

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л.  
“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**

**Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і класифікація будівель і споруд щодо улаштування блискавкозахисту.”**

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

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Пилипенко Н.О.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

## **ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу бакалавра**

**Пилипенко Наталії Олексіївни**

- 1 **Тема роботи: : “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і класифікація будівель і споруд щодо улаштування блискавкозахисту. ”**

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

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

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

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- класифікація будівель і споруд щодо улаштування блискавкозахисту.

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

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-10.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	11.05.-18.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	19.05.-25.05.2020	
4	Класифікація будівель і споруд щодо улаштування блискавкозахисту	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п \_\_\_\_\_

Пилипенко Н.О.

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Єфімов Г.П.

## РЕФЕРАТ

с. 63, Рис. 13, табл. 20, кресл. 2.

Бібліографічний опис: : “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і класифікація будівель і споруд щодо улаштування блискавкозахисту.”[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Пилипенко Н.О.; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2020. - 63 с.

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

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

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

**Короткий огляд** – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз втрат в районних електричних мережах і заходи щодо їх зменшення

## Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

	<i><b>Зміст</b></i>	1
	Вступ	2
1	Розрахунок електричної мережі	5
1.1	Початкові дані	5
1.2	Визначення параметрів схеми заміщення ліній і трансформаторів	6
1.3	Розрахунок нормального режиму роботи мережі	8
1.4	Розрахунок напружень у всіх вузлових точках мережі	12
2	Розрахунок електричної частини підстанції	16
2.1	Вибір трансформаторів власних потреб	17
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання	19
2.3	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини	21
2.4	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги	25
2.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)	31
2.6	Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	34
2.7	Компонування РП 10 кВ і конструктивна частина	35
3	Розрахунок релейного захисту	36
3.1	Призначення і область застосування захисту типу ДЗС-21	36
3.2	Технічні дані трансформатора, що захищається	37
3.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21	38
3.4	Захист від надструмів при зовнішніх КЗ	46
4	Класифікація будівель і споруд щодо улаштування блискавкозахисту	48
4.1	Визначення необхідності їх захисту від блискавки	48
4.2	Параметри струмів блискавки	52
4.3	Захист від прямих ударів блискавки	53
4.4	Зовнішній блискавкозахист системи	55
	Висновки	60
	Література	61
	Додаток А	62
	Додаток Б	63

					<i><b>БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ</b></i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Пилипенко Н.О</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ефимов Г.П.</i>				1	63
<i>Реценз.</i>					<i>СумДУзр.ЕТдн-51п</i>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>		<i>Лебединский И</i>					

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Лист</i>

## *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 збільшення числа енергоспоживаючих об'єктів, розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Однією з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

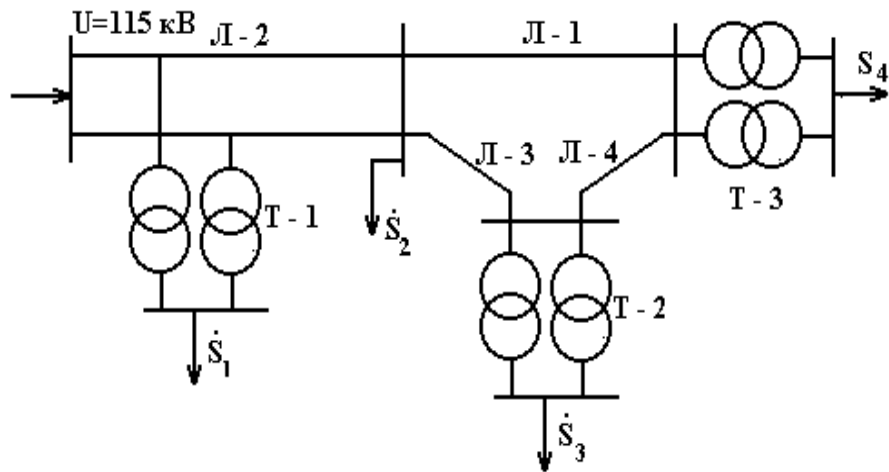
Виконання бакалаврської роботи необхідно з метою:

- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування навичок використання отриманих в 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 містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується синетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту високовольтної лінії.





Малюнок 1. Однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі.

Дана електрична мережа має три підстанції. На першій підстанції встановлено два трансформатора, підключених паралельно потужністю 40 МВА і напругою 110 / 10,5 кВ (трансформатор Т-1, мал 1). На другий підстанції встановлено два трансформатора, підключених паралельно потужністю 40 МВА, напругою 110 / 10,5 кВ (трансформатор Т-2, мал 1). На третій підстанції також два трансформатора, підключених паралельно потужністю 10 МВА, напругою 110 / 10,5 кВ (трансформатор Т-3, мал 1).

Передача електроенергії здійснюється по лініях зі сталевалюмінію е вимі проводами.

Довжина першої лінії 60 км , марка дроти АС-185 (лінія Л-1, мал 1).

Довжина другої лінії 40 км , марка дроти АС-240 (лінія Л-2, мал 1).

Довжина третьої лінії 15 км , марка дроти АС-150 (лінія Л-3, мал 1).

Довжина четвертої лінії 15 км , марка дроти АС-150.

Споживачі  $S_2$ , є споживачами третьої категорії (допускається перерву споживання електроенергії на час ведення ремонтних робіт в разі аварії на лінії електропередач). Споживач  $S_1, S_3, S_4$ , є споживачем першої категорії і харчується від двох трансформаторів (НЕ допускається перерва подачі електроенергії).

Втрати електроенергії на підстанціях можливі в обмотках (Опір обмотувальних проводів) і сердечниках (втрати магнітного потоку в матеріалі сердечника) трансформаторів.

									Арк.
									2
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ

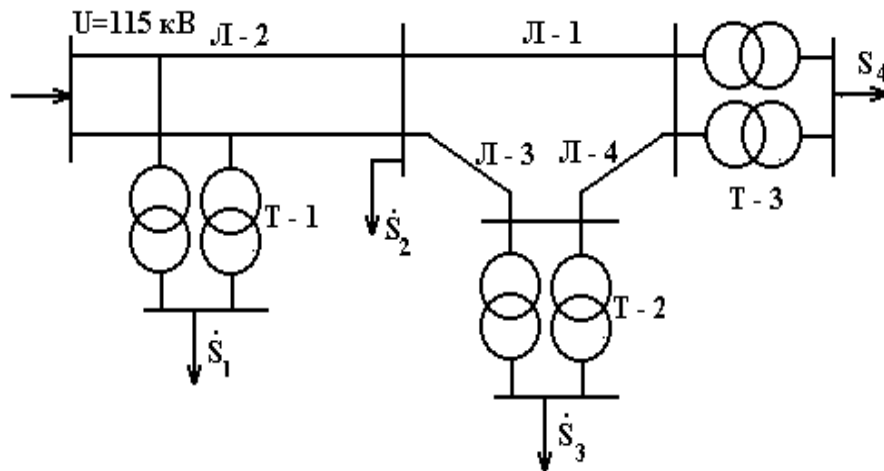
Втрати електроенергії в лініях електропередач - втрати активної потужності на нагрів провідників і втрати реактивної потужності на корону, зарядну потужність по довжині лінії.

Метою роботи є вибір трансформаторів і проводів мережі таким чином, що б втрати напруги у споживачів не перевищували допустима і мого значення (10%).

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						3
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1. Розрахунок електричної мережі

## 1.1. Початкові дані



Малюнок 1.1. Однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі.

Таблиця 1.1. Параметри проводів ліній.

лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина лінії, км	60	40	15	15
Марка і переріз проводу	АС-185	АС-240	АС-150	АС-150

Таблиця 1.2. Параметри споживаних навантажень.

	S-1	S-2	S-3	S-4
навантаження	60	40	20	10+ j5
	+ j30	+ j20	+ j10	

## 1.2. Вибір трансформаторів і проводів ліній

За літературі вибираємо дроти ліній і їх параметри і зводимо їх в таблиці 2.

Таблиця 1.3. Марка і переріз проводів ліній

лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС 185 / 29	АС 240 / 32	АС 150 / 24	АС 150 / 24
параметри проводів				
$R_0$ , Ом / 100км	16,2	12	19,8	19,8

$X_0, \text{ Ом} / 100\text{км}$	41,3	40,5	42	42
$B_0, \text{ Ом} / 100\text{км}$	$2,75 \cdot 10^{-4}$	$2,81 \cdot 10^{-4}$	$2,7 \cdot 10^{-4}$	$2,7 \cdot 10^{-4}$

По літературі вибираємо типи і параметри трансформаторів:

Таблиця 1.4. Паспортні дані трансформаторів.

Тип трансформатора		номінальні параметри											
		$S_{ном}$ , МВА	$U_B$ , кВ	$U_C$ , кВ	$U_H$ , кВ	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_K$ вс, кВт	$\Delta P_K$ вН, кВт	$\Delta P_K$ сН, кВт	$U_{квс}$ , %	$U_{квн}$ , %	$U_{кcn}$ , %	$I_x$ , %
T-1	ТРДН-40000/110	40	110	-	10,5	36	-	172	-	-	10,5	-	0,65
T-2	ТРДН-40000/110	40	100	-	10,5	36	-	172	-	-	10,5	-	0,65
T-3	ТДН-10000/110	10	100	-	10,5	14	-	60	-	-	10,5	-	0,7

## 1.2. Визначення параметрів схеми заміщення ліній і трансформаторів

Для трансформаторів Т-1 і Т-2 знаходимо активну  $R_T$  і реактивне  $X_T$  опору обмоток за формулами:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{172 \cdot 110^2}{40^2} = 1,3 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 31,76 \text{ Ом}$$

Розраховуємо втрати холостого ходу за формулою:

$$\Delta S_{xx(t-2)} = \Delta P_x + j \frac{I_x \cdot S_{ном}}{100} = 0,036 + j \frac{0,65 \cdot 40}{100} = 0,036 + j0,26 \text{ Мвар}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації:

$$k_{1-2} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{110}{10,5} = 10,48$$

Для трансформатора Т-3 знаходимо активну  $R_T$  і реактивне  $X_T$  опору обмоток за формулами (аналогічний розрахунок Т-1 і Т-2):

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{60 \cdot 110^2}{10^2} = 7,26 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 10} = 127,05 \text{ Ом}$$

Розраховуємо втрати холостого ходу за формулою [2]:

$$\Delta S_{XX(3)} = \Delta P_X + j \frac{I_X \cdot S_{ном}}{100} = 0,014 + j \frac{0,7 \cdot 10}{100} = 0,014 + j0,07 \text{ Мвар}$$

Знаходимо коефіцієнт трансформації:

$$k_{1-2} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{110}{10,5} = 10,48$$

Побудуємо схему заміщення мережі і розрахуємо параметри проводів ліній.

