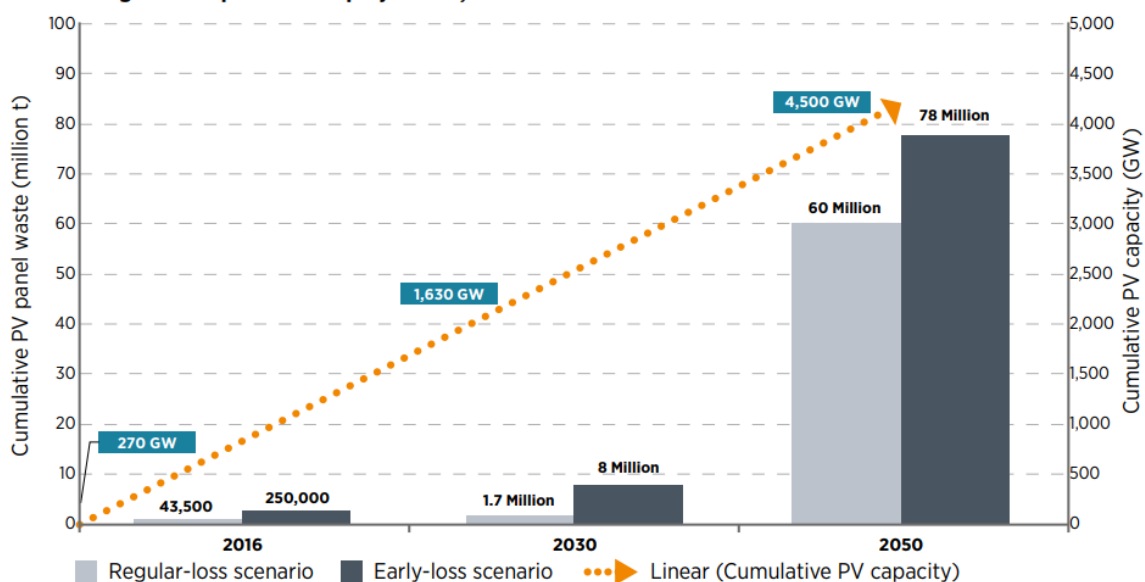


Рисунок 4.6 – Прогноз глобального зростання кількості відходів сонячних панелей.

Regular-loss scenario припускає повний життєвий цикл сонячних панелей (30 років).

Early-loss scenario враховує ймовірні передчасні виходи з ладу.

Більшість цих відходів будуть продукуватись в країнах, що і так є лідерами по екологічному забрудненню навколишнього середовища через шалену індустріалізацію (Китай, США, Японія та Індія).

Cumulative waste volumes of top five countries for of end-of-life PV panels in 2050

