

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**Сумський державний університет**

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л

“ \_\_\_\_\_ ” “ \_\_\_\_\_ ” 2023 р

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**на здобуття освітнього ступеня бакалавр**

зі спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”  
освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електроспоживання”  
на тему: “Визначення параметрів режимів роботи та аналіз заходів щодо  
зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах”

Студента групи ЕТдн–91п Коваленко Андрія Олександровича

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання  
ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

\_\_\_\_\_ А.О. Коваленко

(підпис)

Керівник: заведувач кафедри, к.т.н., доцент Лебединський І.Л \_\_\_\_\_

(підпис)

## **ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу бакалавра**

**Коваленко Андрія Олександровича**

1 Тема роботи “Визначення параметрів режимів роботи та аналіз заходів щодо зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах”

затверджено наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2 Термін здачі роботи

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

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії”

5 Перелік графічного матеріалу

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

## Календарний план

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-14.05.2023	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2023	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2023	
4	Аналіз структури заходів щодо зниження втрат електроенергії	29.05.-05.06.2023	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2023	

Студент гр ЕТдн-91п \_\_\_\_\_

Коваленко А.О.

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Лебединський І.Л.

## Анотація

с. 66, рис. 12, табл. 26, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Визначення параметрів режимів роботи та аналіз заходів щодо зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання”/ А.О. Коваленко; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2023. - 66 с.

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

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

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

## Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні електричні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ТРЕ – технологічні витрати електроенергії

ЛЕП – лінії електропередач

МСЗ – максимальний струмовий захист

## ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій .....	9
1.1 Вибір напруг ліній .....	9
1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій .....	11
1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....	12
1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів .....	14
1.5 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах .....	17
1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження .....	19
2 Розрахунок електричної частини підстанції .....	22
2.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій .....	22
2.2 Вибір трансформаторів власних потреб .....	23
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання .....	25
2.4 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин.....	27
2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	32
2.6 Вибір ошиновки розподільних пристроїв .....	36
2.7 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина	38
2.8 Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина.....	39
2.9 Заземлювальні пристрої підстанції .....	40
3 Розрахунок диференційного захисту трансформатора.....	41
3.1 Дані для розрахунку захисту.....	41
3.2 Розрахунок диференційної струмового захисту.....	43

Ивв.№подл.	
Взам.инв.№	
Ивв.№дубл.	
Подпись и дата	

<b>БР.5.6.141.415.ПЗ.ЕТ</b>				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Коваленко А		
Пров.		Лебединский		
Нач.бюро				
Н. контр.				
Утв.		Лебединский		
“Визначення параметрів режимів роботи та аналіз заходів щодо зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах”				
		Лит.	Лист	Листов
		У	7	20
<b>СумДУ ЕТдн-91п</b>				

4	Аналіз втрат в районних електричних мережах та заходів щодо їх зменшення.....	50
4.1	Загальні положення.....	50
4.2	Структура втрат електроенергії .....	50
4.3	Цілі та завдання аналізу технологічних витрат електроенергії.....	55
4.4	Заходи щодо зниження ТРЕ в СРГЕС.....	56
	Висновки .....	60
	Література.....	61
	Додаток А.....	63
	Додаток Б.....	64

## Вступ

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

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

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

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії;
- аналіз організаційних заходів по зменшенню втрат електроенергії в мережі



# 1 Розрахунок режимів роботи ліній і трансформаторів підстанцій

Початкові дані

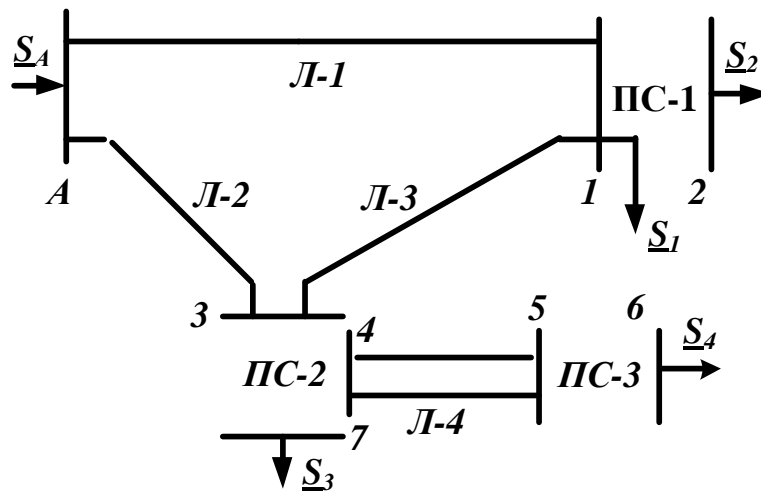


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі  
 На рисунку 1.1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі.  
 Дана мережа живиться від джерела напруги А.

Таблиця 1.1 - Вихідні дані до схеми

Довжина ПЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	$\underline{S}_1$	$S_2$	$S_3$	$S_4$
15	40	30	6	$\frac{25+j20}{I}$	$\frac{40+j30}{II}$	$\frac{28+j18}{II}$	$\frac{16+j9}{II}$

## 1.1 Вибір напруг ліній

Приймемо навантаження вузла 1 рівним сумі навантажень вузла 2 і  $\underline{S}_1$ , вузла 3 рівним сумі навантажень вузлів 6 і 7.

Визначимо розрахункові навантаження вузлів електричної мережі [1]:

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_1 = 65 + j50 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_4 + \underline{S}_3 = 44 + j27 \text{ МВА};$$

Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рисунок 1.2).

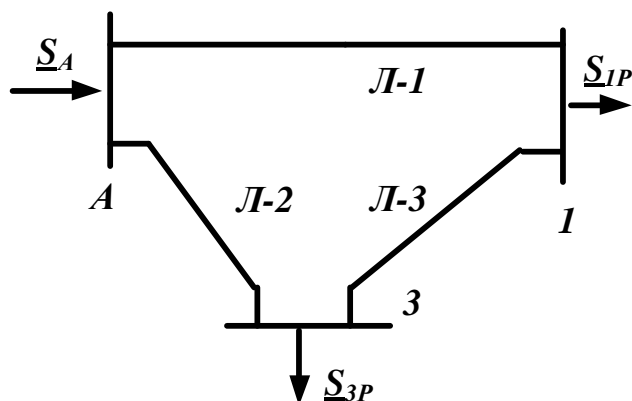


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, за джерелом живлення А (рисунок 1.3), позначимо потужності на ділянці мережі.  $A'$  -  $A''$

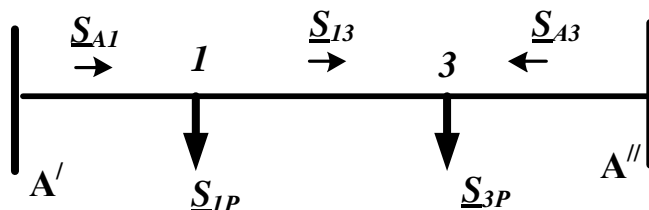


Рисунок 1.3 – Разімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{IP} \cdot (l_{I3} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{I3} + l_{A3}} = 74,2 + j53,88 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{I3} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{IP} = 9,23 + j3,88 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{I3} + l_{A1}) + \underline{S}_{IP} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{I3} + l_{A3}} = 34,7 + j23,1 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3} = \underline{S}_{IP} + \underline{S}_{3P}$$

$$109 + j77 = 109 + j77$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (рисунок 1.2) [2].

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	15	40	30
Напруга ділянки, кВ	119,7	111,28	75,16

Приймаємо напругу в замкнутій мережі 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

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

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, кА	0,482	0,219	0,053

Вибираємо марки проводів [3]:

Таблиця 1.4 – Марка проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС-185/29	АС-185/29	АС-185/29

Таблиця 1.5 – Технічні дані проводу АС-185/29

Переріз проводу, мм <sup>2</sup>	Тривалий допустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r <sub>0</sub> , Ом/км, при +20° С	110 кВ	
				x <sub>0</sub> , Ом/км	b <sub>0</sub> , 10 <sup>-6</sup> См/км
185/29	510	18,8	0,159	0,413	2,75

## 1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

### Підстанція ПС-1

Ставимо два трансформатори [4], так як споживач першої категорії.

Потужність одного трансформатора ПС-1 визначається наступною формулою:

$$S_{T1} = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{40^2 + 30^2}}{1,4} = 35,72 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТРДН--40000/110 [3] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{40^2 + 30^2}}{2 \cdot 40} = 0,63$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДН--40000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

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

Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
	U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
	ВН	НН							
±9*1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

### Підстанція ПС–2

Ставимо два трансформатори, так як споживач другої категорії [4].

Потужність одного трансформатора ПС-2 визначається наступною формулою:

$$S_{T2} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{44^2 + 27^2}}{1,4} = 35,7 \text{ МВА}$$

Вибираємо триобмотковий трансформатор ТДТН-40000/110 [4] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{44^2 + 27^2}}{2 \cdot 25} = 0,63$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДТН -40000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.7 – Технічні дані трансформатора ТДТН -40000/110 [5]

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

Продовження таблиці 1.7

Тип	Каталожні дані			Розрахункові дані						
	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_X$ , кВт	$I_X$ , %	$R_T$ , Ом			$X_T$ , Ом			$\Delta Q_X$ , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

### Підстанція ПС-3

Ставимо два трансформатори [4], так як споживач другої категорії.