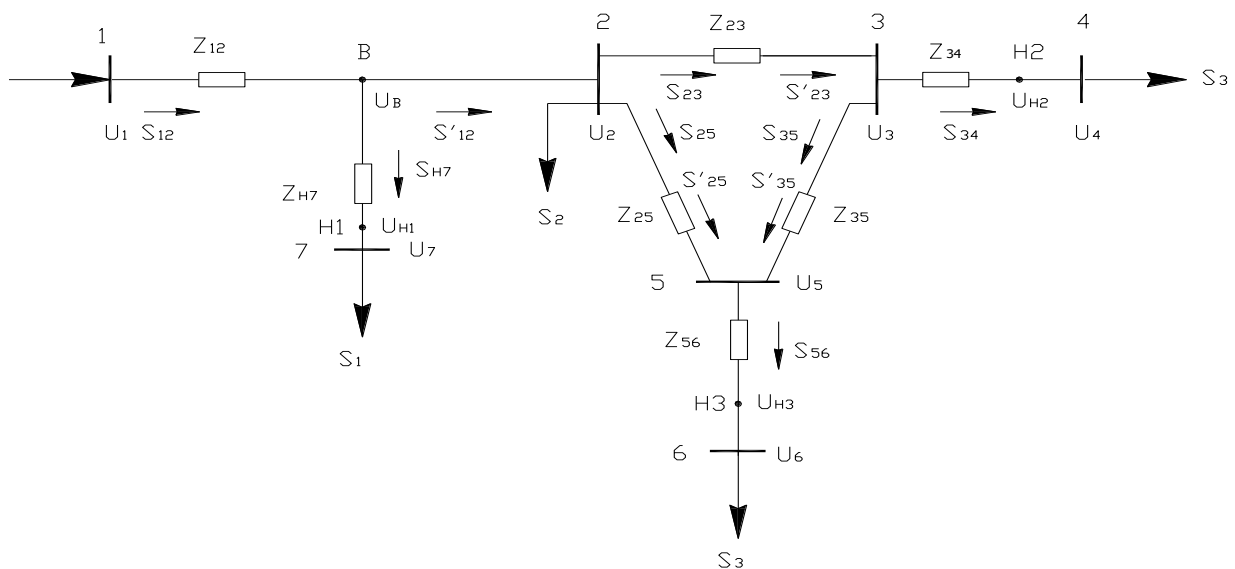


Рис 1.2 Схема заміщення мережі

Розрахунок опорів і зарядної потужності ліній проводів проводимо по формулам :

$R_L = R_0 \cdot L$  - активний опір лінії;

$X_L = X_0 \cdot L$  - реактивний опір лінії;

$B_L = B_0 \cdot L$  - провідність лінії;

- зарядна потужність лінії;

									Арк.
									6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$Z_{л} = R_{л} + jX_{л}$  - повний опір лінії.

Тоді опоры ділянок мережі і зарядні потужності ліній (мал 2.1), розрахованим по вище приведеним формулами, зведемо в таблиці 2.1.

Таблиця 1.5. Розрахункові дані параметрів проводів ліній

Z12, Ом	4,8 + j16,2	$\Delta Q_{л1}$	0,998
ZН7, Ом	0,65 + j15,88	$\Delta Q_{л2}$	1,36
Z23, Ом	9,72 + j 24,78	$\Delta Q_{л3}$	0,49
Z25, Ом	2,97 + j6,3	$\Delta Q_{л4}$	0,49
Z35, Ом	2,97 + j 6,3		
Z34, Ом	3,63 + j63,525		
Z56, Ом	0,65 + j 15,88		

### 1.3. Розрахунок нормального режиму роботи мережі

Напруження у всіх вузлових точках мережі приймаються рівними номінальному. При цьому умови знаходиться розподіл потужностей з урахуванням втрат в мережі.

Втрати потужності і саму потужність в ділянці знаходимо за формулами:

$$\Delta S_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + jX_n);$$

$$S_n = (P_n + \Delta P_n) + j(Q_n + \Delta Q_n - \Sigma \Delta Q_n).$$

Знаходимо потужності у всіх ділянках мережі (мал 2.1). Потужності в лінії в кінці ділянки будемо позначати зі штрихом, а на початку ділянки - без штриха. Гілка намагнічення трансформаторів враховується в схемі заміщення повністю

$$\Delta S_{xx} = \Delta P_{xx} + j\Delta Q_{xx} = \Delta P_{xx} + j \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{ном}$$

									Арк.
									7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ				

### 1.3.1. Розрахунок розімкнутої частини мережі (мал 1.2)

Втрата на обмотках трансформатора Т-3:

$$\Delta S_{34} = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_{ном}^2} (R_{34} + jX_{34}) = \frac{10^2 + 5^2}{110^2} \cdot (3,63 + j63,525) = 0,038 + j0,656 \text{ МВА};$$

потужність на обмотках трансформатора Т-3:

$$S_{34} = S_4 + \Delta S_{34} + \Delta S_{xx(3)} = 10 + j5 + 0,038 + j0,656 + 2 \cdot (0,014 + j0,07) = 10,066 + j5,796 \text{ МВА}.$$

Втрата потужності на обмотках трансформатора Т-2:

потужність на обмотках трансформатора Т-2:

$$\Delta S_{56} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{ном}^2} (R_{56} + jX_{56}) = \frac{20^2 + 10^2}{110^2} \cdot (0,65 + j15,88) = 0,027 + j0,656 \text{ МВА};$$

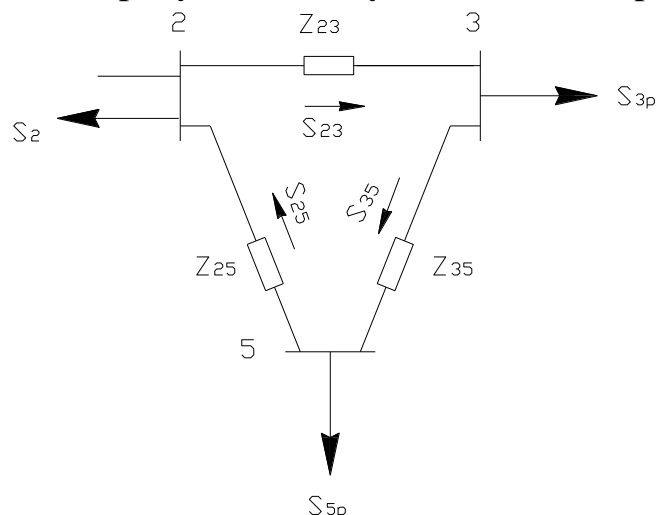
Втрата потужності на обмотці нижчого напруги трансформатора Т-1:

$$\Delta S_{H7} = \frac{60^2 + 30^2}{110^2} \cdot (0,65 + j15,88) = 0,24 + j5,9 \text{ МВА};$$

потужність на обмотці напруги трансформатора Т-1:

$$S_{H7} = 60 + j30 + 0,24 + j5,9 + 2 \cdot (0,036 + j0,26) = 60,312 + j36,42 \text{ МВА}.$$

### 1.3.2 Розрахунок замкнутої частини мережі



Малюнок 1.3. Схема заміщення для розрахунку потужностей в замкнутому контурі.

Вихідними приймемо потужності, які були розраховані в пункті 1.3.1:

$$S_{3p} = 10,066 + j 5,796 \text{ МВА};$$

$$S_{5p} = 20,1 + j 11,176 \text{ МВА}.$$

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

Опір ліній 2-3, 2-5, 3-5, наведені до вищої напруги мережі 110 кВ (мал 3):

$$Z'_{23} = Z_{23} = 3,63 + j63,525 \text{ Ом};$$

$$Z'_{25} = Z_{25} = 2,97 + j6,3 \text{ Ом};$$

$$Z'_{35} = Z_{35} = 2,97 + j6,3 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо поточкорозподіл в контурі, що з'єднує вузли 2, 3, 5, без урахування втрат, використовуючи узагальнене контурне рівняння: . Задаємося невідомою потоком потужності  $S_{23}$  і висловлюємо інші потоки через цю потужність (мал 1.3).

Потужність в лінії 3-5:

$$S_{35} = S_{23} - S_{34};$$

Потужність в лінії 5 -2 :

$$S_{25} = S_{35} - S_{56} = S_{23} - S_{56} - S_{34}$$

У даній ділянці немає трансформаторів, тому права частина в контурному рівнянні буде дорівнює нулю. Тоді по узагальненого контурного рівняння отримаємо такий вираз:

$$S_{23} Z'_{23} + S_{35} Z'_{35} + S_{25} Z'_{25} = S_{23}(Z_{23} + Z_{35} + Z_{25}) - S_{35}(Z_{35} + Z_{25}) - S_{56} Z_{25},$$

Звідси потужність в ділянці 2-3:

$$S_{23} = \frac{S_{34}(Z_{35} + Z_{25}) + S_{56} Z_{25}}{Z_{23} + Z_{35} + Z_{25}} = \frac{(10,066 + j5,796)(2,97 - j6,3 + 2,97 - j6,3) + (20,1 + j11,176) \cdot (2,97 - j6,3)}{3,63 - j63,525 + 2,97 - j6,3 + 2,97 - j6,3} = \frac{4343,717 - j5182,511}{39,7 - j162,64} = 2,82 + j3,11 \text{ МВА};$$

потужність в ділянці 3-5:

$$S_{35} = S_{23} - S_{34} = 2,82 + j3,11 - (10,066 + j5,796) = -(7,246 + j2,686 \text{ МВА});$$

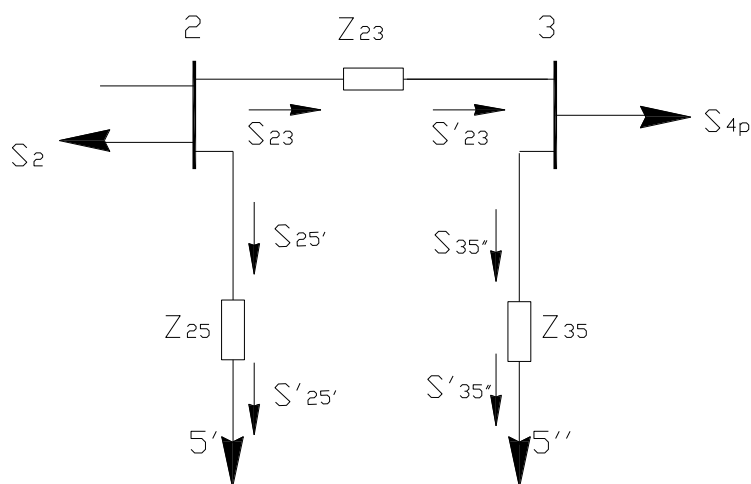
потужність на ділянці 2-5:

$$S_{25} = S_{35} - S_{56} = 7,246 + j2,686 - (20,1 + j11,176) = -(12,854 + j8,49) \text{ МВА}.$$

На малюнку 1.3 потужність  $S_{35}$  і  $S_{25}$  спрямована не вірно, тому що в розрахунку отримали активну і реактивну складові зі знаком " - ". Тому на схемі змінюємо напрямок цієї потужності на протилежне і розраховуємо поточкорозподіл потужності в контурі 2 - 3 - 5 з урахуванням втрат, для чого знаходимо точку поточкорозділу потужності (малюнок 1.4).

									Арк.
									9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ				





Малюнок 1.4. Точка потокорозділу потужностей.