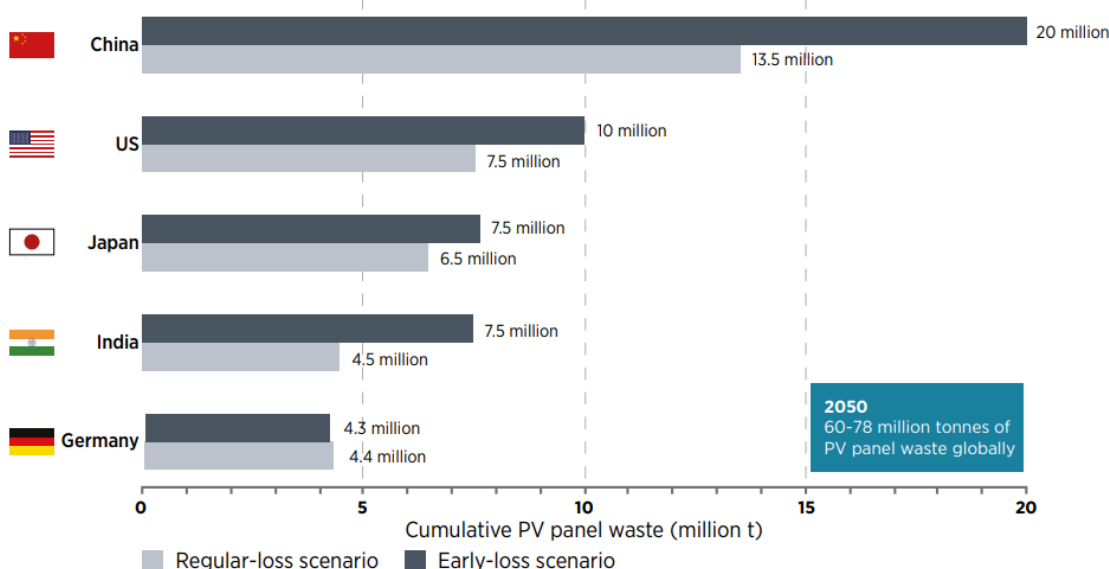
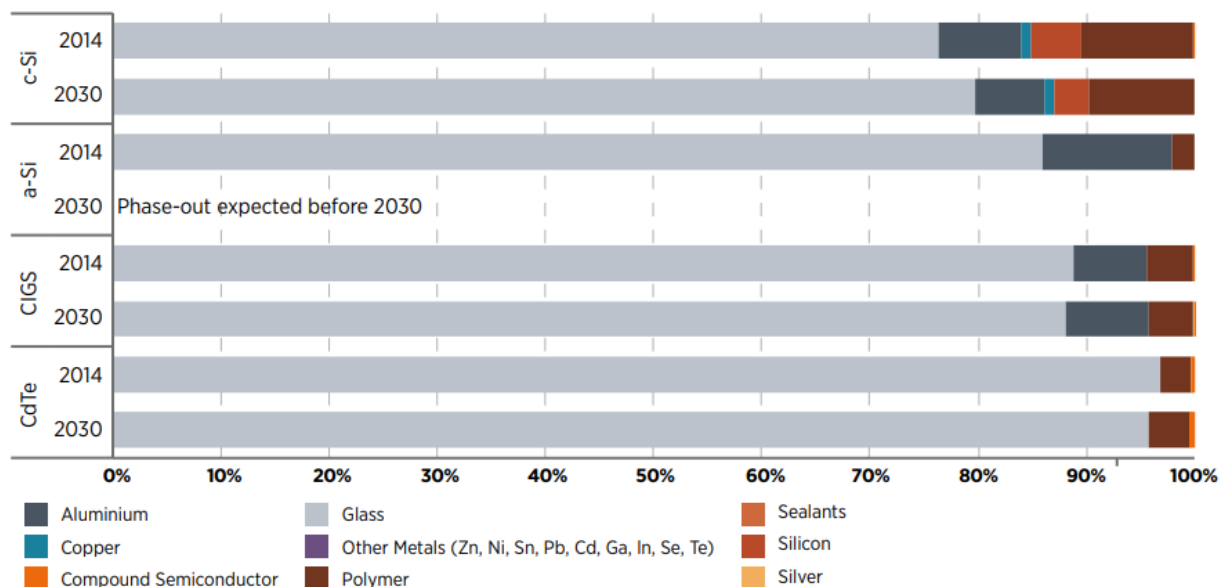


Рисунок 4.7 – Розподіл кількості відходів по окремих країнах

Розрахована IRENA модель не враховує можливість додаткового напливу кількості сонячних панелей, що підлягатимуть переробленню через

передчасну заміну власниками сонячних електростанцій панелей на новіші, більш дешеві та ефективніші моделі. Враховуючи те, наскільки швидко розвиваються технології в цій сфері, передбачити потенційну кількість відходів вкрай важко. Можлива така ситуація, коли бізнесу буде вигідно замінити наявні сонячні панелі на більш економічно обґрунтовані моделі, незалежно від того, чи закінчився строк експлуатації попередніх, чи були наявні якісь пошкодження, що змусили б негайно провести заміну. Такий сценарій значно збільшує прогнозовану кількість відходів.

Наявні зараз у галузі потужності по переробці і вторинному використанні ресурсів не припускають такого напливу відходів, що може статися у майбутньому. Не дивлячись на те, що панелі містять у собі невелику кількість таких цінних матеріалів, як срібло та напівпровідники, здебільшого вони виробляються зі скла та алюмінію. Це дуже дешеві матеріали, тому фінансування подібних ініціатив не вигідне бізнесу, а інвестування з боку держави не зможе настільки швидко покрити потреби у переробних фабриках.



Based on Marini et al., (2014); Pearce (2014); Raithel (2014); Bekkelund (2013); NREL (2011) and Sander et al., (2007)

Рисунок 4.8 – Основні матеріали, що використовуються при виробленні сонячних панелей

До кількості відходів сонячних панелей можна додати величезну кількість супутньої електроніки, що також зношується і буде потребувати утилізації та переробки. До таких приладів можна віднести акумулятори, які потрібно встановлювати на більшості малих та великих СЕС. Матеріали, що використовуються при виробництві акумуляторів є більш токсичними та загрозованими для довкілля.

Розвиток альтернативної енергетики в Україні є необхідним для реформації енергетичного сектору. Це дозволить значно покращити екологічні показники у країні, стати більш енергетично незалежними та вирішити проблему високої енергоємності економіки. Враховуючи те, що велика частина електроенергії в Україні втрачається при її передачі (зношеність енергетичної інфраструктури, віддаленість споживачів від виробників електроенергії), опосередкованість генерації електроенергії на місцях за допомогою СЕС середньої та малої потужності на дахах будинків та підприємств допоможе подолати цю проблему.