Потужність одного трансформатора ПС-3 визначається наступною формулою:

$$S_{T3} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{16^2 + 9^2}}{1,4} = 13,1 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТРДНС-16000/35 [3] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{16^2 + 9^2}}{2 \cdot 16} = 0,57$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТРДНС-16000/35 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Технічні дані трансформатора ТРДНС-16000/35 [5]

Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
	$U_{НОМ}$ обмоток, 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							
$\pm 8^*1,5$ %	36,75	6,3; 10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88

## 1.3 Розрахунок параметрів ліній

### 1.3.1 Розрахунок лінії 4–5

Визначається струм проводів лінії 4–5:

$$I_{45} = \frac{S_4}{\sqrt{3}U_{НОМ1}}$$

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

БР.5.6.141.415.ПЗ.ЕТ

Лист

14

$$I_{45} = \frac{S_4}{\sqrt{3}U_{НОМ1}} = \frac{\sqrt{16^2 + 9^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,096 \text{ кА}$$

Вибираємо марку проводів лінії 4–5: АС–150/24. Тривало допустимий струм  $I_{доп}=450 \text{ А}$ . Технічні дані проводу  $r_0=0,198 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0=0,406 \text{ Ом/км}$ .

### 1.3.2 Параметри ліній електричної мережі

Знайдемо параметри ліній електричної мережі

Значення активних та реактивних опорів ліній наведені в таблиці 1.10

$$R_L = r_0 \cdot l_L; \quad X_L = x_0 \cdot l_L$$

Таблиця 1.10 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R <sub>Л</sub>	Ом	2,385	6,36	4,77	1,188
X <sub>Л</sub>	Ом	6,195	16,52	12,39	2,436

### 1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

#### Підстанція ПС–1

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні [6].

Зображуємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів.

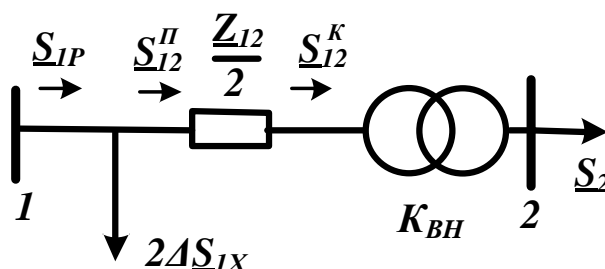


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{12}^K$ :

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 = 40 + j30 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{12}^{II}$ :

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{12}}{2} = 40,14 + j33,58 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{1P}$ :

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{12}^{\Pi} + 2\Delta \underline{S}_{1X} + \underline{S}_I = 65,22 + j54,88 \text{ MVA}$$

### Підстанція ПС-3

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 5 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двообмоткових трансформаторів (рис 1.6) [6].

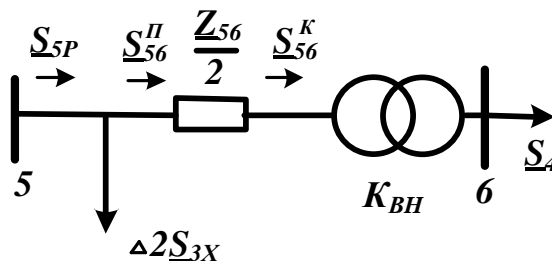


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{56}^K$ :

$$\underline{S}_{56}^K = \underline{S}_4 = 16 + j9 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{56}^{\Pi}$ :

$$\underline{S}_{56}^{\Pi} = \underline{S}_{56}^K + \frac{(P_{56}^K)^2 + (Q_{56}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{56}}{2} = 16,06 + j17,16 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{5P}$ :

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_{56}^{\Pi} + 2\Delta \underline{S}_{3X} = 16,1 + j17,33 \text{ MVA}$$

### Розрахунок лінії 4-5

Схема заміщення лінії приведена на рисунку 1.7

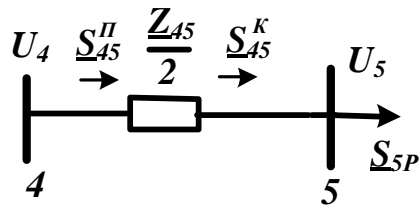


Рисунок 1.7 – Схема заміщення лінії 4–5

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{45}^K$ :

$$\underline{S}_{45}^K = \underline{S}_{5P} = 16,1 + j17,33 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{45}^{\Pi}$ :

$$\underline{S}_{45}^{\Pi} = \underline{S}_{45}^K + \frac{(P_{45}^K)^2 + (Q_{45}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{45}}{2} = 16,37 + j17,89 \text{ МВА}$$

### Підстанція ПС–2

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двообмоткових трансформаторів (рис 1.8) [6].

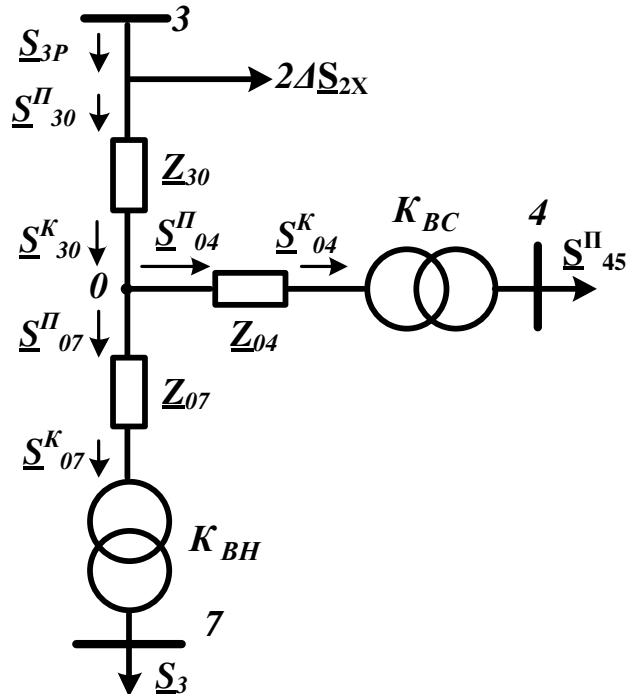


Рисунок 1.8 – Схема заміщення підстанції ПС-2

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{04}^K$ :



$$\underline{S}_{04}^K = \underline{S}_{45}^П = 16,37 + j17,89 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{04}^П$ :

$$\underline{S}_{04}^П = \underline{S}_{04}^K + \frac{(P_{04}^K)^2 + (Q_{04}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{04}}{2} = 16,39 + j17,89 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{07}^K = \underline{S}_3 = 28 + j18 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{07}^П$ :

$$\underline{S}_{07}^П = \underline{S}_{07}^K + \frac{(P_{07}^K)^2 + (Q_{07}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{07}}{2} = 28,04 + j19,02 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{07}^П + \underline{S}_{04}^П = 44,43 + j36,91 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{30}^П$ :

$$\underline{S}_{30}^П = \underline{S}_{30}^K + \frac{(P_{30}^K)^2 + (Q_{30}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{30}}{2} = 44,54 + j41,8 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{30}^П + 2\Delta \underline{S}_{2X} = 44,62 + j42,28 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{13} + l_{A3}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A3}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 74,71 + j65,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 9,49 + j10,21 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_{13} + l_{A1}) + \underline{S}_{1P} \cdot l_{A1}}{l_{A1} + l_{13} + l_{A3}} = 35,1 + j32,1 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності [11]:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{3P}$$

$$109,84 + j97,12 = 109,83 + j97,17$$

Баланс потужності зійшовся.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Потужність ділянки 1-3 вийшла позитивною, тому точка 3 є точкою потоко-розподілу. Складаємо розрахункову розімкнену схему заміщення мережі (рис. 1.9)

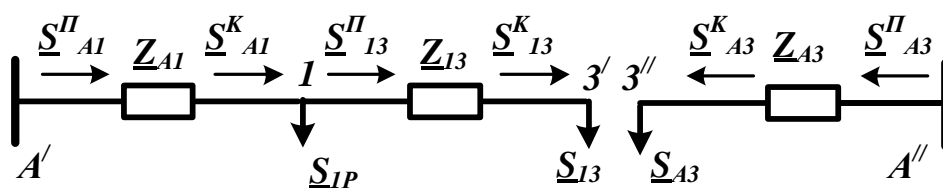


Рисунок 1.9 – Разімкнута мережа

Визначимо потекорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.9. Знайдемо потужність джерела  $\underline{S}_A$ :

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} = 9,49 + j10,21 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{13}^{\text{II}} = \underline{S}_{13}^K + \frac{(\underline{P}_{13}^K)^2 + (\underline{Q}_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 9,57 + j10,41 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{13}^{\text{II}} + \underline{S}_{IP} = 74,78 + j65,3 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A1}^{\text{II}} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 76,73 + j70,34 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3}^K = \underline{S}_{A3} = 35,13 + j32,07 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A3}^{\text{II}} = \underline{S}_{A3}^K + \frac{(\underline{P}_{A3}^K)^2 + (\underline{Q}_{A3}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A3} = 36,22 + j35,16 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^{\text{II}} + \underline{S}_{A3}^{\text{II}} = 113,0,57 + j105,5 \text{ МВА}$$