Потужність в кінці ділянки 2-5:

$$S'_{25'} = S_{25} - j\Delta Q_{л3} = 12,854 + j8,49 - j0,49 = 12,854 + j8$$

Втрати потужності в ділянці 2-5:

$$\Delta S_{25'} = \frac{P_{25}^2 + Q_{25}^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{25} + jX_{25}) = \frac{12,854^2 + 8^2}{110^2} \cdot (2,97 + j6,3) = 0,056 + j0,12 \text{ МВА};$$

потужність на ділянці 2-5:

$$S_{25} = S_{25} + \Delta S_{25'} - j\Delta Q_{л3} = 12,854 + j8,49 + 0,056 + j0,12 - j0,49 = 12,91 + j8,12 \text{ МВА.}$$

Потужність в кінці ділянки 3-5:

$$S'_{35''} = S_{35} - j\Delta Q_{л4} = 7,246 + j2,686 - j0,49 = 7,246 + j2,196$$

Втрати потужності в ділянці 3-5:

$$\Delta S_{35''} = \frac{P_{35}^2 + Q_{35}^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{35} + jX_{35}) = \frac{7,246^2 + 2,196^2}{110^2} \cdot (2,97 + j6,3) = 0,014 + j0,03 \text{ МВА};$$

потужність на ділянці 3-5:

МВА.

$$S_{35} = S_{35} + \Delta S_{35''} - j\Delta Q_{л4} = 7,246 + j2,196 + 0,014 + j0,03 - j0,49 = 7,26 + j1,736$$

Потужність в кінці ділянки 2-3:

$$S'_{23} = S_{3p} + S_{35''} - j\Delta Q_{л1} = 10,066 + j5,796 + 7,26 + j1,736 - j0,998 = 17,326 + j6,534 \text{ МВА};$$

втрати потужності в ділянці 2-3:

$$\Delta S_{23} = \frac{(P'_{23})^2 + (Q'_{23})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{23} + jX_{23}) = \frac{17,326^2 + 6,534^2}{110^2} \cdot (9,72 + j24,78) = 0,275 + j0,7 \text{ МВА};$$

потужність на ділянці 3-4:

$$S_{23} = S'_{23} + \Delta S_{23} - j\Delta Q_{л1} = 17,326 + j6,534 + 0,275 + j0,7 - j0,998 = 17,6 + j6,236 \text{ МВА.}$$

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Потужність на виході 1-2 (мал 1.2):

$$S'_{12} = S_{23} + S_{25} + S_2 - j\Delta Q_{12} = 17,6 + j6,236 + 12,91 + j8,12 + 40 + j20 - j1,36 = 70,51 + j33 \text{ МВА};$$

втрати потужності в ділянці 1-2:

$$\Delta S_{12} = \frac{(P'_{12})^2 + (Q'_{12})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = \frac{70,51^2 + 33^2}{110^2} \cdot (4,8 + j16,2) = 2,4 + j8,11 \text{ МВА};$$

потужність на ділянці 1-2:

$$S_{12} = S'_{12} + \Delta S_{12} = 70,51 + j33 + 2,4 + j8,11 = 72,91 + j41,11 \text{ МВА};$$

#### 1.4. Розрахунок напружень у всіх вузлових точках мережі

Вихідними даними при цьому є: напруга на шинах джерела живлення і знайдені на попередньому етапі розрахунку потужності на початку кожного з ділянок.

Напруга в кінці першої ділянки (рахуючи від джерела живлення) і спочатку другого :

$$\dot{U}_1^{(k)} = U_2^{(n)} = U_1^{(n)} - \frac{P_1^{(n)} R_1 + Q_1^{(n)} X_1}{U_1} - j \frac{P_1^{(n)} X_1 - Q_1^{(n)} R_1}{U_1}.$$

Розрахунок напружень в інших вузлових точках мережі виконується аналогічно.

Втрати напруги на ділянці 1-2:

$$\begin{aligned} \Delta U_{12} &= \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_1} + j \frac{P_{12} \cdot X_{12} - Q_{12} \cdot R_{12}}{U_1} = \frac{72,91 \cdot 4,8 + 41,11 \cdot 16,2}{115} + \\ &+ j \frac{72,91 \cdot 16,2 - 41,11 \cdot 4,8}{115} = 8,83 + j8,55 \end{aligned}$$

напруга в точці 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 115 - (8,83 + j8,55) = 106,17 - j8,55 \text{ кВ.}$$

$$|U_2| = 106,5 \text{ кВ.}$$

Похибка розрахунку напруги на обмотці вищої напруги трансформатора становить  $\frac{115 - 106,5}{115} \cdot 100 = 7,4\%$ , що більше допустимого за ГОСТом значення похибки в 10%.

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати напруги на ділянці 2-3:

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}}{U_2} + j \frac{P_{23} \cdot X_{23} - Q_{23} \cdot R_{23}}{U_2} = \frac{10,066 \cdot 9,72 + 5,796 \cdot 24,78}{106,5} + j \frac{10,066 \cdot 24,78 - 5,796 \cdot 9,72}{106,5} = 2,27 + j1,813 \text{ кВ};$$

Напруга в точці 3 :

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 106,5 - (2,27 + j1,813) = 104,23 - j1,813 \text{ кВ.}$$

$$|U_3| = 104,25 \text{ кВ.}$$

Втрати напруги на ділянці 3 -5 :

$$\Delta U_{35} = \frac{P_{35} \cdot R_{35} + Q_{35} \cdot X_{35}}{U_3} + j \frac{P_{35} \cdot X_{35} - Q_{35} \cdot R_{35}}{U_3} = \frac{7,26 \cdot 2,97 + 1,736 \cdot 6,3}{104,25} + j \frac{7,26 \cdot 2,97 - 1,736 \cdot 6,3}{104,25} = 0,31 + j0,39 \text{ кВ};$$

напруга в точці 5 " (мал 3.2) :

$$U_{5''} = U_3 - \Delta U_{35} = 104,25 - (0,31 + j0,39) = 103,94 - j0,39 \text{ кВ.}$$

$$|U_{5''}| = 103,94 \text{ кВ.}$$

Втрати напруги на ділянці 2 -5 :

$$\Delta U_{25} = \frac{P_{25} \cdot R_{25} + Q_{25} \cdot X_{25}}{U_2} + j \frac{P_{25} \cdot X_{25} - Q_{25} \cdot R_{25}}{U_2} = \frac{12,91 \cdot 2,97 + 8,12 \cdot 6,3}{106,5} + j \frac{12,91 \cdot 6,3 - 8,12 \cdot 2,97}{106,5} = 0,84 + j0,537 \text{ кВ};$$

напруга в точці 5 ' (мал 3.2) :

$$U_{5'} = U_2 - \Delta U_{25} = 106,5 - (0,84 + j0,537) = 105,66 - j0,537 \text{ кВ.}$$

$$|U_{5'}| = 105,66 \text{ кВ.}$$

Різниця між знайденими значеннями напруги в вузлі 5 :

$$\frac{U_{5''} - U_{5'}}{U_{5''}} = \frac{103,94 - 105,66}{103,94} \cdot 100 = 1,65\% ,$$

що менше допустимого значення 2%.

Приймаємо напругу  $U_5 = 105,7 \text{ кВ.}$

Втрати напруги на ділянці 5-6:

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$\Delta U_{H7} = \frac{P_{H7} \cdot R_{H7} + Q_{H7} \cdot X_{H7}}{U_2} + j \frac{P_{H7} \cdot X_{H7} - Q_{H7} \cdot R_{H7}}{U_2} = \frac{60,312 \cdot 0,65 + 36,42 \cdot 15,88}{106,5} + j \frac{60,312 \cdot 15,88 - 36,42 \cdot 0,65}{106,5} = 5,8 + j8,77 \text{ кВ};$$

напруга на обмотці нижчого напруги трансформатора Т-3 (мал 2.1):

$$U_{H1} = U_2 - \Delta U_{H7} = 106,5 - (5,8 + j8,77) = 100,7 - j8,77 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги  $|U_{H1}| = 101,08 \text{ кВ.}$

Напруга в точці 4:

$$U_7 = \frac{U_{H1}}{k_1} = \frac{101,08}{10,5} = 9,63 \text{ кВ.}$$

Похибка розрахунку напруги в точці 4:

$$\frac{9,63 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 8,29\%, \text{ Що менше допустимого по ГОСТу значення похибки в}$$

10%.

Результати розрахунку наводяться в таблиці 1.6

Таблиця 1.6. Розрахункові значення напруг в вузлах мережі та потужностей.

Нормальний режим роботи мережі						
S <sub>12</sub> , МВА	S <sub>23</sub> , МВА	S <sub>35</sub> , МВА	S <sub>25</sub> , МВА	S <sub>34</sub> , МВА	S <sub>56</sub> , МВА	S <sub>H7</sub> , МВА
72,91 + j41,11	17,6 + j6,236	7,26 + j 1,736	12,91 + j8,12	10,066 + j5,796	20,1 + j11,176	60,312 + j36,42
U <sub>1</sub> , кВ	U <sub>2</sub> , кВ	U <sub>3</sub> , кВ	U <sub>4</sub> , кВ	U <sub>5</sub> , кВ	U <sub>6</sub> , кВ	U <sub>7</sub> , кВ
115	106,5	104,25	9,59	105,66	9,92	9,63

									Арк.
									14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ				

## 2 Розрахунок електричної частини підстанції

У цьому розділі здійснюється проектування районної типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/10 кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням  $S_1$ . Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів і ін.

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

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

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2.1 Вибір трансформаторів власних потреб

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

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

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності споживачів власних потреб

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

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

$$S_{ТВН} > S_{ВН},$$

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

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

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

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

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



## 2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить  $S_C = 3000$  МВА.

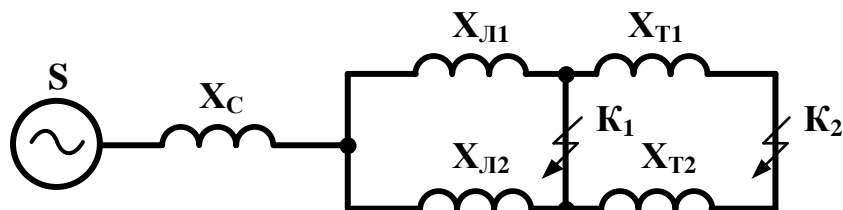


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює

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

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

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

Періодична складова СКЗ в точці  $K_1$ :

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

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

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

реальний СКЗ в точці  $K_2$ :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 1,458 \cdot \frac{110}{10} = 16,58 \text{ кА}$$

Ударний струм .В точці  $K_1$ :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 19,7 = 44,855 \text{ кА}$$

В точці  $K_2$ :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 16,06 = 36,567 \text{ кА}$$

										Арк.
										18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

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

для точки К<sub>1</sub>:

$$I_{nr} = I_{K1} = 19,71 \text{ кА}$$

для точки К<sub>2</sub>:

$$I_{nr} = I_{K2} = 16,06 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

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

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 16,06 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 3,07 \text{ кА}$$

де  $T_a$  – постійна часу загасання аперіодичної складової для К<sub>1</sub>  $T_a = 0,025$  с для К<sub>2</sub>  $T_a = 0,05$  с.