Проте, ціла низка екологічних проблем, які достатньо не досліджуються може призвести до значних втрат у майбутньому. Стратегія розвитку альтернативної енергетики в Україні повинна відповідати можливим викликам та загрозам, що розглянуті у даній роботі задля запобігання можливої економічної та екологічної кризи.

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>94</b>
Змн.	Арк.	№ документу	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

У розділі 1 бакалаврської роботи було визначено два варіанти електричної мережі, конфігурація яких обумовлена географічними даними, вимогами надійності для різних категорій споживачів та економічною доцільністю. Розраховано потужності кожної ділянки мережі, їх номінальні струми та напруги. Вибрано оптимальні перетини проводів та потужності трансформаторів на підстанціях. Вибір найбільш оптимальної конфігурації проводився з урахуванням техніко-економічних показників.

Також було виконано перевірку обраних проводів на механічну міцність, атмосферний вплив та нагрів при довготривалих аварійних режимах. Розраховано величину падіння напруг у мережі та вжито заходів для підтримання номінальної напруги у споживачів за допомогою РПН.

Проведено перевірку роботи схем в різних нормативних режимах (режим мінімальних та максимальних навантажень, аварійний режим). Обидві схеми дозволяють витримувати прийняті номінальні значення напруг.

До кожної електромережі розроблено принципову схему та схему заміщення.

У розділі 2 проведено перевірку силових трансформаторів на одній із підстанцій мережі за графіками навантаження. Потім було розраховано струми короткого замикання на шинах ВН і НН, а також періодичну і аперіодичну складову цих струмів. За даними значеннями вибрано високовольтні захисні апарати в РП. При виборі захисних апаратів було враховано сучасні рекомендації по модернізації електричної частини станцій та підстанцій.

За визначеним складом споживачів власних потреб було вибрано трансформатори власних потреб. Проведена їх перевірка при виникненні аварійних ситуацій.

За вторинним навантаженням обраних приладів обліку електроенергії, вимірювальних пристроїв було обрано вимірювальні трансформатори струму і напруги.

Вибрані збірні та гнучкі розподільні шини було перевірено на термічну стійкість, резонанс та інші негативні процеси.

Для сторони ВН було вибрано схему два блока лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній, для сторони НН - одну секціоновану вимикачем систему шин. Дані схеми широко використовуються у проектуванні підстанцій та є рекомендованими для застосування.

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>95</b>
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

У розділі 3 було виконано розрахунок струмів КЗ у різних точках заданої схеми, розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю. Також було проведено перевірку чутливості захисту та розраховано максимальний струмовий захист (МСЗ). Обрані типи реле та схеми підключення задовольняють нормативні вимоги до релейного захисту силових трансформаторів.

У розділі 4 розглянуто специфіку відновлювальних джерел енергії в Україні, структуру їх використання та загальне місце в секторі енергетики країни.

Проаналізовано низку проблем економічного та екологічного характеру, що виникли через використання сонячних електростанцій в приватних домогосподарствах.

Приведені статистичні дані доводять необхідність переглянути стратегію використання сонячної енергетики, та необхідність проведення досліджень у сфері інвестиційної привабливості даного сектору економіки та у сфері екологічних наслідків подальшого впровадження «зеленої енергетики».

					<b>БР 3.6.141.439 ПЗ</b>	<b>96</b>
Змн.	Арк.	№ документу	Підпис	Дата		

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту з курсу «Електричні системи та мережі» Укладачі: Лебединський І.Л., Волохін В.В. – Суми: Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
2. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). - Харків: Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
3. Конспект лекцій з курсу "Електричні системи і мережі" – Суми: Сумський державний університет, 2017. – 50 с
4. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Ананичева С. С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н., 2005. – 52 с
5. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» / Укладач: С.М. Лебеда. – Суми: Вид-во СумДУ, 2018. – 34 с.
6. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015.— 100 с.
7. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
8. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем» / укладачі М.В. Петровський, С.С. Жемаєв. – Суми: Сумський державний університет, 2019. – 58 с.
9. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України за заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с.
10. SOLAR POWER ENGINEERING AND ITS ENVIRONMENTAL PROBLEMS S.M. Govorushko - Pacific Geographical Institute FEB RAS, 2011. – 33 с.
11. End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels – IRENA and IEA-PVPS, 2016. – 94 с.
12. “Про альтернативні джерела енергії”: закон України, Відомості Верховної Ради України, 2003. – № 24. – с. 155.

					БР 3.6.141.439 ПЗ	97
Змн.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		