### 1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків найбільшою номінальної напруги мережі  $U_A = 121 \text{ В}$  [6]

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1}^{\text{II}} R_{A1} + Q_{A1}^{\text{II}} X_{A1}}{U_A} = 115,9 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3':

$$U_3' = U_1 - \frac{P_{13}^{\text{II}} R_{13} + Q_{13}^{\text{II}} X_{13}}{U_1} = 114,4 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 3<sup>''</sup>:

$$U_3^{''} = U_A - \frac{P_{A3}^{\Pi} R_{A3} + Q_{A3}^{\Pi} X_{A3}}{U_A} = 114,3 \text{ кВ}$$

Визначаємо середнє значення напруги вузла 3:

$$U_{3.СЕР} = (U_3' + U_3'')/2 = 114,33 \text{ кВ}$$

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

ПС-1

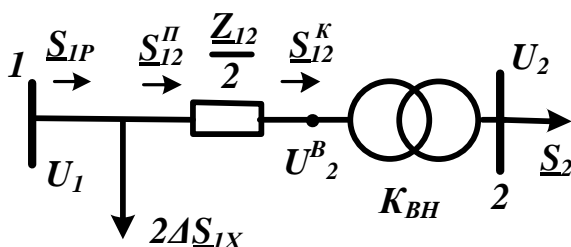


Рисунок 1.9 – Схема заміщення ПС-1 для визначення напруги  $U_2^B$

$$U_2^B = U_1 - \frac{P_{12}^{\Pi} \frac{R_{12}}{2} + Q_{14}^{\Pi} \frac{X_{12}}{2}}{U_1} = 110,62 \text{ кВ}$$

ПС-2

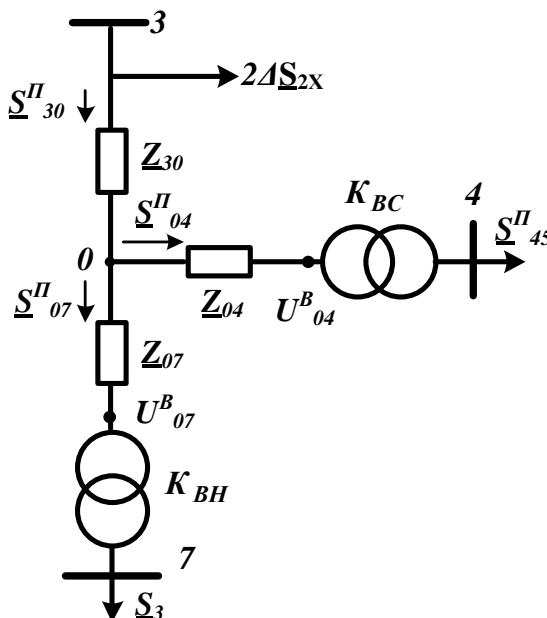


Рисунок 1.10 – Схема заміщення ПС-2 для визначення напруг  $U_{04}^B$  і  $U_{07}^B$

$$U_0 = U_3 - \frac{P_{30}^{\Pi} \frac{R_{30}}{2} + Q_{30}^{\Pi} \frac{X_{40}}{2}}{U_3} = 107,7 \text{ кВ}$$

$$U_4^B = U_0 - \frac{P_{04}^{\Pi} \frac{R_{04}}{2} + Q_{04}^{\Pi} \frac{X_{04}}{2}}{U_0} = 107,63 \text{ кВ}$$

$$U_7^B = U_0 - \frac{P_{07}^{\Pi} \frac{R_{07}}{2} + Q_{07}^{\Pi} \frac{X_{07}}{2}}{U_0} = 105,6 \text{ кВ}$$

Лінія 1–5:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 36,03 \text{ кВ}$$

$$U_5 = U_4 - \frac{P_{45}^{\Pi} \frac{R_{45}}{2} + Q_{45}^{\Pi} \frac{X_{45}}{2}}{U_4} = 35,16 \text{ кВ}$$

ПС–3

$$U_6^B = U_5 - \frac{P_{56}^{\Pi} \frac{R_{56}}{2} + Q_{56}^{\Pi} \frac{X_{56}}{2}}{U_5} = 32,92 \text{ кВ}$$

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

$$\text{ПС-1 } U_2 = \frac{U_2^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,1 \text{ кВ}$$

$$\text{ПС-2 } U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,1 \text{ кВ}$$

$$\text{ПС-3 } U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,45 \text{ кВ}$$

## 2 Розрахунок електричної частини підстанції

Тип трансформатора ТРДН – 40000/110;

Потужність трансформатора  $S = 40$  МВА;

Напруга  $U = 110$  кВ;

Опір трансформатора  $X_T = 34,7$  Ом;

Довжина лінії  $L_{Л1} = 15$  км;

Довжина лінії  $L_{Л3} = 30$  км;

Опір лінії  $X_{Л1} = 8,1$  Ом;

Опір лінії  $X_{Л2} = 16,2$  Ом;

Потужність системи  $S_C = 320$  МВА

### 2.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій

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

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

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

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

### 2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

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

						БР.5.6.141.415.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			22

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

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

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ з/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана потужність, кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,82	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення РП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне навантаження власних потреб, кВА						17,7

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

$$S_{твн} \geq S_{вн},$$

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

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

Оскільки  $S_{вн} = 17,7$  кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб рівною 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції беремо рівним 20 кВА.

При підключенні такого навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{\text{ТП}} = \frac{S_{\text{ТНР}} + S_{\text{ВП}}}{1,2} = \frac{20 + 17,7}{1,2} = 31,4 \text{ кВА.}$$

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

### 2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору обладнання на стороні 110 кВ і 10 кВ [9]. Підстанція живиться за двома лініями. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.1.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить  $S_C=550 \text{ МВА}$ .

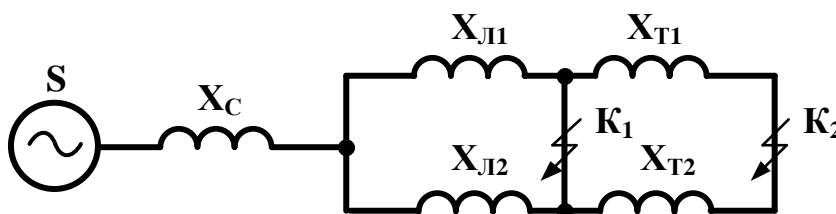


Рис. 2.1 - Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи рівен:

$$X_c = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_c} = \frac{110^2}{320} = 37,81 \text{ Ом}$$

Опір працюючих

– ліній  $X_{Л1} = 8,1 \text{ Ом}$ ,  $X_{Л2} = 16,2 \text{ Ом}$ ,

– трансформаторів  $X_T = \frac{X}{2} = \frac{34,7}{2} = 17,35 \text{ Ом}$

Періодична складова СКЗ в точці  $K_1$ :

$$I_{K1(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (37,8 + 8,1)} = 1,38 \text{ кА}$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{L2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (37,8 + 16,2)} = 1,18 \text{ кА}$$

$$I_{K1} = I_{K1(1)} + I_{K1(2)} = 2,56 \text{ кА}$$

Те ж в точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (37,8 + 8,1 + 17,35)} = 1,01 \text{ кА},$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (37,8 + 16,2 + 17,35)} = 0,89 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 1,9 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці  $K_2$

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = \frac{1,9 \cdot 110}{10} = 20,77 \text{ кА}$$

Ударний струм:

- в точці  $K_1$ :  $I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 2,56 = 5,82 \text{ кА},$

- в точці  $K_2$ :  $I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 20,77 = 47,14 \text{ кА}.$

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

для точки  $K_1$ :  $I_{нт1} = I_{K1} = 5,82 \text{ кА};$

для точки  $K_2$ :  $I_{нт2} = I_{K2} = 47,14 \text{ кА}.$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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



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

$t$  – розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на високій стороні  $t = 0,06$  с, на низькій стороні  $t = 0,1$  с.

Для точки  $K_1$ :

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,06}{0,025}} \cdot 2,56 = 0,33 \text{ кА}$$

Для точки  $K_2$ :

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-0,1}{0,05}} \cdot 20,77 = 3,95 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля:

для сторони ВН (точка  $K_1$ ):

$$B_R = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 2,56^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,56 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для сторони НН (точка  $K_2$ ):

$$B_R = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 20,77^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 64,89 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Результати розрахунку зведені в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу кА	Ударний СКЗ $i_u$ , кА	СКЗ в момент витрати контактів викл. кА	Аперіод. Складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $B_k$ , кА <sup>2</sup> с
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	2,56	5,82	2,56	0,33	0,558
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	20,77	47,14	20,77	3,95	64,69

## 2.4 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

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

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

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці високої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційні вимикачі на боці 10 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять 10 кВ;
- роз'єднувачі високої напруги;
- трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;
- ошиновка розподільних пристроїв 110 і 10 кВ.

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110\text{MAX}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 281 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{\text{ВЫК}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 1000}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 1,54 \text{ кА}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 1000}{1,73 \cdot 10} = 1,54 \text{ кА}$$

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

$$I_{10}^{eid} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173 \text{ А}$$

на стороні вищої напруги рекомендується установка елегазових вимикачів типу 100SFMT63SF.