Інтеграл Джоуля: для точки К<sub>1</sub>:

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

для точки К<sub>2</sub>:

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

Результати розрахунку зведені в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2– Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ $i_y$ , кА	СКЗ в момент розходу контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $W_K$ , кА <sup>2</sup> с
Шини 110 кВ (К <sub>1</sub> )	19,7	44,855	19,7	2,53	33
Шини 10 кВ (К <sub>2</sub> )	16,06	36,567	16,06	3,07	38,7

### 2.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини

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

При цьому для апаратів виконується:

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

Вибору підлягають:

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

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

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

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

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

Струм в колі секційного вимикача:

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{відх}$$

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	14,031 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	32 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	14,0 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	1,8 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	16,733 кА <sup>2</sup> с	112 кА <sup>2</sup> с

Вибираємо ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1 :

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

$I_{СКВ.ін.} = 40$  кА,  $I_{СКВ} = 102$  кА,  $I_T = 40$  кА,

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

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

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

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	404,15 А	3200 А

Продовження таблиці 2.4

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	16,06 кА	120 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	36,57 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,06 кА	45/20 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	3,07 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 кА <sup>2</sup> ·с	303,75 кА <sup>2</sup> ·с

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

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	404,15 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	16,06 кА	120 кА
$I_{y\delta} \leq I_{СКВ}$	36,57 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,06 кА	45/20 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	3,07 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 кА <sup>2</sup> ·с	303,75 кА <sup>2</sup> ·с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,21 А	3150 А

Продовження таблиці 2.6

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	16,06 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	36,57 кА	45 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	16,06 кА	45/20 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	3,07 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 (кА) <sup>2</sup> ·с	303,75 (кА) <sup>2</sup> ·с

Вимикач МГГ-10-3150-45У3

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

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

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

## 2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

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

Таблиця 2.8 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку ВН			0,5	0,5	0,5
--	--	--	-----	-----	-----

Продовження таблиці 2.8

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сумарне струмове навантаження в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведено в таблицях 9 –12.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,48 А	50-600 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	44,855 кА	62-124кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	32,99 (кА) <sup>2</sup> ·с	162,5(кА) <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{Hном}$	1,25 Ом	4Ом

Обрано трансформатор струму ТВТ-110-1.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначимо опір приладів:

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

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

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25



$Z_{прил}$  – опір приладів, Ом;

$Z_K$  – опір контактів, Ом.

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

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

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

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

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

$F$  – перетин жил, мм<sup>2</sup>;

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

Загальна опір кола струму:

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

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

Трансформатор струму ТФЗМ-110-У1 відповідає умовам вибору.

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	404,15 А	2000А
$I_{y\delta} \leq I_{дин}$	36,567 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69 кА <sup>2</sup> ·с	74,42 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму на відхідну лінію

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	173,21 А	5-200 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	36,567 кА	250кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	38,69(кА) <sup>2</sup> ·с	74,42(кА) <sup>2</sup> ·с

Продовження таблиці 2.11

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

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

### Вибір трансформаторів напруги

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

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2

										Арк.
										27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ					

3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	І-675	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	І-673	3
7	Вольтметр	Э-378	2
8	Частотомір	Э-371	3

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

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-10-66.

Таблиця 2.13 – Розподіл вторинного навантаження між фазами

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

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

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми

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

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

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

Тоді:

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

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

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

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

Тоді:

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

Падіння напруги становить:

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

що становить 0,5 % і відповідає вимогам ПУЕ.

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС [10]. При цьому перетин шин має бути меншим 70 мм<sup>2</sup> (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довго допустимим струмом. При максимальному робочому струмі до 200 А вибираємо перетин 70 мм<sup>2</sup> з допустимим струмом 265 А мінімальний перетин, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

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

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

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

Так як розрахунковий перетин менший допустимого, для ошиновки РП 110 кВ вибираємо гнучкий сталевалюмінієвий кабель АС-70. Перетин підходить по умові термічної стійкості.

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

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

де  $l$  – довжина прольоту між ізоляторами  $l = 1,5 \text{ м}$ ;

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

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\gamma = \frac{b \cdot h^2}{12},$$

де  $b$  – товщина шини, см,

$h$  – ширина шини, см.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп},$$

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

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

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

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

$a = 0,5$  м – відстань між фазами.

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

Момент інерції поперечного перетину шини:

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

Момент опору шини:

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

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

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

що менше допустимого значення 75 МПА.

Частота власних коливань шини:

$$f_0 = \frac{173.2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{21333,33}{160}} = 1388,85 \text{ Гц},$$

що більше значення 200 Гц.

									Арк.
									31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ				

Перевірка шини по нагріванню. Інтеграл Джоуля:

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

що менше розрахованого значення 38,69 кА<sup>2</sup>с.

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2.6 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ

### і конструктивна частина

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

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

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

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

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

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



## 2.7 Заземлювальні пристрої підстанції

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

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

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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 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.

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

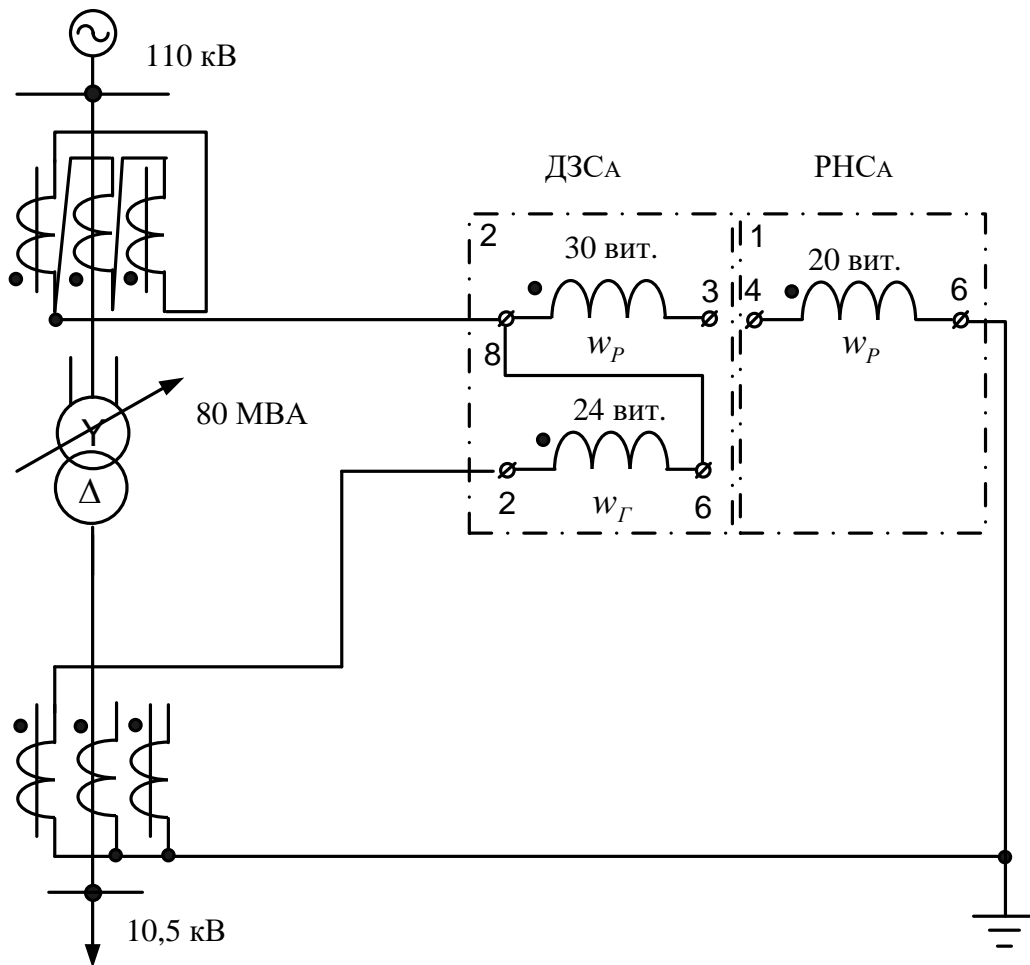


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

### 3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТДНЦ-80000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТДЦ-80000/110

Т – трансформатор;

									Арк.
									36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

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

80000 – номінальна потужність, кВ·А;

110 – клас напруги обмотки ВН, кВ;

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

Технічні характеристики трансформатора:

$$U_K = 10,5 \%,$$

$$\Delta P_K = 310 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_X = 70 \text{ кВт},$$

$$I_X = 0,6 \%,$$

$$U_B = 121 \text{ кВ},$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ},$$

$$\text{РПН} \pm 6 \times 2,5 \%,$$

$$K_3 = 0,576$$

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

У цьому пункті дано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТДЦ-80000/110 кВ потужністю 80 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.6) –  $R_T = 0,71 \text{ Ом}$ ,  $X_T = 19,2 \text{ Ом}$

$$R_{T1} = R_{T2} = 2R_T = 1,42 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 2X_T = 38,4 \text{ Ом.}$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$X_{с.макс} = X_{a2} + X_{m2} = 1,911 + 54,5 = 56,31 \text{ Ом}$$

$$X_{с.мін} = X_{с.макс} = 56,31 \text{ Ом}$$

$$X_{.мін} = X_{Т.ном} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 - 0,16)^2 = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{Т.макс} = X_{Т.ном} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 + 0,16)^2 = 54,3 \text{ Ом}$$

$$X_{В.мін} = X_{Т.мін} = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{В.макс} = X_{Т.макс} = 52,27 \text{ Ом}$$

Тоді:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{вс.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})} = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot (56,31 + 28,46)} = 0,8 \text{ кА}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{вс.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{в.макс})} = \frac{121}{2 \cdot (56,31 + 54,3)} = 0,52 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми

$$I_{номВН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 382,2 \text{ А}$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4404 \text{ А}$$

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

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 382,2 \text{ А}$$

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН

$$I_{с.з} = k_з \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,5 (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 800 = 311,22 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 311,22 А.

									Арк.
									38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

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	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	382,2	4404
Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Δ	Y
Коефіцієнт схеми	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_I$	600/5	5000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	4,57	3,47

Вторинні струми:

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

$$I_{В.НОМ_I} = \frac{382 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 4,57 \text{ А}, \quad I_{В.НОМ_{II}} = \frac{4404 \cdot 1 \cdot 5}{5000} = 4,4 \text{ А}$$

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	$I_{\text{ВДГ.НОМ.ОСН}} \leq I_{\text{НОМ.В.ОСН}}$	4,6	—

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{\text{ВДГ.РОЗР.НЕОСН}} =$ $= I_{\text{НОМ.В.НЕОСН}} \frac{I_{\text{ВДГ.НОМ.ОСН}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}$	—	$3,5 \cdot \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
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

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

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	$I_{НОМ.ВІД_{ТАВ}}$	–	4,25

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
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	$I_{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41



11	Номинальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{\text{відг.гальм.ном}}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	–	1	1

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

$$I_{\text{п.гальм.пoch}} = 0,5 I_{\text{ном}} \left( k_{\text{струмI}} \frac{I_{\text{відг.гальм.номI}}}{I_{\text{відг.гальм.розрI}}} + k_{\text{струмII}} \frac{I_{\text{відг.гальм.номII}}}{I_{\text{відг.гальм.розрII}}} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 382 \left( 1 \frac{5}{4,6} + 1 \frac{5}{4,47} \right) = 348,8 \text{ A}$$

де  $k_{\text{струмI}} = 1$ ,  $k_{\text{струмII}} = 1$  – коефіцієнти струморозподілу, відповідно для сторін I (110 кВ), II (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

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

$$= \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 \cdot 1 + \frac{3,5 - 3,6}{3,5} \right) \cdot 348,79 = 83,211 \text{ A}$$

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

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

$$I_{\text{с.з.мін}} \geq k_z I_{\text{нб.гальм.пoch}} = 1,5 \cdot 83,211 = 124,82 \text{ A};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

						БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			42

$$I_{с.з.мін} = 0,3 I_{ном} = 0,3 \cdot 382 = 94,9 \text{ A}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 124,82 \text{ A}$$

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

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \frac{U_{ср.ном}}{U_{номII}} k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = \frac{124,82 \cdot \frac{121}{121} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 0,5 \text{ A}$$

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

$$I_{нб.розр} = \left( k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{токII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = \left( 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \left| \frac{3,5 - 3,6}{3,6} \right| \right) \cdot 800 = 309,47 \text{ A}$$

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{гальм} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.n} \frac{I_{відв.гал.розр.n}}{I_{відв.гальм.ном.n}} - I_{*гальм.поч}} = \frac{1,5 \cdot \frac{309,47}{382} \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{800 \cdot 1}{382} \cdot \left( \frac{4,6}{5} + \frac{4,47}{5} \right) - 0,6} = 0,57$$

де  $I_{в.ном.осн}$ ,  $I_{від.ном.осн}$ ,  $I_{від.галь.розр.n}$ ,  $I_{від.гальм.ном.n}$  – значення струмів;

						БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
							43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

$I_{*гал.поч} = 0,6$  – 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:

$$I_{с.відс.розр} = k_3 \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 367,08 = 550,62 \text{ А},$$

де

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

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = \frac{550,62 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 2,208$$

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

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

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу)

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.n}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.n}^{(3)}}$$

При КЗ між фазами на стороні низької напруги:

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

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

									Арк.
									44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ				

### 3.4 Захист від надструмів при зовнішніх КЗ

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;

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 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);
- порт зв'язку RS 485 для підключення до локальної мережі.

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

## 4.Класифікація будівель і споруд щодо улаштування блискавкозахисту.

### 4.1. Визначення необхідності їх захисту від блискавки

Класифікація об'єктів визначається за небезпекою ударів блискавки для самого об'єкта і його оточення.

Безпосередня небезпечна дія блискавки – це пожежі, механічні пошкодження, травми та загибель людей і тварин, а також пошкодження електричного і електронного устаткування. Наслідками удару блискавки можуть бути вибухи і виділення небезпечних продуктів – радіоактивних і отруйних хімічних речовин, а також бактерій та вірусів.

Удари блискавки можуть бути особливо небезпечні для електронних систем.

Щодо блискавкозахисту об'єкти поділяються на звичайні та спеціальні.

*Звичайні об'єкти* (промислові підприємства, тваринницькі і птахівничі будівлі і споруди, житлові і адміністративні будівлі, універмаги, банки, страхові компанії, дошкільні установи, школи, лікарні, притулки для старих, музеї і археологічні пам'ятники, спортивні споруди тощо).

*Спеціальні об'єкти:*

– об'єкти, що становлять небезпеку для безпосереднього оточення (нафтопереробні підприємства, заправні станції, підприємства з виробництвом і зберіганням вибухових речовин);

– об'єкти, що становлять небезпеку для екології (хімічні заводи, атомні електростанції, біохімічні фабрики і лабораторії);

– об'єкти з обмеженою небезпекою (пожежонебезпечні підприємства, електростанції, підстанції і лінії електропередавання, засоби зв'язку);

– інші об'єкти (будови висотою вище 60 м, об'єкти, що будуються).

Необхідність виконання блискавкозахисту об'єкта від прямого удару блискавки (ПУБ) і його рівень блискавкозахисту (РБЗ) визначаються за таблицею 1 в залежності від можливо очікуваної кількості уражень об'єкта блискавкою за рік  $N$  і суспільного значення і тяжкості наслідків від дії блискавки.

Очікувана кількість уражень об'єкта блискавкою за рік  $N$  визначається за наступними формулами:

– для зосереджених споруд (димові труби, вежі, башти тощо)

$$N = 9\pi \cdot h_{об}^2 \cdot n \cdot 10^{-6}$$

– для будівель і споруд прямокутної форми

$$N = [(S + 6h_{об})(L + 6h_{об}) - 7,7h_{об}^2] \cdot n \cdot 10^{-6}$$

– для протяжного об'єкта довжиною  $L$  (лінії електропередавання, зв'язку тощо)

$$N = 6L \cdot h_{об}^2 \cdot n \cdot 10^{-6}$$

										Арк.
										47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

де  $h_{об}$  – найбільша висота об'єкта, м,  $L$  – довжина об'єкта, м;  $S$  – ширина об'єкта, м;  $n$  – густина ударів блискавки на  $1 \text{ км}^2$  земної поверхні за рік, визначена за даними метеорологічних спостережень в місці розташування об'єкта,  $1/\text{км}^2 \text{ рік}$ . Якщо дані спостережень відсутні  $n$  може бути приблизно розраховано за формулою

$$n = \frac{6,7 \times T_{гр}}{100}, \frac{1}{\text{км}^2 \cdot \text{рік}},$$

де  $T_{гр}$  - середня тривалість гроз у годинах, визначена за картами інтенсивності грозової діяльності (рисунок 4.1) або за середніми багаторічними (не менш 10 років) даними метеостанції, найближчої до місця знаходження об'єкта.

**Примітка.** Для будівель і споруд складної конфігурації в якості  $S$  і  $L$  розглядається ширина і довжина найменшого прямокутника, в який може бути вписана будівля або споруда в плані.

За бажанням замовника в проекті можуть бути закладені параметри струмів блискавки, надійність захисту від ПУБ такими, що перевищують надані в таблиці 4.1.

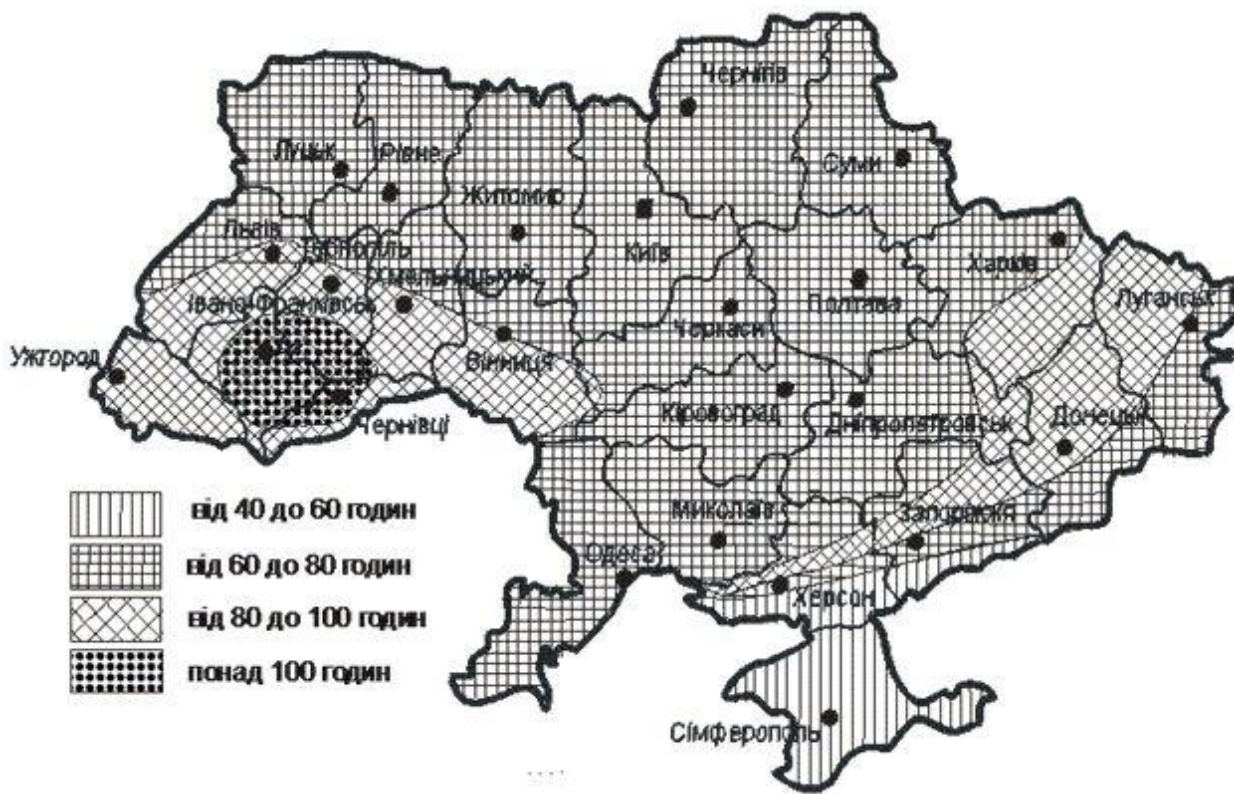


Рисунок 4.1 – Карта середньої тривалості гроз за рік у годинах для території України

Таблиця 4.1 – Визначення необхідності виконання блискавкозахисту об'єкта від ПУБ і його РБЗ

№ з/п	Об'єкт	Очікувана кількість уражень об'єкта за рік, за якою виконується блискавкозахист N, уражень/рік	Рівень блискавкозахисту
1	2	3	4
1	Будівлі і споруди або їх частини, приміщення яких відносяться* до зон класів 1 і 20	Незалежно від N	I
2	Будівлі і споруди або їх частини, приміщення яких відносяться* до зон класів 2 і 21	$N > 1$	I
		$N \leq 1$	II
3	Зовнішні установки, що створюють* зону класу 1	Незалежно від N	II
4	Будівлі і споруди або їх частини, приміщення яких відносяться* до зон класів П-I, П-II, П-IIa	Для будівель і споруд I і II ступеня вогнестійкості у разі $0,1 < N \leq 2$ і для III÷V ступеня вогнестійкості у разі $0,02 < N \leq 2$	II, III
		те саме, але у разі $N > 2$	II
5	Розташовані в сільській місцевості невеликі будови III – V ступенів вогнестійкості, приміщення яких відносяться* до зон класів П-I П-II, П-IIa	$N < 0,02$	IV
6	Зовнішні установки і відкриті склади, що створюють* зону класів П-III	$0,1 < N \leq 2$	III
		$N > 2$	II
7	Будівлі і споруди III, IIIa, IIIб, IV, V ступенів вогнестійкості, в яких відсутні приміщення, віднесені* до зон вибухо- і пожежонебезпечних класів	$0,1 < N \leq 2$	III
		$N > 2$	II
8	Будівлі і споруди з легких металевих конструкцій з горючим утеплювачем (IVa ступеня вогнестійкості), в яких відсутні приміщення, віднесені* до зон вибухо- і пожежонебезпечних класів	$0,02 < N \leq 2$	III
		$N > 2$	II
9	Невеликі будівлі III — V ступенів вогнестійкості, розташовані в	Для III, IIIa, IIIб, IV, V ступеня вогнестійкості у	IV