$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$ ,  $I_{НОМ} = 1200 \text{ А}$ ,  $I_{НОМ.ВІД} = 63 \text{ кА}$ ,

$I_{СКВ.Пр.} = 63 \text{ кА}$ ,  $I_{СКВ} = 102 \text{ кА}$ ,  $I_T = 63 \text{ кА}$ ,

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

$I_{а ном.} = 1,4 \cdot \beta_H \cdot I_{НОМ.ВІДК.}/100 = 1,41 \cdot 36 \cdot 63/100 = 32 \text{ кА}$ ,

$I_T^2 \cdot t_y = 443 \cdot 0,07 = 31 \text{ кА}^2\text{с.}$

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

Таблиця 2.3 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	281 А	1200 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	2,56 кА	63 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	5,82 кА	102 кА
$I_{п\tau} \leq I_{вкл.Ном}$	2,56 кА	63 кА
$I_{а\tau} \leq I_{а ном}$	0,33 кА	32 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,558 кА <sup>2</sup> с	31,5 кА <sup>2</sup> с

Обраний вимикач повинен повністю задовольняти умовам вибору.

На стороні низької напруги рекомендується вибирати вакуумні вимикачі.

$t$  – Розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ.

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

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

Таблиця 2.4 - Вибір вимикачів в колі трансформатора на стороні 10 кВ [5]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_n$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1540 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{прСКЗ}$	20,77 кА	80 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	47,14 кА	54,6 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.Ном}$	20,77 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,95 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	64,69 кА <sup>2</sup> с	81 кА <sup>2</sup> с

Вибираємо МГГ-10-4000-45УЗ [5]

$$t_{Відк} = 0,04 \text{ сек}, \beta_H = 20 \%$$

$$I_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.Відк} / 100 = 1,41 \cdot 20 \cdot 31,5 / 100 = 8,83 \text{ кА},$$

$$I_T^2 \cdot t_y = 45^2 \cdot 0,04 = 81 \text{ кА}^2\text{с}.$$

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

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1540 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	20,77 кА	80 кА
$I_{yo} \leq I_{СКВ}$	47,14 кА	54,6 кА
$I_{нт} \leq I_{викл.Ном}$	20,77 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	3,95 кА	8,83 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	64,69 кА <sup>2</sup> с	81 кА <sup>2</sup> с

Обрано вимикач МГТ –10 –4000 – 45У3

У таблиці 2.6 наведено вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ. Роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами заземлюючих ножів.

Рекомендується прийняти до установки на стороні 110 кВ роз'єднувачі типу РДЗ-110/1000 НУХЛ1.

$U_{НОМ} = 110$  кВ,  $I_{НОМ} = 1000$  А,

$I_{СКВ.Пр.} = 80$  кА,

$I_{Тr} = 31,5$  кА,  $t_{ТЕРr} = 3$  сек.

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

$I_T^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 3 = 2977$  кА<sup>2</sup>с.

$I_T^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 1 = 992$  кА<sup>2</sup>с.

Таблиця 2.6 - вибір роз'єднувачів 110 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	281 А	1000 А
$I_{y0} \leq I_{СКВ}$	5,82 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,558 кА <sup>2</sup> с	992 кА <sup>2</sup> с

Рекомендується прийняти до установки на стороні 110 кВ роз'єднувачі типу РДЗ-110/1000 НУХЛ1.

$U_{НОМ} = 110$  кВ,  $I_{НОМ} = 1000$  А,

$I_{СКВ.Пр.} = 80$  кА,

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

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

$I_T^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 3 = 2977$  кА<sup>2</sup>с.

$I_T^2 \cdot t_y = 31,2^2 \cdot 1 = 992$  кА<sup>2</sup>с.

## 2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

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

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

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2
3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	І-675	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	І-673	3
7	Вольтметр	Э-378	2
8	Частотомір	Э-371	3

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

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

Таблиця 2.8 - Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	1,5	0,5	—	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2,5	—	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	—	2,5
Сумарне навантаження струму в колі тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секційн. вимикача на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі лінії, що відходить			0,5	0,5	0,5

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	5,82 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,558 кА <sup>2</sup> с	162,5 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом



Обрано трансформатор струму елегазові з порцелянової ізоляцією ТОГФ–110 (УХЛ1)  
[5]

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Тоді опір вимірювальних проводів може бути:

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

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

$Z_{\text{прил}}$  – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{к}}$  – опір контактів, Ом.

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

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

Переріз жил при довжині кабелю  $l = 160$  м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

де  $\rho$  – питомий опір алюмінію, (0,0283 Ом·мм/м) ,

$F$  – переріз жил, мм<sup>2</sup>,

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

Загальний опір кола струму:

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

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

Трансформатор струму ТОГФ–110(УХЛ1) відповідає умовам вибору.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	8000 А
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	47,14 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	64,69 кА <sup>2</sup> с	625 кА
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВ –10–ІV.

Таблиця 2.11 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,618 кА	8000 кА
$i_{y\delta} \leq I_{пр.СКВ}$	47,14 кА	54,6 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	64,69 кА <sup>2</sup> с	625 кА <sup>2</sup> С
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Приймається до установки трансформатор струму TV–10–IV.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори ТОГФ–110 (УХЛ1), на стороні 10 кВ - TV–10–IV. Їх характеристики наведені в таблиці 2.12

Таблиця 2.12 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В · А
	первинної, кВ	основної вторинної, В	додавкової, В	0,2	0,5	1	3	
ТВ–10–IV	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100:3 или 100	30	50	75	200	400
	$\frac{10}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{15}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{20}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{24}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
ТОГФ–110	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

### 2.7 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в розподільчих пристроях (РП) 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС [9]. При цьому переріз шин має бути не менше 70 мм<sup>2</sup> (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довшо допустимим струмом. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{64,69}}{91 \cdot 10^{-3}} = 89,36 \text{ мм}^2$$

де  $C = 91 \cdot 10^{-3}$  кАс/мм<sup>2</sup>.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується жорсткими шинами. Вибір перерізу також проводиться по допустимому струму. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини

менша 30 і більша 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

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

де  $l$  – довжина прольоту між ізоляторами  $l = 1,2$  м;

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

$q$  – поперечний переріз шини,  $\text{см}^2$

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

де  $b$  – товщина шини, см,

$h$  – ширина шини, см.

$$\gamma = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{10 \cdot 1^3}{12} = 0,833 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,833}{10}} = 27,7 \text{ Гц.}$$

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

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп},$$

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

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

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

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

$a = 0,8$  м – відстань між фазами.

За допустимим опором вибираємо алюмінієву шину [100×8] мм, з трьома смугами на фазу.

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-6} \cdot \frac{47,14^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{\left(\frac{0,08^2 \cdot 0,01}{6}\right) \cdot 0,8} = 64,88 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності  $\sigma_{розр} \leq \sigma_{прип}$ , дотримується, так як  $65 \leq 75$ .

Таким чином, обрані алюмінієві шини прямокутного перерізу [100×8] мм, перевірені на можливість виникнення резонансних явищ і на динамічну стійкість. Вони задовольняють необхідні вимоги.

## 2.8 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в наступних випадках: розташування ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розташування ПС на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями.

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

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

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

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

КРПЕ напругою 110 кВ і вище приймають при техніко-економічному обґрунтуванні при обмежених умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ слід встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою - з посиленою ізоляцією. В ЗРП 110 кВ і в закритих камерах

трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажно-підйомні пристрої, або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

## **2.9 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструкційна частина**

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

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

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

б) при кількості шаф більше 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

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

					БР.5.6.141.415.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

### 3 Розрахунок релейного захисту

#### 3.1 Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21

Диференційний захист типу ДЗС-21 (ДЗС-23) призначений для використання в якості основного захисту силових трансформаторів, автотрансформаторів і блоків генератор-трансформатор, генератор-автотрансформатор при всіх видах КЗ [11].

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

Використання в захисті нових принципів налагодження від кидків намагнічувального струму силових трансформаторів (автотрансформаторів) і перехідних струмів небалансу в поєднанні з використанням гальмування від струмів плечей захисту для налагодження від сталих і перехідних струмів небалансу дозволяє знизити мінімальну уставку по струму спрацьовування захисту до  $0,3 \cdot I_{НОМ}$  трансформатора [11].