	сільській місцевості, в яких відсутні приміщення, що відносяться* до зон вибухо- і пожежонебезпечних класів	разі $N < 0,1$ і для IVa ступеня вогнестійкості у разі $N < 0,02$	
10	Будівлі обчислювальних центрів, а також будівлі в яких встановлено обладнання інформаційних технологій або будь-яке інше електронне обладнання, чутливе до атмосферних перешкод	Незалежно від N	I, II
11	Тваринницькі і птахівничі будівлі і споруди III – V ступенів вогнестійкості: для великої рогатої худоби і свиней на 100 і більше голів, для овець на 500 голів і більше, для птахів на 1000 голів і більше, для коней на 40 голів і більше	Незалежно від N	II, III
12	Димові і інші труби підприємств і котелень, башти і вежі всіх призначень заввишки 15 м і більше	Незалежно від N	III

1	2	3	4
13	Житлові і громадські будівлі, висота яких на 25 м і більше перевищує середню висоту навколишніх будівель у радіусі 400 м, а також окремі будівлі висотою більше 30 м, що віддалені від інших будівель більше ніж на 400 м	Незалежно від N	III
14	Окремо житлові і громадські будівлі в сільській місцевості, висотою більше 30 м	Незалежно від N	III
15	Громадські будівлі III—V ступенів вогнестійкості наступного призначення: дитячі дошкільні установи, школи і школи-інтернати, стаціонари лікувальних установ, спальні корпуси та їдальні установ охорони здоров'я і відпочинку, культурно-освітні і видовищні установи, адміністративні будівлі, вокзали, готелі, мотелі, кемпінги	Незалежно від N	III

16	Відкриті видовищні установи (зали для глядачів відкритих кінотеатрів, трибуни відкритих стадіонів тощо)	Незалежно від N	III
17	Будівлі і споруди, що є пам'ятниками історії, архітектури і культури (скульптури, обеліски тощо.)	Незалежно від N	III

\*Примітка. Згідно з НПАОП 40.1-1.32-01 і НАПБ В.01.056-2005/111

#### 4.2. Параметри струмів блискавки

У ДСТУ Б В.2.5-38:2008 передбачено чотири рівні блискавкозахисту (I, II, III, IV). Для кожного РБЗ встановлені максимальні (таблиці 34 – 37) і мінімальні (таблиця 38) фіксовані параметри струму блискавки. Імовірність того, що встановлені параметри струмів блискавки будуть відповідати параметрам природної блискавки наведені в таблиця 39.

Таблиця 4.2 – Параметри першого імпульсу струму блискавки

Параметр струму	РБЗ		
	I	II	III, IV
Максимум струму $I$ , кА	200	150	100
Тривалість фронту $T_1$ , мкс	10	10	10
Час напівспаду $T_2$ , мкс	350	350	350
Заряд в імпульсі $Q_{\text{сум}}$ , Кл	100	75	50
Питома енергії в імпульсі $W/R$ , МДж/Ом	10	5,6	2,5

Таблиця 4.3 – Параметри наступного імпульсу струму блискавки

Параметр струму	РБЗ		
	I	II	III, IV
Максимум струму $I$ , кА	50	37,5	25
Тривалість фронту $T_1$ , мкс	0,25	0,25	0,25
Час напівспаду $T_2$ , мкс	100	100	100
Середня крутість $a$ , кА/мкс	200	150	100

Таблиця 4.4 – Параметри тривалого струму блискавки в інтервалах між імпульсами

Параметри струму	РБЗ		
	I	II	III, IV
Заряд $Q_{\text{трив}}^*$ , Кл	200	150	100
Тривалість $T$ , с	0,5	0,5	0,5

\* $Q_{\text{трив}}$  - заряд, обумовлений тривалим протіканням струму в період між двома імпульсами струму блискавки.

Таблиця 4.5 – Параметри повного розряду блискавки

Параметр	РБЗ		
	I	II	III, IV
Повний заряд $Q_{\text{повн}}$ , Кл	300	225	150

Таблиця 4.6 – Мінімальні параметри струму блискавки і радіуси фіктивної сфери для прийнятих РБЗ

Показник	РБЗ			
	I	II	III	IV
Мінімальний струм $I$ , кА	3	5	10	16
Радіус фіктивної сфери $R$ , м	20	30	45	60

Таблиця 4.7 – Імовірність того, що прийняті параметри струму блискавки будуть відповідати параметрам природних блискавок

Імовірність того, що параметри струму блискавки	РБЗ			
	I	II	III	IV
будуть менші, ніж максимальні величини, наведені в таблиці 34 – 37	0,99	0,98	0,97	0,97
будуть більші, ніж мінімальні величини, наведені в таблиці 38	0,99	0,97	0,91	0,84

Максимальні значення параметрів струму блискавки використовуються для розрахунків перерізу провідників; товщини металевої покрівлі і корпусів резервуарів, які можуть мати контакт з блискавкою; номінального розрядного струму ПЗП; розділяючої відстані для запобігання небезпечного іскріння; визначення параметрів випробування системи блискавкозахисту або її окремих компонентів тощо.

Мінімальні значення амплітуди струму блискавки використовуються для встановлення радіуса фіктивної сфери, за допомогою якої може проводитись розрахунок блискавкоприймачів і визначатися зона блискавкозахисту .

### 4.3.Захист від прямих ударів блискавки

Система блискавкозахисту будівель або споруд включає захист від ПУБ - зовнішня блискавкозахисна система (БЗС) і захист від вторинних дій блискавки -

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

внутрішня БЗС. В окремих випадках блискавкозахист може містити тільки зовнішню БЗС або тільки внутрішню БЗС. В загальному випадку частина струмів блискавки протікає по елементах системи внутрішнього блискавкозахисту.

Зовнішня БЗС може бути відокремленою (ізолюваною) від споруди (блискавковідводи, що стоять окремо – стрижньові або тросові, а також сусідні споруди, що виконують функції природних блискавковідводів) або може бути встановлена на об'єкті, що захищається, і навіть може бути його частиною.

Захист від ПУБ спеціальних об'єктів, у нормальних технологічних режимах яких можуть знаходитися і утворюватися вибухонебезпечні концентрації газів (парів, пилу, волокна тощо), повинен виконуватися блискавковідводами, що стоять окремо. Віддаленність блискавковідводів, що стоять окремо від об'єкта, що захищається, і підземних металевих комунікацій визначаються галузевими нормативними документами.

За наявності на будівлях і спорудах спеціальних об'єктів прямих газовідвідних і дихальних труб для вільного відведення в атмосферу газів, пари і суспензій вибухонебезпечної концентрації в зону захисту блискавковідводів повинен входити простір над обрізом труб, обмежений півкулею радіусом 5 м.

Для газовідвідних і дихальних труб, обладнаних ковпаками або "гусаками", в зону захисту блискавковідводів повинен входити простір над обрізом труб, обмежений циліндром заввишки  $H_{np}$  і радіусом  $R_{np}$ :

– для газів важче від повітря за надлишкового тиску всередині установок:

а) менше 5,05 кПа (0,05 ат)  $H_{np} = 1$  м,  $R_{np} = 2$  м;

б) 5,05—26,25 кПа (0,05—0,25 ат)  $H_{np} = 2,5$  м,  $R_{np} = 5$  м;

– для газів легше від повітря за надлишкового тиску всередині установки:

а) до 25,25 кПа  $H_{np} = 2,5$  м,  $R_{np} = 5$  м;

б) понад 25,25 кПа  $H_{np} = 5$  м,  $R_{np} = 5$  м.

Не вимагається включати до зони захисту блискавковідводів простір над обрізом труб:

– у разі викиду газів невибухонебезпечної концентрації;

– за наявності азотного дихання;

– за наявності факелів, що постійно горять, і факелів, що підпалюються у момент викиду газів;

– для витяжних вентиляційних шахт, запобіжних і аварійних клапанів, викид газів вибухонебезпечної концентрації з яких здійснюється тільки в аварійних випадках.

Надійність захисту від ПУБ ( $P_z$ ) слід приймати:

0,99 ÷ 0,999 – для об'єктів I РБЗ ;

0,95 ÷ 0,99 – для об'єктів II РБЗ ;

0,9 ÷ 0,95 – для об'єктів III РБЗ ;

не нижче ніж 0,85 – для об'єктів IV РБЗ.

										Арк.
										53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

#### 4.4. Зовнішня блискавкозахисна система

Зовнішня БЗС в загальному випадку складається з блискавкоприймачів, струмовідводів і заземлювачів. У разі спеціального виготовлення їх матеріал і розміри повинні задовольняти вимогам таблиця 40.

Таблиця 4.8 – Матеріал і мінімальні перерізи елементів зовнішньої БЗС

Рівень захисту	Матеріал	Переріз, мм <sup>2</sup>		
		блискавкоприймача	струмовідводу	заземлювача
I-IV	Сталь	50	50	100
I-IV	Алюміній	70	25	Не застосовується
I-IV	Мідь	35	16	50

**Примітка.** Вказані значення можуть бути збільшені в залежності від підвищеної корозії або механічних дій.

Опори стрижневих блискавковідводів повинні бути розраховані на механічну міцність як конструкції, що стоять вільно, а опори тросових блискавковідводів – з урахуванням натягу троса і дії на нього навантаження вітру та ожеледиці. Опори блискавковідводів, що стоять окремо, можуть виконуватися із сталі будь-якої марки, залізобетону або дерева відповідно до проведених розрахунків.

#### Блискавкоприймачі

Блискавкоприймачі можуть бути спеціально встановленими, у тому числі на об'єкті, або їх функції виконують конструктивні елементи об'єкта, що захищається; в останньому випадку вони називаються природними блискавкоприймачами.

Блискавкоприймачі можуть складатися з довільної комбінації таких елементів: стрижнів, натягнутих дротів (тросів), сітчастих провідників (сіток).

Для звичайних об'єктів як природні блискавкоприймачі можуть розглядатися такі конструктивні елементи будівель і споруд:

- а) металеві покрівлі об'єктів, що захищаються, за умови, що:
- електрична неперервність між різними частинами забезпечена на довгий термін;
  - товщина металу покрівлі є не меншою за величину  $t$ , яку наведено в таблиці 9, якщо необхідно захистити покрівлю від пошкодження або пропалу;
  - товщина металу покрівлі складає не менше 0,5 мм, якщо її не обов'язково захищати від пошкоджень і немає небезпеки займання спалимих матеріалів, що знаходяться під покрівлею;
  - покрівля не має ізоляційного покриття. При цьому невеликий шар антикорозійної фарби або шар 0,5 мм асфальтового покриття, або шар 1 мм пластикового покриття не вважаються ізоляцією;
  - неметалеві покриття на/або під металевою покрівлею не виходять за межі об'єкта, що захищається;
- б) металеві конструкції даху (ферми, з'єднана сталева арматура);

									Арк.
									54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

в) металеві елементи типу водостічних труб, прикрас, огорож по краю даху тощо, якщо їх переріз не менше значень, визначених для звичайних блискавкоприймачів;

г) технологічні металеві труби і резервуари, якщо вони виконані з металу товщиною не менше 2,5 мм і проплавлення або пропал цього металу не приведе до небезпечних або недопустимих наслідків;

д) металеві труби і резервуари, якщо вони виконані з металу завтовшки не менше значення  $t$ , наведеного в таблиці 41, і якщо підвищення температури з внутрішньої сторони об'єкта в точці удару блискавки не являється небезпечним.