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

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

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

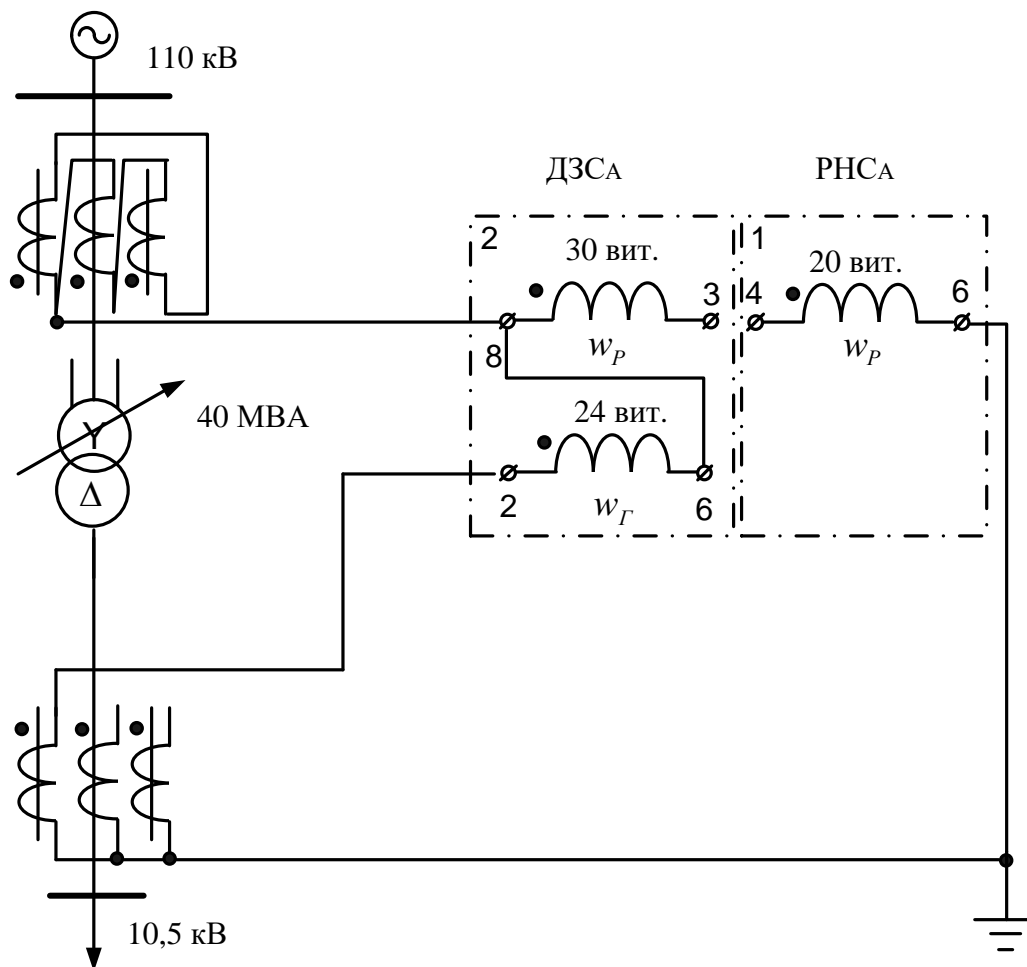


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

### 3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТРДН-40000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Висота установки над рівнем моря не більше 1000 м. Температура навколишнього повітря від мінус  $-45$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ .



Таблиця 3.1–Технічні характеристики трансформатора ТРДН-40000/110:

Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
	U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
	ВН	НН							
±9*1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Коефіцієнт завантаження трансформатора: K<sub>з</sub> = 0,63

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

У цьому пункті дано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТРДН-40000/110 кВ потужністю 40 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.7) – R<sub>т</sub> = 1,4 Ом, X<sub>т</sub> = 34,7 Ом

$$R_{T1} = R_{T2} = 0,5 \cdot R_T = 0,7 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 0,5 \cdot X_T = 17,35 \text{ Ом.}$$

$$X_{ВН} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 17,35 = 2,17 \text{ Ом;}$$

$$X_{НН} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 17,35 = 30,36 \text{ Ом}$$

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

$$U_{\text{макс.вн}} = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 126,5 \text{ кВ,}$$

$$U_{\text{мін.вн}} = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,577 \text{ кВ.}$$

Для трансформаторів 110 кВ можна прийняти:

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

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

$$X_{\text{вн.мін}} = 2,17 \cdot (1 - 0,16)^2 = 1,53 \text{ Ом,}$$

$$X_{\text{вн.макс}} = 2,17 \cdot (1 + 0,16)^2 = 2,919 \text{ Ом,}$$

$$X_{\text{нн.мін}} = 30,36 \cdot (1 - 0,16)^2 = 21,414 \text{ Ом,}$$

$$X_{HH.макс} = 30,36 \cdot (1 + 0,16)^2 = 40,87 \text{ Ом}$$

Опір енергосистеми  $X_c = 37,81 \text{ Ом}$ .

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{K.макс.ВН} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{ВН.мін} + X_{HH.мін})} = 1,0466 \text{ кА}$$

$$I_{K.макс.НН} = I_{K.макс.ВН} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{НН}} = 12,06 \text{ кА}$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

Для цієї мережі  $U_{макс} = 121 \text{ кВ}$ , тоді:

$$I_{K.мін.ВН} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_c + X_{ВН.макс} + X_{HH.макс})} = 741,41 \text{ А}$$

$$I_{K.мін.НН} = I_{K.мін.ВН} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{НН}} = 8543,8 \text{ А}$$

Визначимо первинні номінальні струми:

$$I_{ВН.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.НОМ}} = 201,06 \text{ А}$$

$$I_{НН.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.НОМ}} = 2202,04 \text{ А}$$

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

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 201,06 = 301,583 \text{ А}$$

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} = 1153 \text{ А}$$

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{відс} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,5 (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1768 = 0,4498 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 690 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	201	2202
Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Δ	Y
Коефіцієнт схеми	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_I$	600/5	6000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	2,89	3,17

Вторинні струми:

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

$$I_{В.НОМ_I} = \frac{201 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 2,89 \text{ А,}$$

$$I_{В.НОМ_{II}} = \frac{2202 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{6000} = 3,17 \text{ А}$$

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

Таблиця 3.2 – Розрахунок трансформаторів струму

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора на основній стороні, А	$I_{ВДГ.НОМ.ОСН} \leq I_{НОМ.В.ОСН}$	2,89	–
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{ВДГ.РОЗР.НЕОСН} = I_{НОМ.В.НЕОСН} \frac{I_{ВДГ.НОМ.ОСН}}{I_{НОМ.В.ОСН}}$	–	$3,5 \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту	–	–	АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А	–	–	3,6
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми	–	–	1 – 9
6	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	–	–	1 – 11
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	$I_{НОМ.ВДГ_{ТАВ}}$	–	4,25
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А	–	–	4,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле	–	7	5
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{ВДГ.ГАЛЬМ.НОМ}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{ВДГ.ГАЛЬМ.НОМ}$	5	5

12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	–	1	1
----	--	---	---	---

Визначаємо первинний гальмовий струм, відповідний початку гальмування [12]:

$$I_{гал.поч.п} = 1,2 \cdot I_{ном} \left( k_{струмII} \frac{I_{відг.гал.номII}}{I_{відг.гал.розрII}} \right) = 248,22 \text{ A}$$

де  $k_{струм. II} = 1$  – коефіцієнт струморозподілу, для сторін II (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{нб.гальм.поч} = \left( k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{відв.розр.II} - I_{відв.ном.II}}{I_{відв.розр.II}} \right) I_{гальм.поч} = 148,524 \text{ A}$$

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

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

$$I_{с.з.мін} \geq k_{від} I_{нб.гальм.поч} = 222,79 \text{ A};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 I_{ном} = 60,317 \text{ A}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 221,8 \text{ A}$$

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

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \frac{U_{ср.ном}}{U_{номII}} k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = 0,8277$$

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

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{* \text{нб.розр}} \frac{I_{\text{в.ном.осн}}}{I_{\text{відв.ном.осн}}} - I_{* \text{ср.мін}}}{0,5 \cdot \sum I_{* \text{гальм.розр.п}} \frac{I_{\text{відв.гал.розр.п}}}{I_{\text{відв.гальм.ном.п}}} - I_{* \text{гальм.поч}}} = 4,4$$

де  $I_{\text{в.ном.осн}}$ ,  $I_{\text{від.ном.осн}}$ ,  $I_{\text{від.гал.розр.п}}$ ,  $I_{\text{від.гальм.ном.п}}$  – значення струмів;

$I_{* \text{гал.поч}} = 0,6$  – відносний вторинний струм початку гальмування, оскільки гальмування здійснюється тільки від груп ТС на приймальних сторонах.

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

$$I_{\text{с.відс.розр}} = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{нб.розр}} = 1119 \text{ А},$$

де

$$I_{\text{нб.розр}} = \left( k_{\text{пер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{II}} k_{\text{струмII}} + \frac{I_{\text{відв.розрII}} - I_{\text{відв.номII}}}{I_{\text{відв.розрII}}} \right) I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 562 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{* \text{с.відс.розр}} = \frac{I_{\text{с.відс.розр}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{I}} K_{\text{TL}} I_{\text{відв.номTAV}}} = 3,374$$

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

$$I_{\text{с.відс}} = 6 \cdot I_{\text{відв.ном}} = 755 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу) при КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$k_{\text{ч}}^{(m)} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(m)} \cdot K_{\text{сх.п}}^{(m)}}{I_{\text{с.з}} \cdot K_{\text{сх.п}}^{(3)}} = 1,816$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

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

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

МСЗ може бути виконаний на базі мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики і управління приєднань УЗА-10А.2. Він призначений для використання в схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики для захисту електричних машин, трансформаторів і ліній електропередачі при коротких замиканнях і перевантаженнях, а також для управління і телемеханіки приєднання. Пристрій УЗА10А.2 - живиться від джерела як постійного, так і змінного оперативного струму. Від кіл змінного струму виконується комбіноване живлення від струму і напруги і захист може працювати тільки від струму короткого замикання.

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

Функції пристрою:

- двофазний (трифазний) МСЗ (може бути замінений на захист від перевантаження);
- струмове відсічення 2 ступені: CO1, CO2;
- захист від замикань на землю (ЗНЗ);
- прискорення МСЗ при включенні вимикача;

- дистанційне включення і відключення вимикача;
- контроль і управління вимикачем;
- зовнішнє блокування захисту;
- пуск УРОВ;
- одноразове АПВ;
- вимір струмів фаз і струму ЗНЗ;
- запам'ятовування струму КЗ (на замовлення - 5 подій з фіксацією струму і часу КЗ);



## 4 Аналіз втрат в районних електричних мережах та заходів щодо їх зменшення

### 4.1 Загальні положення

Інтегральним показником ефективності роботи енергопостачальної компанії є втрати електроенергії в розподільних мережах / РЕМ /. Величина цих втрат характеризує [18]:

- 1) ступінь корисного використання електроенергії, відпущеної з оптового ринку;
- 2) відхилення від оптимальної схеми електричної мережі,
- 3) режим її роботи по напрузі та реактивній потужності;
- 4) завантаження мережі, ступінь компенсації реактивної енергії, рівень автоматизації ведення режиму, тощо.

Втрати електроенергії мають вплив на [18]:

- 1) економічні показники роботи обленерго, враховуючи, що вартість втрат додається до розрахункової вартості (приведені витрати), а також собівартість передачі електроенергії;
- 2) ліміт електроенергії, яку відпускає оптовий ринок;
- 3) величину роздрібних тарифів на електроенергію.

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах є дуже важливим фактором енергозбереження, так як, в кінці кінців, сприяє економії палива в енергосистемі.

Розроблена методика розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах енергопостачальних компаній [18], яка являє собою нормативний документ держінспекції з енергозбереження.

Цей документ розроблений з метою:

- 1) експертизи втрат енергії в розподільних мережах;
- 2) виявлення елементів мереж з підвищеними втратами, «вузьких місць», а також аналізу результатів;

- 3) фіксування неврахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії (визначення розмірів);
- 4) надання рекомендацій для зниження втрат енергії в мережах.

Методика розрахунку втрат електроенергії включає наступні види розрахунків [18]:

- 1) технологічні витрати електроенергії (ТРЕ) на передачу і розподіл її в електричних мережах обленерго;
- 2) невраховану, неоплачену, викрадену електроенергію;
- 3) інші втрати енергії та алгоритм вибору заходів щодо зниження її втрат.

Результати розрахунків використовуються з метою:

- 1) складання балансів енергії;
- 2) формування роздрібних тарифів на електроенергію;
- 3) заохочення працівників РЕМ, обленерго, (формування матеріального фонду);
- 4) розподілу втрат енергії в загальних елементах електричної мережі ( в лініях, трансформаторах) для споживачів різної балансової належності.

Методика розроблена Інститутом проблем моделювання в енергетиці НАН України спільно з державною інспекцією з енергозбереження [18].

#### 4.2 Структура втрат електроенергії

Баланс активної електроенергії в розподільних мережах за розрахунковий період / місяць, квартал, рік / має вигляд [18]:

$$W_{ПС} = W_{ПО} + W_{ТРАНЗИТ} + W_X + W_{Е_{ТРЕ}} + W_{Е_{ВН}} + \Delta W_{інші} \pm \Delta W_{КОМ} \quad (4.1),$$

де  $W_{ПС}$  – надходження електроенергії в мережі енергопостачальної компанії;

$W_{ПО}$  – втратний і безвтратний корисний (реалізований, врахований та оплачений за рахунками) відпустк енергії споживачам на всіх класах напруги;

$W_{ТРАНЗИТ}$  — передача транзитної енергії по лініях обленерго;

$W_X$  — неврахована, неоплачена, та викрадена електроенергія;

$\Delta W_{TPE}$  — неминучі технологічні витрати електроенергії на джоулеве тепло та для створення електричного і магнітного полів. TPE супроводжує передачу корисного відпуску енергії власним споживачам, а також забезпечує транзит енергії (передачу субабонентам) в загальних елементах електричної мережі (лініях, трансформаторах).

Крім цього, до складу  $\Delta W_{TPE}$  входить частина електроенергії, що витрачається в мережах на господарські, а також виробничі потреби (районні котельні, ГАЕС, перекачуючі насоси в теплових мережах, ремонтні бази, тощо), що не пов'язані безпосередньо з передачею енергії;

$\Delta W_{BH}$  — витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;

$\Delta W_{ІНШІ}$  — інші втрати (в батареях статичних конденсаторів, синхронних компенсаторах, шунтуючих реакторах, ТС та ТН);

$\pm \Delta W_{КОМ}$  — комерційні втрати енергії, що обумовлюються похибками приладів обліку, неточністю та неодноразовістю зняття показань, неодноразовістю оплати за рахунками та ін.

Втрати активної електроенергії, як звітна величина, визначаються, як різниця між енергією, що надійшла в мережі, і корисним відпуском (реалізацією) енергії власним споживачам та транзитом енергії. Ці втрати містять наступні складові:

$$\Delta W = W_{пс} - W_{по} - W_{транзит} = \Delta W_{TPE} + \Delta W_{BH} + W_x + \Delta W_{ІНШІ} \pm \Delta W_{КОМ} \quad (4.2)$$

чи у відсотках:

$$\Delta W(\%) = \frac{\Delta W}{W_{пс}} \cdot 100 \quad (4.3)$$

Втрати реактивної енергії в електричних мережах не являються звітною величиною. Але реактивна енергія викликає реальні витрати на виробництво, передачу та розподіл енергії (втрати активної енергії і падіння напруги в лініях. Для елементів електричної мережі (ліній, силових трансформаторів) можуть бути передбачені такі розрахунки втрат реактивної енергії:

– розрахунок технологічних витрат реактивної енергії;

–облік впливу потоків реактивної енергії на величину активних технологічних витрат електроенергії.

Як інтегрована реактивна потужність за розрахунковий період, реактивна енергія пов'язана з активним коефіцієнтом потужності:

$$\text{tg} = \frac{W_Q}{W}$$

З виразу (4.2), втрати в мережі складаються з декількох складових:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{трє}} + \Delta W_{\text{вн}} + W_x + \Delta W_{\text{інші}} \pm \Delta W_{\text{ком}} \quad (4.4)$$

де  $\Delta W_{\text{вн}}$  – витрати на власні потреби підстанцій враховуються в мережах і можуть бути виділені;

$\Delta W_{\text{трє}}$  та  $\Delta W_{\text{інші}}$  – піддаються точній оцінці шляхом розрахунку і так само можуть бути виділені;

$W_x$  і  $\Delta W_{\text{ком}}$  – можна виділити зі звітних втрат і оцінити методом віднімання від звітних втрат виділених складових:

$$(W_x + \Delta W_{\text{ком}}) = \Delta W - (\Delta W_{\text{трє}} + \Delta W_{\text{вн}} + \Delta W_{\text{інші}}) \quad (4.5)$$

#### 4.3 Цілі та завдання аналізу технологічних витрат електроенергії

Аналіз втрат проводиться шляхом кількісної оцінки кожної зі складових, порівнянням їх з затвердженими нормативами, або їх величиною за відповідний період попереднього року, коли немає нормативів. При цьому необхідно враховувати те, що в умовах нестабільної економіки, яка спостерігається в нашій країні, особлива увага повинна бути приділена двом складовим (комерційній та розкраданню), що складають значну частину втрат. Потрібно прикладати зусилля щодо їх виявлення та зниження до нуля.

Технічні складові втрат необхідно контролювати розрахунковим шляхом і знижувати шляхом оптимізації складу обладнання, схеми мережі в плановому порядку, виконанням заходів щодо зниження ТРЕ.

Щоб виділити комерційну і складову розкрадань, як впливає з виразу (4.3), необхідно зі звітних втрат ( $\Delta W$ ) відняти технічну складову ( $\Delta W_{\text{трє}}$ ), інші

втрати ( $\Delta W_{\text{інші}}$ ), які достатньо точно можна визначити розрахунковим шляхом, і витрати на власні потреби підстанцій, визначені на основі приладів обліку ( $\Delta W_{\text{вн}}$ ).

Технологічні втрати електроенергії прийнято розділяти на навантажувальні (змінні) втрати і втрати холостого ходу (постійні втрати).

**Навантажувальні втрати** — це частина втрат енергії, залежна від навантаження елемента. Наприклад, струм навантаження лінії електропередачі, що змінюється в часі, супроводжується навантажувальними, змінними технологічними втратами енергії. Аналогічно - втрати в міді обмоток трансформатора.

**Втрати холостого ходу** не залежні від навантаження елемента мережі і вважаються постійними. Наприклад, втрати електроенергії в сталі силового трансформатора, втрати на корону ЛЕП і таке ін.

#### 4.4 Заходи щодо зниження ТРЕ в СРГЕС

Розділяють технічні та комерційні заходи щодо зниження втрат [18].