Таблиця 4.9 – Товщина покрівлі, труби або корпусу резервуара, виконуючих функції природного блискавкоприймача

Рівень захисту	Матеріал	Товщина $t$ , мм, не менша,
I-IV	Залізо	4
I-IV	Мідь	5
I-IV	Алюміній	7

### Струмовідводи

З метою зниження імовірності виникнення небезпечного іскріння струмовідводи необхідно розташовувати таким чином, щоб між точкою ураження і землею:

- струм розтікався декількома паралельними шляхами;
- довжина цих шляхів була обмежена до мінімуму\*.

Якщо блискавкоприймач складається зі стрижнів, встановлених на окремих опорах (або одній опорі), на кожному опорі повинен бути передбачений мінімум один струмовідвід.

Якщо блискавкоприймач складається з окремих горизонтальних дротів (тросів) або з одного дроту (троса), на кожному кінці троса потрібен мінімум один струмовідвід.

Якщо блискавкоприймач є сітчастою конструкцією, підвішеною над об'єктом, що захищається, на кожному її опорі потрібно не менше одного струмовідводу. Загальна кількість струмовідводів повинна бути не менше двох.

Струмовідводи слід розташовувати по периметру об'єкта, що захищається, так, щоб середня відстань між ними була не менше значень, наведених у таблиці 42.

Струмовідводи слід з'єднувати горизонтальними поясами поблизу поверхні землі і через кожні 20 м по висоті будівлі.\*\*

Таблиця 4.10 – Середні відстані між струмовідводами залежно від рівня захищеності

Рівень захисту	Середня відстань, м
I	10
II	15
III	20
IV	25

Струмовідводи слід розташовувати рівномірно по периметру об'єкта, що захищається. По можливості їх прокладають поблизу кутів будівель.

Неізольовані від об'єкта струмовідводи слід прокладати таким чином:

– якщо стіна виконана з негорючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені на поверхні стіни або проходити в стіні;

– якщо стіна виконана з горючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені безпосередньо на поверхні стіни так, щоб підвищення температури при протіканні струму блискавки не являло небезпеки для матеріалу стіни;

– якщо стіна виконана з горючого матеріалу і підвищення температури струмовідводів являє для неї небезпеку, струмовідводи повинні розташовуватися так, щоб відстань між ними і об'єктом, що захищається, завжди перевищувала 0,1 м. Металеві скоби для кріплення струмовідводів можуть бути у контакті зі стіною.

Не слід прокладати струмовідводи у водостічних трубах. Струмовідводи, які прокладаються по зовнішніх стінах будівель слід розміщувати не ближче ніж 3 м від входів або в місцях недоступних для дотику людей.

Природними струмовідводами слід вважати такі конструктивні елементи будівель:

а) металеві конструкції за умови, що:

– електрична неперервність між різними елементами є довговічною;

– вони мають не менший переріз ніж потрібно для спеціально передбачених струмовідводів (див. таблиця 40);

б) металевий каркас будівлі або споруди;

в) з'єднана між собою сталева арматура будівлі або споруди;

г) частини фасаду, профільовані елементи і опорні металеві конструкції фасаду за умови, що їх переріз відповідає вимогам таблиця 8, що відносяться до струмовідводів, а їх товщина складає не менше 0,5 мм.

Вважається, що металева арматура залізобетонних будівель забезпечує електричну неперервність, якщо вона задовольняє наступним умовам:

– приблизно 50% з'єднань вертикальних і горизонтальних стрижнів виконано зварюванням або мають жорсткий зв'язок (болтове кріплення, в'язання дротом);

– електрична неперервність забезпечена між сталевією арматурою різних наперед заготовлених бетонних блоків і арматурою бетонних блоків, підготовлених на місці.

											Арк.
											56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ						

Примітки.

\*Струмівідводи прокладаються по прямих і вертикальних лініях так, щоб шлях до землі був найкоротшим.

\*\*Якщо металеві каркаси будівлі або сталева арматура залізобетону використовуються як струмівідводи, то прокладання горизонтальних поясів не потрібне.

### **Заземлювачі**

Для захисту від ПУБ слід, як правило, використовувати природні заземлювачі – металеві і залізобетонні конструкції будівель, споруд, зовнішніх установок, опор блискавковідводів, що стоять окремо, тощо, які перебувають у контакті з землею, у тому числі залізобетонні фундаменти в неагресивних, слабо агресивних і середньо агресивних середовищах за умови забезпечення неперервного електричного зв'язку по їх арматурі і приєднання її до закладних деталей за допомогою зварювання.

Бітумні і бітумно-латексні покриття не є перешкодою для такого використання фундаментів. В сильно агресивних середовищах, де захист залізобетону від корозії виконується полімерними матеріалами, а також у разі вологості ґрунту менш ніж 3% використовувати залізобетонні фундаменти як заземлювачі блискавкозахисту не допускається. Не слід також використовувати як заземлювачі залізобетонні конструкції з попередньо напруженою арматурою.

Для блискавковідводів I і II РБЗ, що стоять окремо, доцільно використовувати наступні конструкції природних заземлювачів:

– один (і більше) залізобетонний підніжник за розмірами не меншими ніж 2,2 м – довжиною, 0,4 м × 0,4 м – у верхній (надземній) частині і 1,8 м × 1,8 м у нижній (підземній) частині, заглиблений у землю не менше ніж на 2 м;

– одна (і більше) залізобетонна свая або опора діаметром не менше ніж 0,25 м, заглиблена в землю не менше ніж на 5 м;

– залізобетонний фундамент довільної форми з площиною контакту з землею не менше ніж 10 м<sup>2</sup>.

У разі неможливості використання природних заземлювачів для блискавковідводів, що стоять окремо, використовуються наступні штучні заземлювачі:

– для I і II РБЗ – заземлювач, який складається з трьох і більше вертикальних електродів довжиною не менше ніж 3 м, об'єднаних горизонтальним електродом і відстанню між ними не менше ніж 3 м;

– для III РБЗ – заземлювач, який складається мінімум з двох вертикальних електродів довжиною не менше ніж 3 м, об'єднаних горизонтальним електродом і відстанню між ними не менше ніж 3 м;

– для IV РБЗ – заземлювач, який складається з одного вертикального або горизонтального електрода довжиною 2÷3 м, прокладеним на глибині не менше ніж 0,5 м.

У разі неможливості використання природних заземлювачів для блискавковідводів, які мають блискавкоприймачі із сіток або металевої покрівлі,

						БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			57



по периметру будівлі або споруди слід прокладати в землі на глибині не менше ніж 0,5 м зовнішній контур із штучних горизонтальних заземлювачів.

В ґрунтах з еквівалентним питомим опором  $\rho \leq 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  у разі площі будівлі менше  $250 \text{ м}^2$  до цього контуру в місцях приєднання струмовідводів для I і II РБЗ приварюються по одному вертикальному або горизонтальному променевому електроду довжиною  $2\div 3 \text{ м}$ .

В ґрунтах з еквівалентним питомим опором  $500 < \rho \leq 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  у разі площі будівлі менше  $900 \text{ м}^2$  до зовнішнього контуру з горизонтальних електродів в місцях приєднання струмовідводів для I і II РБЗ слід приварити не менше двох вертикальних або горизонтальних променевих електродів довжиною  $2\div 3 \text{ м}$  на відстані  $3\div 5 \text{ м}$  один від одного, а в місцях приєднання струмовідводів для III РБЗ слід приварити по одному вертикальному або горизонтальному променевому електроду довжиною  $2\div 3 \text{ м}$ .

Штучні заземлювачі слід розміщувати під асфальтовим покриттям на відстані не менше 1 м від стін або в місцях, в яких звичайно не перебувають люди (на газонах, на відстані до 5 м і більше від ґрунтових проїжджих і пішохідних доріг).

У всіх випадках, за винятком використання блискавковідводу, що стоїть окремо, заземлювач блискавкозахисту слід суміщати із заземлювачами електроустановок і засобів зв'язку. Якщо ці заземлювачі повинні бути розділені за будь-якими технологічними міркуваннями, їх слід об'єднати в загальну систему за допомогою системи зрівнювання потенціалів, відповідно ДБН В.2.5-27-2006 або ПУЕ: 2006.

З'єднання в системі блискавкозахисту слід виконувати зварюванням, паянням, допускається також вставка в затискний наконечник або болтове кріплення.

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Висновки

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» вибрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, основні силові трансформатори перевірені за графіком навантаження підстанції, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту трансформатора.

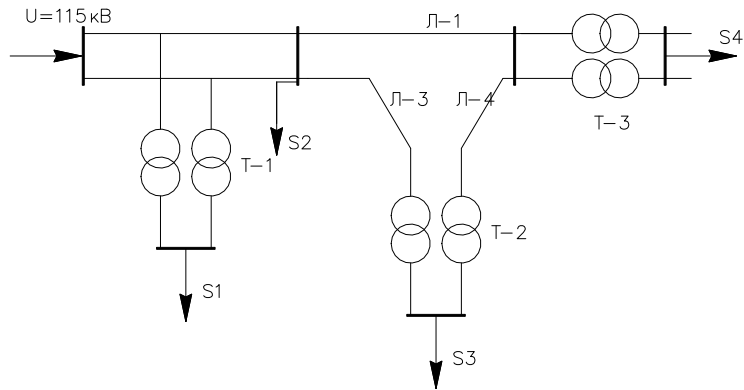
У розділі «Класифікація будівель і споруд щодо улаштування блискавкозахисту» розглянуті питання класифікації будівель і споруд та влаштування їх блискавкозахисту.

					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Література

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Высшая школа, 1989, 592с.
2. Электротехнический справочник в 3-х томах. Т. 3, кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии. За заг. ред. професорів МЕІ Герасимова В. Г., Грудинская П. Г., Жукова Л.А. та ін. - 6-е вид., М., энергоіздат, 1982, 656с.
3. Методичні вказівки до виконання курсового проекту під ред. Лебединського І. Л.
4. Электротехнический справочник в 3-х т. Т. 2. Электротехнические приборы / За заг. ред. проф. МЕІ Герасимова В. Г., Грудинская П. Г., Жукова Л.А. та ін. - 6-е вид., М., энергоіздат, 1981 - 640 с.
5. Афанасьев В.В. и др. Трансформаторы тока. - Л.: Энергия, 1980. - 344 с.
6. Димків А.М., Кибель В. М., Тишенин Ю.В. Трансформаторы напряжения. М.: Энергия, 1975. - 202 с.
7. Электротехнический справочник (в трех томах) за редакцією В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинського, И.Н. Орлова й ін. - М.: Энергоіздат, 1981 р.
8. Учебное пособие по курсу "Основы релейной защиты электрических систем" - Мариуполь 2001.
9. Руководящие указания по релейной защите. Вып.13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 - 500 кВ. Схемы М.: Энергоіздат, 1985.
10. Руководящие указания по релейной защите. Вып.13В. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. М.6 Энергоіздат, 1985.
11. Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. - Харьков, Форт, 2014. - 782 с.
12. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 2002. - 280 с.
13. Вороничкин В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В.Н. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 368 с.
14. Будзко И.А., Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. - М.: Агропромиздат, 1985. - 320 с.

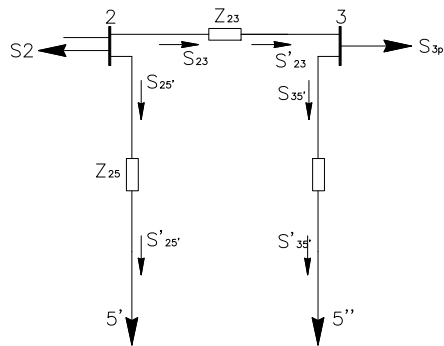
					БР.5.141.830.ПЗ.ЕТ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Однолінійна електрична схема з'ясування мереж?

Лінійна довжина лінії, км	л-1 60	л-2 40	л-3 15	л-4 15
Марка і переріз проводу	АС-185С-240С-150С-150			
Навантаження	S-1 30+j30	S-2 40+j20	S-3 20+j10	S-4 10+j5

Лінійна довжина лінії, км	л-1 60	л-2 40	л-3 15	л-4 15
Марка і переріз проводу	АС 185/23АС 240/33АС 150/24АС 150/24			
параметри проводу				
R <sub>о</sub> , Ом/100 км	16,2	12	19,8	19,8
X <sub>о</sub> , Ом/100 км	41,3	40,5	42	42
B <sub>о</sub> , Ом/100 км	2,75·10 <sup>-4</sup>	2,81·10 <sup>-4</sup>	2,7·10 <sup>-4</sup>	2,7·10 <sup>-4</sup>



Точка поточкорозподілу потужностей.

Розрахункові значення напруг в вузлах мереж та потужностей

Нормальний режим роботи мереж?									
S <sub>із</sub> , MBA	S <sub>2х</sub> , MBA	S <sub>3х</sub> , MBA	S <sub>4х</sub> , MBA	S <sub>5х</sub> , MBA	S <sub>6х</sub> , MBA	S <sub>7х</sub> , MBA	S <sub>8х</sub> , MBA	S <sub>9х</sub> , MBA	S <sub>10х</sub> , MBA
79,91+ j41,11	17,6+ j8,236	7,26+ j1,736	12,91+ j8,12	10,066+ j5,796	20,1+ j11,176	60,312+ j36,42			
U <sub>1</sub> , кВ	U <sub>2</sub> , кВ	U <sub>3</sub> , кВ	U <sub>4</sub> , кВ	U <sub>5</sub> , кВ	U <sub>6</sub> , кВ	U <sub>7</sub> , кВ	U <sub>8</sub> , кВ	U <sub>9</sub> , кВ	U <sub>10</sub> , кВ
175	106,5	104,25	9,59	105,66	9,92	9,63			

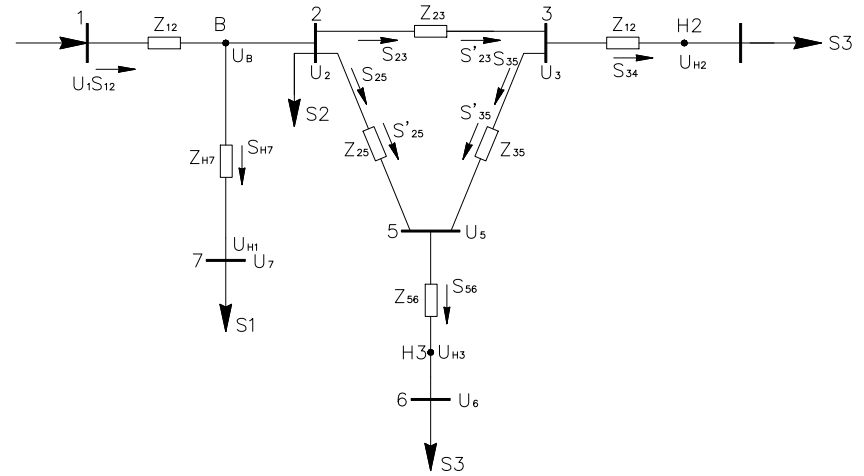


Схема зам'ящення мереж?

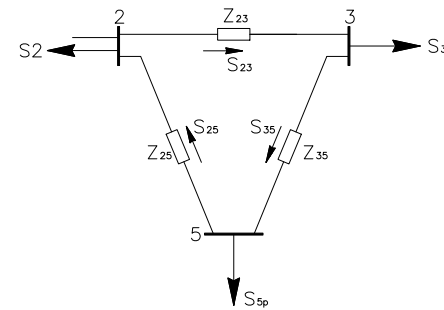
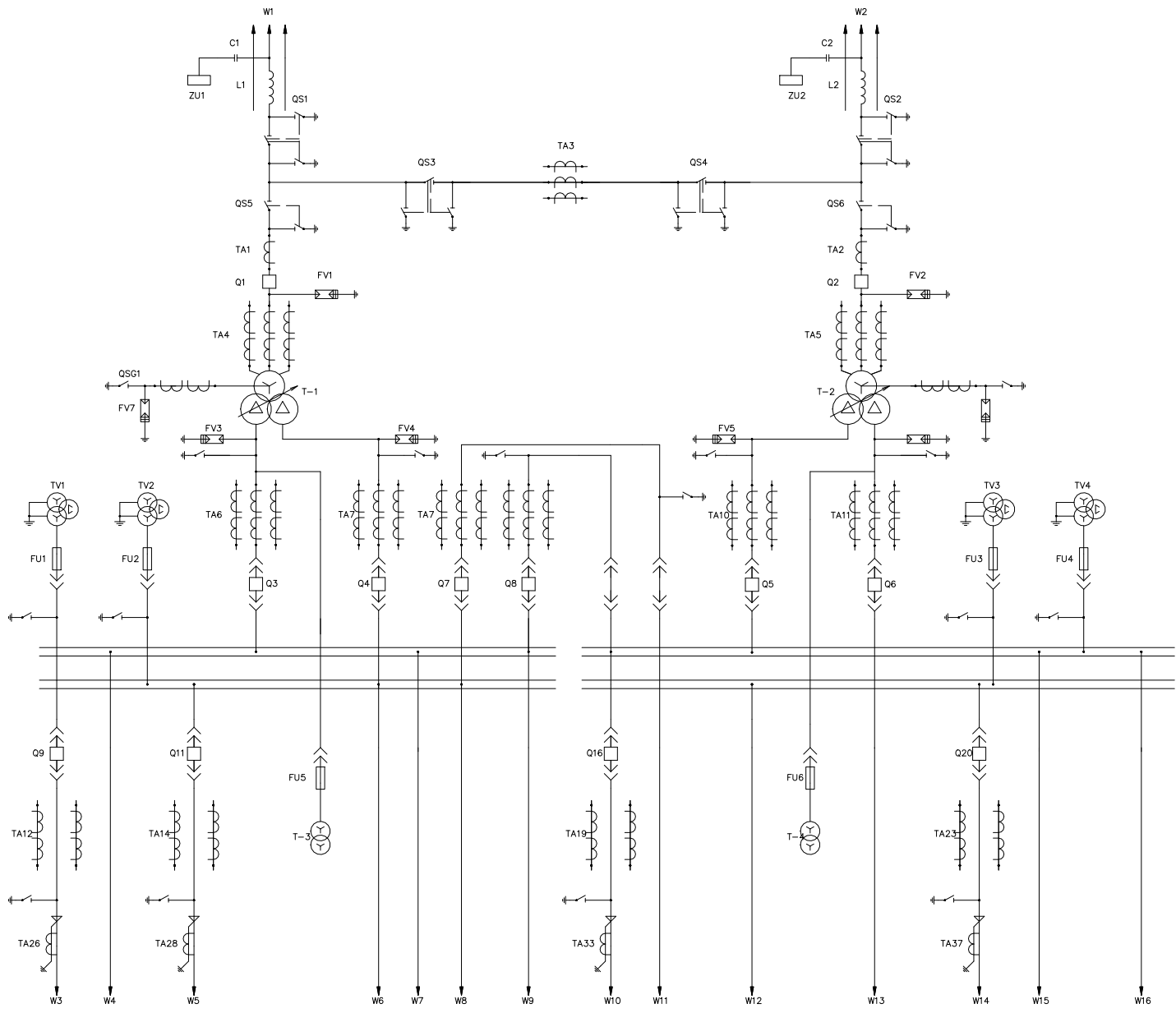


Схема зам'ящення для розрахунку потужностей в замкнутому контурі?

БР.5.141.830 ГЧ.ЕТ													
Зм. Арх.	?	докум.	П'яниц	Домс	Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж					Літ.мерс	Вава	Маштаб	
Розробл.	Пилипенко									у			
Кер.б.в.н.	Вітків	Г.П.									Арх.ш.1	Арх.ш.2	2
Т.контр.													
Н.контр.													
Зам.верс.													
										СУМ ДУ Етпн-51			
										П			



Перелік обладнання

Форм. Зона	Поз	Позначення	Надменування	К-ть	Прим.
	1	T1, T2	Трансформатор силової ТРДН 4000/110	2	
	2	C1, C2	Конденсатор зв'язу	2	
	3	L1, L2	Високоємнісний розподільчий апарат	2	
	4	QS1, QS2, QS3, QS4	Вибір'яний апарат встановлення	4	
	5	QS5, QS6	Вибір'яний апарат встановлення	2	
	6	Q1, Q2	Вибір'яний апарат встановлення	2	
	7	TA1, TA2, TA3	Трансформатор струму	3	
	8	TA4, TA5	Трансформатор струму	6	
	9	FV1, FV2	Вентильний	8	
	10	FV3-FV6	Вентильний РВП-10	4	
	11	FV7, FV8	Вентильний	12	
	12	QSG1, QSG2	Землітель	2	
	13	TA6-TA11	Трансформатор струму ТШЛ-10У3	18	
	14	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2	
	15	Q3 - Q6	Вимикач ВМ-15-10-40/3150-У2	4	
	16	Q7, Q8	Вимикач ВВ/ТЕЛ-10-31,5/1600-У2	2	
	17	FU1-FU6	Запобіжник ПКН 001-10 У1	6	
	18	TV1-TV4	Трансформатор струму ЗНОЛ 06-10У3	4	
	19	Q9-Q22	Вимикач ВВ/ТЕЛ-10-31,5/360-У2	14	
	20	TA12-TA25	Трансформатор струму	28	
	21	TA26-TA37	Трансформатор струму ТПЛ-10-У3	14	
	22	ZU1-ZU2	Фільтр приєднання ОФП	2	

БР.5.141.830 ГЧ.ЕТ

Зм. Арх.	Розробив	Проєктант	Перевірив	Договір	Розрахунок електричної мережі	П'ятнадцять	Вава	Маштоб
Керівник	Проєктант	Перевірив	Договір	Розрахунок електричної мережі	П'ятнадцять	Вава	Маштоб	
Н.контр.	Проєктант	Перевірив	Договір	Розрахунок електричної мережі	П'ятнадцять	Вава	Маштоб	
Замовник	Проєктант	Перевірив	Договір	Розрахунок електричної мережі	П'ятнадцять	Вава	Маштоб	

Понижувальна п'ятнадцять 110/10

СУМ ДУ Етпн-51

КВ