##### Технічні заходи

Таблиця 4.1 – Повітряні лінії електропередач

№	Заходи	0,4 кВ	10 кВ
1	Чистка (обрізка гілок)	+	+
2	Перетяжка (заміна) проводу	+	+
3	Ревізія контактних з'єднань	+	+
4	Чистка і заміна ізоляції	+	+
5	Заміна проводів на ізольовані проводи	+	+
6	Замір петлі «фаза – нуль»	+	-
7	Перевірка спрацьовування захисту	+	-
8	Перевірка завантаження фаз трансформатора (А, В, С)	+	-
9	Вирівнювання навантаження по фазах лінії	+	-
10	Вибір оптимального перерізу проводів і кабелів	-	+

11	Перевірка дії автоматичних захистів	+	+
12	Зменшення довжини ліній	-	+
13	Регулювання напруги в кінці лінії	+	-

### Комерційні заходи

- 1) ревізія та заміна приладів обліку у споживачів;
- 2) перенесення приладів обліку в спеціальні ящики;
- 3) проведення позапланових рейдів та перевірок;
- 4) перевірка та заміна трансформаторів струму і напруги;
- 5) контроль за структурою і величиною споживання;
- 6) аналіз корисного відпуску осередків фідерів;
- 7) ревізія приладів обліку в голові фідера:
  - а) контактних з'єднань,
  - б) осередків лічильників,
  - в) трансформаторів струму.

Заплановані заходи проводяться у тій мірі, доки величина втрат на фідері не зменшиться до розрахункових чи запланованих величин. План заходів розробляється і затверджується строком на один рік. Технічними заходами займається персонал РЕМ, а персоналом РОЕ - заходами комерційними. Дана система дає гранично конкретний підхід до питання зниження втрат, так як кожен із перелічених вище заходів має цілком конкретний результат.

## Висновки

В результаті виконання кваліфікаційної роботи бакалавра проведено розрахунок параметрів електричної мережі, визначені напруги у вузлах мережі, втрати напруги та втрати потужності у мережі.

Виконано розрахунок електричної частини підстанції, обрано комутаційне вимірювальне обладнання; розрахунковим шляхом визначена сумарна потужність споживань підстанції. На підставі графіка навантаження споживачів протягом доби зроблено вибір потужності силового трансформатора. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання в нормальних і в післяаварійних режимах, з огляду на перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт, обрано головну схему електричних з'єднань підстанцій. Враховуючи навантаження, зроблено вибір електровимірювальних трансформаторів.

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

Виконано основний релейний захист трансформаторів (диференційний струмовий захист), визначено уставки спрацьовування захисту і забезпечено його чутливість.

Проведено аналіз втрат в районних електричних мережах і заходів щодо їх зменшення.

## Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 <http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.  
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та



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

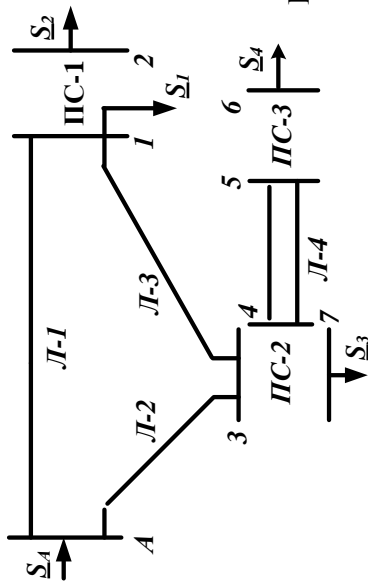
[http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015\\_%D0%BF%D0%B5%D1%87\\_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf](http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf)

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

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

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

ЛЕНЬВЕЦЬСЬКА



Початкова схема мережі

Потужності навантаження

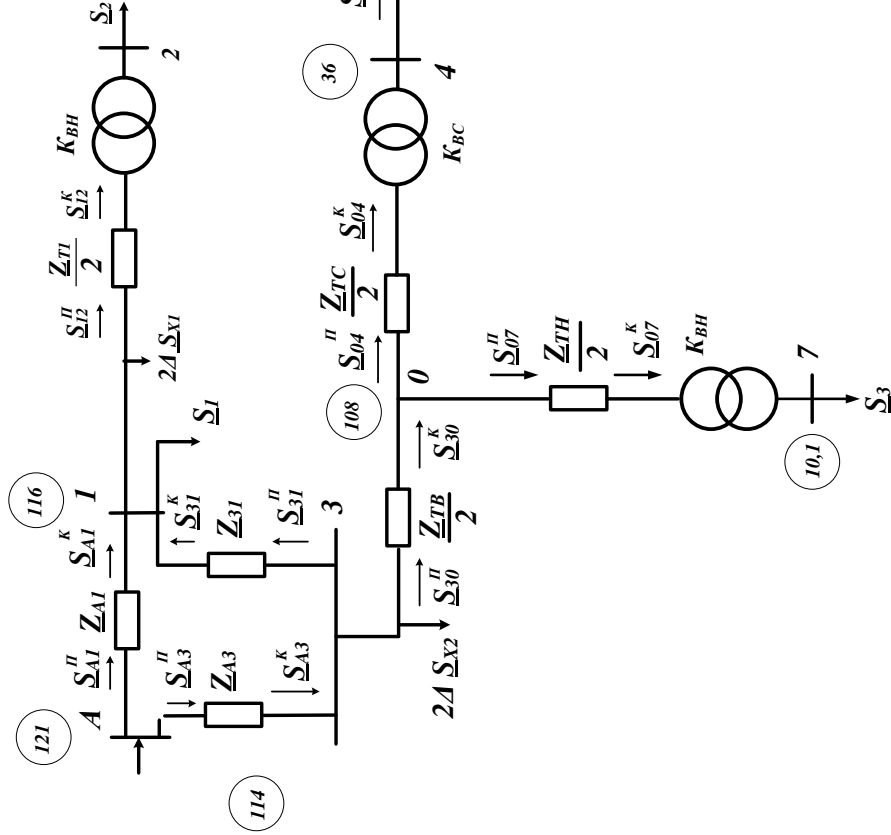
- $S_1 = 25 + j 20$  МВА
- $S_2 = 40 + j 30$  МВА
- $S_3 = 28 + j 18$  МВА
- $S_4 = 16 + j 9$  МВА

Категорія споживача

- $S_1 = I$
- $S_2 = II$
- $S_3 = II$
- $S_4 = II$

Довжина ліній

- Л-1 15 км
- Л-2 40 км
- Л-3 30 км
- Л-4 6 км



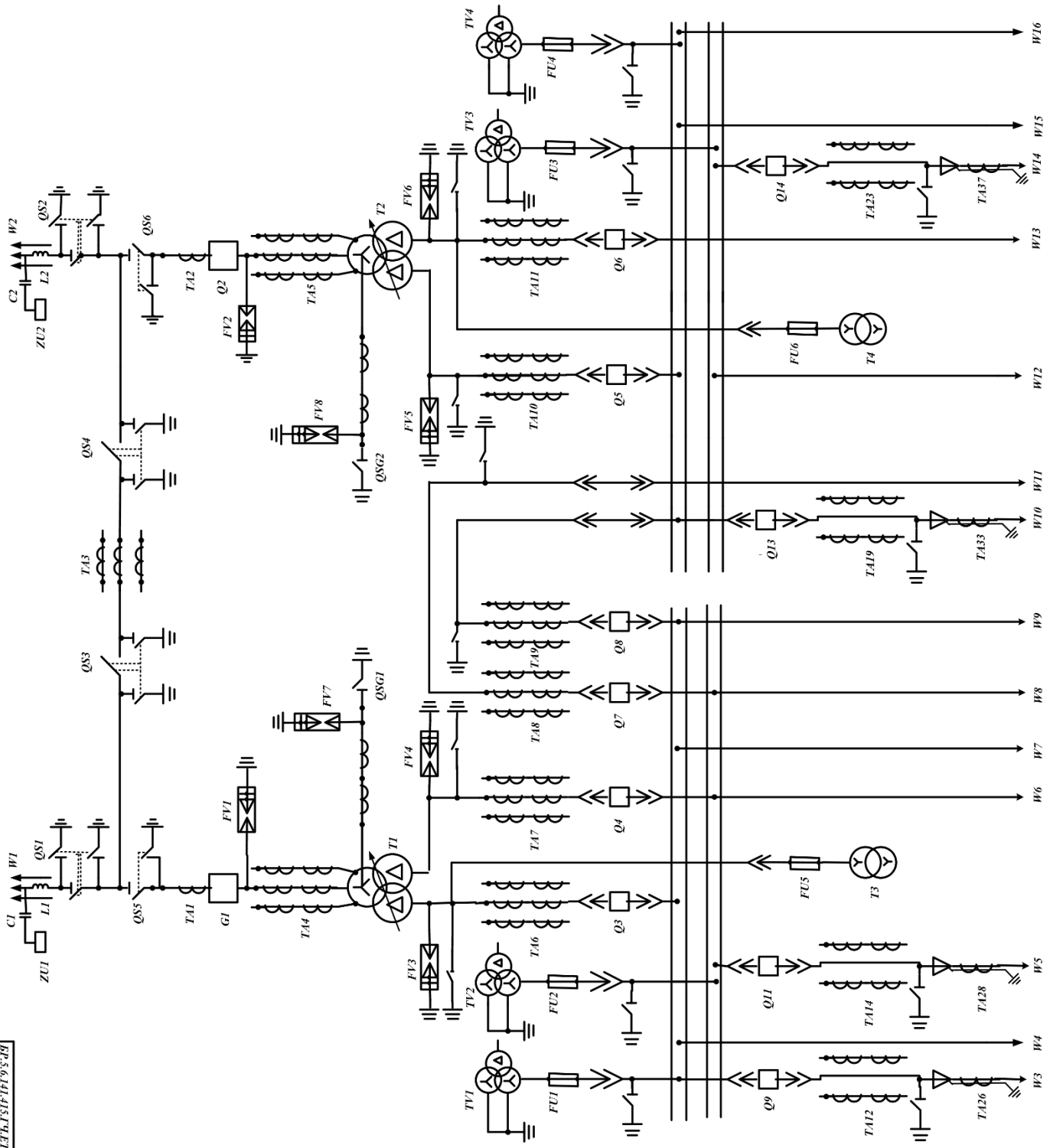
Потужності на ділянках мережі

Пози	Початок	Кінець
$S_A$	$113+j105$	
$S_{A1}$	$63,73+j36,7$	$75+j65,3$
$S_{I3}$	$9,57+j10,4$	$9,5+j10,2$
$S_{A3}$	$36,2+j35,16$	$35,1+j32$
$S_{30}$	$44,54+j33,3$	$44,4+j36,9$
$S_{04}$	$16,42+j17,9$	$16,4+j17,9$
$S_{07}$	$28,04+j19,02$	$28+j18$
$S_{45}$	$16,37+j17,89$	$16,1+j17,33$
$S_{56}$	$16,1+j17,33$	$16+j9$

Розрахункова схема заміщення мережі

ВР.5.НН.ЛІСТЧЕТ		Дата		Місяць		Рік	
Від	До	Від	До	Від	До	Від	До
Лист	Листів	Лист	Листів	Лист	Листів	Лист	Листів
"Вивчення параметрів режимів роботи та вивід заходів щодо підвищення надійності розподільних мереж"							
Док. 1. Додаток 2.							
Розрахунок еквівалентної мережі							
Сув'язь: гр.ЕЛД-9 Ін							

ЛЭП 10 кВ ТП 95/10



№ п/п	Позиция	Наименование	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовой ТРП-4000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор в-якуз СМШ	2
3	L1, L2	Высоковольтный индуктивный реактор	2
4	QS1-QS6	Розрядник высоковольтный РВС-110/1000 ПУХЛП	6
5	Q1, Q2	Выключатель вакуумный ВВК-110/1000	2
6	TA1-TA3	Трансформатор тока ТТ-110-1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор тока ТТФ-110(УХЛП)	6
8	FV1, FV2	Розрядник высоковольтный РВС-110/1000	8
9	FV3-FV6	Розрядник высоковольтный РВС-110/1000	4
10	FV7, FV8	Розрядник высоковольтный РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Земляющая аппаратура ЗОП-110М	2
12	TA6-TA11	Трансформатор тока ТТШ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор емкостной потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Выключатель МТТ-10-4000-45У3	4
15	Q7, Q8	Выключатель МТТ-10-4000-45У3	2
16	FU1-FU6	Защитный выключатель ПКИ1001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ТНМН-10-66	4
18	Q9-Q22	Выключатель ВММ-10-4000/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор тока ТТШ-10-0,5/10Р	28
20	TA26-37	Трансформатор тока ТТШ-10-У3	14
21	ZU1, ZU2	Фильтр присоединения ОФП	2

Итого		в том числе		в том числе	
№ п/п	Наименование	№ п/п	Наименование	№ п/п	Наименование
1	Всего	1	в том числе	1	в том числе
2	в том числе	2	в том числе	2	в том числе
3	в том числе	3	в том числе	3	в том числе
4	в том числе	4	в том числе	4	в том числе
5	в том числе	5	в том числе	5	в том числе
6	в том числе	6	в том числе	6	в том числе
7	в том числе	7	в том числе	7	в том числе
8	в том числе	8	в том числе	8	в том числе
9	в том числе	9	в том числе	9	в том числе
10	в том числе	10	в том числе	10	в том числе
11	в том числе	11	в том числе	11	в том числе
12	в том числе	12	в том числе	12	в том числе
13	в том числе	13	в том числе	13	в том числе
14	в том числе	14	в том числе	14	в том числе
15	в том числе	15	в том числе	15	в том числе
16	в том числе	16	в том числе	16	в том числе
17	в том числе	17	в том числе	17	в том числе
18	в том числе	18	в том числе	18	в том числе
19	в том числе	19	в том числе	19	в том числе
20	в том числе	20	в том числе	20	в том числе
21	в том числе	21	в том числе	21	в том числе
22	в том числе	22	в том числе	22	в том числе
23	в том числе	23	в том числе	23	в том числе
24	в том числе	24	в том числе	24	в том числе
25	в том числе	25	в том числе	25	в том числе
26	в том числе	26	в том числе	26	в том числе
27	в том числе	27	в том числе	27	в том числе
28	в том числе	28	в том числе	28	в том числе
29	в том числе	29	в том числе	29	в том числе
30	в том числе	30	в том числе	30	в том числе
31	в том числе	31	в том числе	31	в том числе
32	в том числе	32	в том числе	32	в том числе
33	в том числе	33	в том числе	33	в том числе
34	в том числе	34	в том числе	34	в том числе
35	в том числе	35	в том числе	35	в том числе
36	в том числе	36	в том числе	36	в том числе
37	в том числе	37	в том числе	37	в том числе
38	в том числе	38	в том числе	38	в том числе
39	в том числе	39	в том числе	39	в том числе
40	в том числе	40	в том числе	40	в том числе
41	в том числе	41	в том числе	41	в том числе
42	в том числе	42	в том числе	42	в том числе
43	в том числе	43	в том числе	43	в том числе
44	в том числе	44	в том числе	44	в том числе
45	в том числе	45	в том числе	45	в том числе
46	в том числе	46	в том числе	46	в том числе
47	в том числе	47	в том числе	47	в том числе
48	в том числе	48	в том числе	48	в том числе
49	в том числе	49	в том числе	49	в том числе
50	в том числе	50	в том числе	50	в том числе
51	в том числе	51	в том числе	51	в том числе
52	в том числе	52	в том числе	52	в том числе
53	в том числе	53	в том числе	53	в том числе
54	в том числе	54	в том числе	54	в том числе
55	в том числе	55	в том числе	55	в том числе
56	в том числе	56	в том числе	56	в том числе
57	в том числе	57	в том числе	57	в том числе
58	в том числе	58	в том числе	58	в том числе
59	в том числе	59	в том числе	59	в том числе
60	в том числе	60	в том числе	60	в том числе
61	в том числе	61	в том числе	61	в том числе
62	в том числе	62	в том числе	62	в том числе
63	в том числе	63	в том числе	63	в том числе
64	в том числе	64	в том числе	64	в том числе
65	в том числе	65	в том числе	65	в том числе
66	в том числе	66	в том числе	66	в том числе
67	в том числе	67	в том числе	67	в том числе
68	в том числе	68	в том числе	68	в том числе
69	в том числе	69	в том числе	69	в том числе
70	в том числе	70	в том числе	70	в том числе
71	в том числе	71	в том числе	71	в том числе
72	в том числе	72	в том числе	72	в том числе
73	в том числе	73	в том числе	73	в том числе
74	в том числе	74	в том числе	74	в том числе
75	в том числе	75	в том числе	75	в том числе
76	в том числе	76	в том числе	76	в том числе
77	в том числе	77	в том числе	77	в том числе
78	в том числе	78	в том числе	78	в том числе
79	в том числе	79	в том числе	79	в том числе
80	в том числе	80	в том числе	80	в том числе
81	в том числе	81	в том числе	81	в том числе
82	в том числе	82	в том числе	82	в том числе
83	в том числе	83	в том числе	83	в том числе
84	в том числе	84	в том числе	84	в том числе
85	в том числе	85	в том числе	85	в том числе
86	в том числе	86	в том числе	86	в том числе
87	в том числе	87	в том числе	87	в том числе
88	в том числе	88	в том числе	88	в том числе
89	в том числе	89	в том числе	89	в том числе
90	в том числе	90	в том числе	90	в том числе
91	в том числе	91	в том числе	91	в том числе
92	в том числе	92	в том числе	92	в том числе
93	в том числе	93	в том числе	93	в том числе
94	в том числе	94	в том числе	94	в том числе
95	в том числе	95	в том числе	95	в том числе
96	в том числе	96	в том числе	96	в том числе
97	в том числе	97	в том числе	97	в том числе
98	в том числе	98	в том числе	98	в том числе
99	в том числе	99	в том числе	99	в том числе
100	в том числе	100	в том числе	100	в том числе

БР 5.6.141.415.1Ч.ЕТ

Вычисления параметров режимов работы в аварийных условиях выполняются по методике, приведенной в приложении "Методика вычисления параметров режимов работы в аварийных условиях".

Сумму, отнесенную к численности, вычисляют по формуле: