

Міністерство освіти і науки України  
Сумський державний університет  
Факультет електроніки та інформаційних технологій  
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту  
Зав. кафедри електроенергетики  
\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2022 р.

## **МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

на тему:

« Розрахунок параметрів та вибір обладнання ПС Ворожба 35/10 кВ »

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ.м-11	_____ А. В. Давиденко
Керівник, к.ф.-м.н, доцент	_____ М. В. Петровський
Консультант	
з економічної частини, к.е.н., доцент	_____ О. М. Маценко
Нормоконтроль	_____ М. А. Никифоров

Суми – 2022

Сумський державний університет  
Факультет електроніки та інформаційних технологій  
Кафедра електроенергетики  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

” \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2022 р.

### ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента

Давиденка Андрія Вікторовича

1. Тема магістерської роботи: «Розрахунок параметрів та вибір обладнання ПС Ворожба 35/10 кВ»

затверджена наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2. Термін здачі студентом завершеної роботи 12.12.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи: 1. Розташування підстанції та тип ґрунту. 2. Однолінійна схема нормального режиму ПС 110/35/10 кВ «Ворожба». 3. Технічні дані силових трансформаторів.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити, основні розділи зі змісту):

Вступ; Основна частина; Охорона праці; Економічна частина; Висновок; Список використаної літератури; Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу:

1. Однолінійна схема ПС «Ворожба» до модернізації; 2. План розташування силового обладнання ПС «Ворожба». 3. Схема релейного захисту ПС «Ворожба».

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Економічна частина	Маценко О. М.		

7. Дата видачі завдання 12.09.2022 р.

Керівник роботи \_\_\_\_\_ М. В. Петровський

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ А.В. Давиденко

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи
1.	Перевірка силового трансформатора	13.09 – 25.09
2.	Розрахунок струмів короткого замикання підстанції	26.09 – 05.10
3.	Вибір високовольтного обладнання	06.10 – 20.10
4.	Розрахунок зони захисту блискавковідводів	21.10 – 10.11
5.	Охорона праці	11.11 – 15.11
6.	Економічна частина	16.11 – 20.11
7.	Оформлення креслень та пояснювальної записки	21.11 – 30.11

Студент-дипломник \_\_\_\_\_ А.В. Давиденко

Керівник роботи \_\_\_\_\_ М. В. Петровський

## РЕФЕРАТ

с. 74, рис. 11, табл. 29, додатків 3, джерел 25.

**Бібліографічний опис:** Давиденко А. В. Розрахунок параметрів та вибір обладнання ПС «Ворожба» 35/10 кВ. [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А. В. Давиденко; наук. керівник М. В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2022. – 74 с.

### **Ключові слова:**

трансформаторна підстанція, комплектний розподільчий пристрій, вакуумний вимикач, роз'єднувач, струм, напруга, коротке замикання (КЗ), обмеження перенапруг, розрахунок, ізолятор;

Трансформаторная подстанция, комплектное распределительное устройство, вакуумный выключатель, разъединитель, ток, напряжение, короткое замыкание (КЗ), ограничения перенапряжений, расчет, изолятор;

Transformer substation, complete switchgear, vacuum switch, disconnecter, current, voltage, short circuit, overvoltage limitation, calculation, insulator.

### **Короткий огляд:**

В магістерській роботі проведено розрахунок електричних параметрів та вибір основного обладнання понижувальної підстанції. Розраховано параметри для вибору основного високовольтного обладнання електричної підстанції за нормальними та аварійними режимами роботи; розраховано струми короткого замикання. Обрано силове високовольтне обладнання. Розраховано релейний захист силового трансформатора.

Проведено розрахунок висоти блискавковідводів, їх розташування та зони захисту блискавковідводів на відповідність нормативним документам. Проведено розрахунок заземлюючого контуру ПС «Ворожба» та перевірено результуючий опір заземлюючого контуру.

Проведено економічний розрахунок терміну окупності силового обладнання, а саме силового трансформатора.

					MP 3.8.141.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		3

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВВ – високовольтний вимикач  
ВН – сторона високої напруги  
КЗ – коротке замикання  
ККД – коефіцієнт корисної дії  
КТП – комплектна трансформаторна підстанція  
КУ – конденсаторна установка  
НН – сторона низької напруги  
ПЗ – пристрій заземлення  
ПС – підстанція  
СРШ – силова розподільна шафа  
ТП – трансформаторна підстанція  
ТС – трансформатор струму  
ВРП – відкритий розподільчий пристрій  
ЗРП – закритий розподільчий пристрій  
АВР – автоматичний ввід резерву  
ГОСТ – державний стандарт  
ШОС – шафа оперативного струму  
ГЩУ – головний щит управління  
ПУЕ – Правила улаштування електроустановок  
СНіП – будівельні норми і правила  
РЗА – релейний захист автоматики  
РП – розподільчий пристрій  
РПН – регулювання напруги під навантаженням  
ЛЕП – лінія електропередачі.

					MP 3.8.14.1.4.19 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	8
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	9
1.1 Аналіз режиму роботи підстанції. Загальні відомості .....	9
1.2 Перевірка роботи силового трансформатора .....	11
1.2.1 Аналіз навантажень ПС "Ворожба" .....	12
1.3 Розрахунок струмів короткого замикання.....	17
1.3.1 Розрахунок опорів схеми заміщення.....	18
1.3.2 Розрахунок періодичної складової СКЗ.....	18
1.3.3 Розрахунок ударного струму .....	18
1.3.4 Розрахунок аперіодичної складової СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача .....	19
1.3.5 Розрахунок інтеграла Джоуля.....	19
1.4 Вибір комутаційного та захисного обладнання .....	19
1.4.1 Вибір обладнання на стороні 35 кВ .....	19
1.4.1.1 Вибір вимикача 35 кВ.....	20
1.4.1.2 Вибір трансформатора струму .....	20
1.4.1.3 Вибір трансформатора напруги.....	21
1.4.1.4 Вибір роз'єднувача .....	21
1.4.2 Вибір обладнання на стороні 10 кВ .....	22
1.4.2.1 Вибір вимикача 10 кВ.....	23
1.4.2.2 Вибір трансформатора струму .....	25

					<i>МР 3.8.14.1.4.19 ПЗ</i>						
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	Розрахунок параметрів та вибір обладнання ПС Ворож- да 35/10 кВ						
Розроб.	Давиденко								Лист.	Аркуш	Аркушів
Перевір.	Петровський								5	74	
Реценз.									<i>СумДУ ЕТ.м-11</i>		
Н. Контр.	Никифоров										
Затверд.	Лебединський										

1.4.2.3	Вибір трансформатора напруги.....	25
1.4.2.4	Вибір роз'єднувача 10 кВ.....	26
1.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП).....	27
1.5.1	Вибір ошиновки РП 35 кВ.....	27
1.5.2	Вибір ошиновки РП 10 кВ.....	28
1.6	Компонування розподільних пристроїв.....	31
1.6.1	Компонування розподільних пристроїв 35 кВ і конструктивна частина	31
1.6.2	Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	31
1.7	Вибір трансформатора власних потреб .....	32
1.8	Розрахунок релейного захисту трансформатора.....	33
1.8.1	Вихідні дані до розрахунку .....	33
1.8.2	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту	35
1.8.3	Вибір уставок реле ДЗТ .....	36
1.9	Розрахунок струмового захисту ліній 10 кВ .....	38
1.9.1	Постановка завдання.....	38
1.9.2	Вихідні дані.....	38
1.9.3	Розрахунок струмів кз .....	40
1.9.4	Вибір трансформатора струму та визначення коефіцієнтів чутливості захисту .....	41
1.9.5	Вибір запобіжника та побудова його час-струмової характеристики .....	44
1.9.6	Побудова карти селективності захисту .....	46

1.9.7	Розрахункова перевірка трансформаторів струму.....	49
2	РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	51
2.1	Охорона праці в енергетиці.....	51
2.2	Охорона праці на підстанції 35/10 кВ.....	53
2.3	Розрахунок блискавкозахисту на підстанції ПС «Ворожба» .....	55
2.3.1	Вихідні дані.....	56
2.3.2	Визначення зони захисту блискавковідвід.....	56
2.3.2.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2.....	56
2.3.2.2	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4.....	57
2.3.2.3	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3.....	57
2.3.2.4	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4.....	58
2.3.2.5	Висновок.....	58
2.4	Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції .....	59
2.4.1	Постановка завдання.....	59
2.4.2	Рішення.....	60
3	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	62
3.1	Теоретична частина.....	62
3.2	Розрахункова частина .....	64
3.3	Висновок .....	67
	ВИСНОВОК.....	68
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	69
	ДОДАТОК А.....	72

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7



## ВСТУП

На даний момент Україна перебуває у складному економічному становищі, що сильно відбивається на енергетиці в цілому. У зв'язку з переходом України до ринкових відносин виникло багато ускладнень і вони не обійшли енергетику. Для економічного використання електричного устаткування, зокрема силових трансформаторів установлюваних на ПС, необхідно робити більш точні розрахунки; компоувати так споживачів, щоб навантаження розподілилося рівномірно протягом дня. Необхідний більш точний облік електроенергії перетворень на ПС. Зважаючи на моральну та фізичну застарілість обладнання, дефектні акти, що складені при огляді обладнання, прийнято рішення провести реконструкцію підстанції.

Повна реконструкція підстанції, зважаючи на обсяги необхідних робіт, буде проводитися в декілька етапів. Це надасть можливість заживити всіх споживачів на час ремонту – за резервними схемами. В процесі проектування реконструкції підстанції взято до уваги прогрес в галузі енергетики, використано новітні розробки електроенергетичних об'єктів які є необхідністю в сьогоденних реаліях: вакуумні і елегазові вимикачі замість масляних, полімерні обмежувачі перенапруги замість фарфорових, і т.д. Ці пристрої мають більшу вартість, забезпечують однак і більшу надійність, гнучкість і в цілому частіше виявляються кращими у роботі та використанні їх на підстанціях. Також, використання новітнього обладнання, дає можливість уникнути браку виробництва та непередбачених аварійних ситуацій.

Також, в процесі реконструкції та заміни обладнання на нове буде реалізовано системи автоматичного контролю та регулювання основних якісних характеристик електроенергії, нове обладнання зможе працювати більш стабільно, зменшиться кількість аварійних відключень, зменшиться термін ремонтних відключень, тим самим зменшиться недовипуск електроенергії споживачам, що в свою чергу зменшить термін окупності проекту.

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

# 1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 1.1 Аналіз режиму роботи підстанції. Загальні відомості

Для розрахунку дипломного проекту обрано підстанцію 35/10 кВ «Ворожба», що знаходиться в Сумській області, яка показана на рис. 1.1.

Дана підстанція живить містечко Ворожба та околиці міста. ПС споруджена у сільській місцевості та має відкриту розподільчу установку 35 кВ та закриту розподільчу установку 10 - кВ. Тип підстанції – тупикова. Живлення ПС забезпечується однією лінією (ЛЕП) «Сільгосптехніка» з відгалуженням «Елеватор».

Живлення приходить на зовнішній розподільний пристрій (ЗРП) 35 кВ. Даний пристрій складається із однієї секції шин, від якої живляться дві лінії із силовими трансформаторами потужністю 4 МВА типу (ТМН – 4000/35), рис. 1.1. На даних лініях на високій стороні знаходяться в/ч обробка фази С та А типу (СМР-55/3), лінійний роз'єднувач типу (РЛНД-2-35/600), масляний вимикач потужності типу (С-35М-630-10) та розрядник типу РВС-35. На низькій лінії трансформатора знаходяться трансформатор струму ТПЛ-10 із коефіцієнтом трансформації (200/5) та масляний вимикач типу ВМГ-133-630-20.

Розподільча установка 10 кВ складається із 2 секцій шин. Живлення кожної секції забезпечується окремо від силових трансформаторів відповідно. На випадок аварійного відключення одного із трансформаторів або в разі планового відключення для ремонту одного із трансформаторів живлення відбувається через секційні коміртки 10 – 11. Для автоматичного переключення встановлено АВР. На кожній із комірок встановлено трансформатор напруги типу НТМИ-10, та трансформатор власних потреб типу ТМ-25/10-65.

					<i>МР 3.8.14.1.419 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Давиденко</i>			<i>Розрахунок параметрів та вибір обладнання ПС Ворож- да 35/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Петровський</i>					9	74
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ.м-11</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						



Кожна із шин 10 кВ має по 4 комірки, котрі живлять відхідні лінії 10 кВ. Обладнання комірок наступне: масляний вимикач потужності типу ВМГ–133-630-20, трансформатор струму типу ТПЛ-10, ТПЛУ-10 або ТЛМ-10 та кабельний вивід 10 кВ. Коефіцієнт трансформації у кожного трансформатора різний: 75, 100, 200, 300 [1,2].

У разі виходу із ладу обладнання однієї із комірок передбачено резервне включення до комірок резерву 4, 5 та 16, 17 відповідно на кожній секції шин рис. 1.1.

Крім того на кожній із секції шин встановлено розрядник. Функція розрядників полягала в поглинання надлишків енергії з подальшим скиданням їх разом з виділеним теплом в ґрунт через заземлення. У списку компонентів розрядника значиться тільки два електрода і дугогасний елемент.

## 1.2 Перевірка роботи силового трансформатора

Найважливішою частиною будь-якої підстанції є силові трансформатори, через які й проходить електрична енергія. Однак, як і будь-що в нашому світі, міста не стоять на місці – мікрорайони розростаються в повноцінні райони, будуються нові промислові об'єкти і так далі. Через це необхідно періодично перевіряти завантаженість трансформаторів, щоб бути впевненими в їх справній безперебійній роботі. Перевірка трансформатора проводиться відповідно ДСТУ 3463-96, середня температура міста складає приблизно 8,6 °С, тому відповідно нормативного документу, обираємо температуру 10 °С, так як це значення є найближчим [3].

У загальному випадку вибір потужності трансформаторів виконується на підставі наступних основних початкових даних: розрахункового навантаження об'єкту електропостачання, тривалості максимуму навантаження, темпів росту навантажень, вартості електроенергії, здатності навантаження трансформаторів і їх економічного завантаження. Основним критерієм вибору

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

одиначної потужності трансформаторів є, як і при виборі кількості трансформаторів, мінімум приведених витрат, отриманий на основі техніко-економічного порівняння варіантів [4].

### 1.2.1 Аналіз навантажень ПС "Ворожба"

В табл. 1.1 приведено основні вихідні дані для проектування [5].

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

$P_{НАВ}, MВт$	$\cos \varphi$	$T, ^\circ C$
3,8	0,89	+10

Спершу визначимо повну потужність навантаження:

$$S_{ном} = \frac{P_{НАВ}}{\cos \varphi} = \frac{3,8}{0,89} = 4,27 (MVA)$$

Знаходимо потужність, яка повинна бути на трансформаторі  $S_{тр}$ :

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{4,27}{1,4} = 3,05 (MVA)$$

Відповідно до номінального ряду потужності силових трансформаторів обираємо трансформатор потужністю:

$$S_{ном.тр} = 4 (MVA)$$

Виходячи з добових навантажень споживачів за вимірами по стороні 10 кВ складаємо графік навантажень який зображено на рис. 1.2 та дані в табл.1.2 для трансформатора 1Т.

Таблиця 1.2 – Графік навантажень 1Т

Час	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$S_{НАВ}, \%$	40	60	60	80	100	100	80	130	90	90	80	60
$S_{НАВ}, MVA$	1,7 1	2,5 6	2,5 6	3,4 2	4,2 7	4,2 7	3,4 2	5,5 5	3,8 4	3,8 4	3,4 2	2,5 6

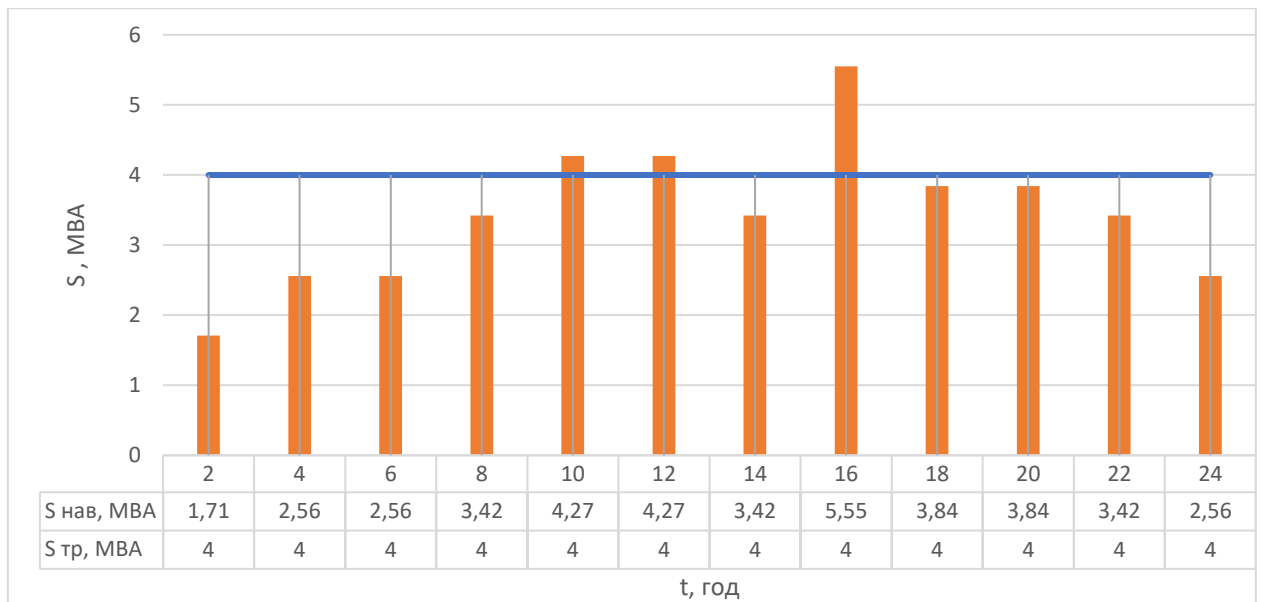


Рисунок 1.2 – Добовий графік навантаження 1Т

Як видно на графіку є точки перевантаження о 10-й, 12-й та 16-й годинах. Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою (1.1):

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.1)$$

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;

$t_1, t_2, \dots, t_n$ , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{1,7^2 \cdot 2 + 2,6^2 \cdot 6 + 3,4^2 \cdot 6 + 3,8^2 \cdot 4}{18}} = 0,778$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора, як показано в (1.2):

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.2)$$

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2' = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{4,3^2 \cdot 4 + 5,6^2 \cdot 2}{6}} = 1,184$$

Визначаємо максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{5,6}{4} = 1,387$$

Попереднє значення  $K_2'$  необхідно порівняти із значенням  $K_{MAX}$ ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,387 = 1,248$$

Остаточно обираємо  $K_2 = 1,248$

Наступним етапом знаходимо нормально допустиме значення  $K_{2\text{норм}}$ , за нормативними документами [6], з урахуванням еквівалентної температури (+10 C), табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Нормативно допустимі значення допустимого навантаження трансформатора

	0,7	0,8
6	1,29	1,27

$$K_{2\text{норм}} = 1,29 - \frac{1,29 - 1,27}{0,8 - 0,7} (0,778 - 0,7) = 1,274$$

Як видно, значення  $K_{2\text{год}} \text{ більше, аніж } K_2 = 1,2744$ , тому можемо зробити висновок, що трансформатора 1Т достатньо для даної електричної підстанції і не потребує заміни.

Перевіряючи перший трансформатор 1Т, ми впевнились в тому, що кожен елемент підстанції необхідно періодично перевіряти на відповідність до сучасних умов. Тож другий трансформатор також потребує перевірки і, якщо це буде необхідно, замінити. На рис. 1.3 та табл. 1.4, приведені нижче, показано навантаження другого трансформатора [7]:

Таблиця 1.4 – Графік навантажень 2Т

t	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
S <sub>нав</sub> , %	40	60	60	95	95	70	70	100	120	70	70	40
S <sub>нав</sub> , МВА	1,7	2,5	2,5	4,	4,	3,0	3,0	4,3	5,1	3,0	3,0	1,7
	3	9	9	1	1	2	2	2	8	2	2	3

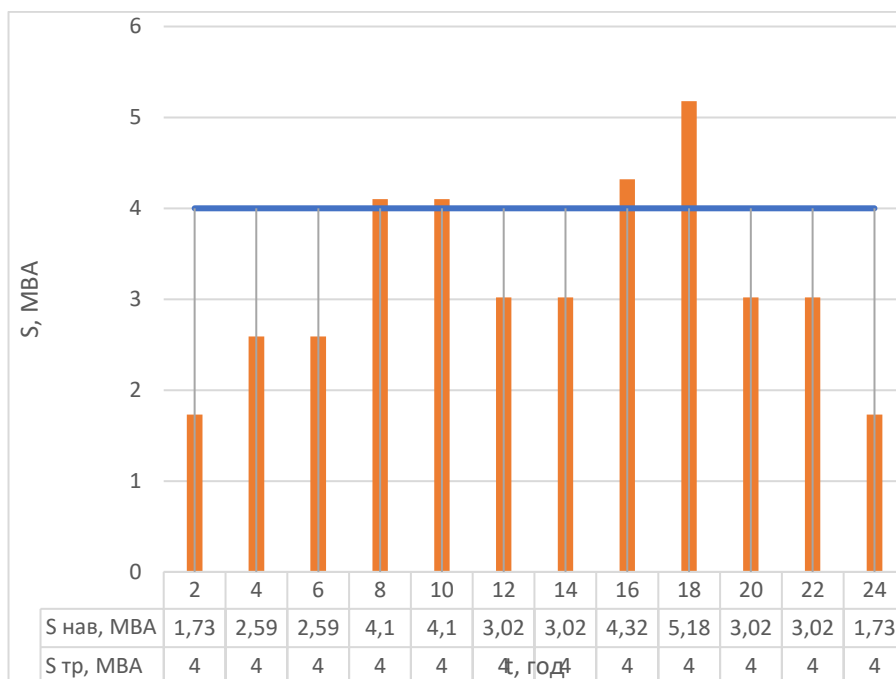


Рисунок 1.3 – Добовий графік навантаження 2Т

Як видно на графіку є точки перевантаження о 8-й, 10-й, 16-й, 18-й годинах. Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік



навантаження перетворимо в двоступінчастий.

$$K_1 = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{1,7^2 \cdot 4 + 2,6^2 \cdot 4 + 3,0^2 \cdot 8}{16}} = 0,661$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2' = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{4,1^2 \cdot 4 + 4,3^2 \cdot 2 + 5,2^2 \cdot 2}{8}} = 1,11$$

Визначаємо максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{5,2}{4} = 1,295$$

Попереднє значення  $K_2'$  необхідно порівняти із значенням  $K_{MAX}$ ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,295 = 1,165$$

Остаточо обираємо  $K_2 = 1,165$

Наступним етапом знаходимо нормально допустиме значення  $K_{2\text{гост}}$ , за нормативними документами [6], з урахуванням еквівалентної температури (+10 С), табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Нормативно допустимі значення допустимого навантаження трансформатора

	0,6	0,7
6	1,24	1,23

$$K_{2\text{гост}} = 1,24 - \frac{1,24 - 1,23}{0,7 - 0,6} (0,661 - 0,6) = 1,234$$

Як видно, значення  $K_{2\text{гост}}$  більше, аніж  $K_2 = 1,165$ , тому можемо зробити висновок, що трансформатора 2Т достатньо для даної електричної підстанції і не потребує заміни.

### 1.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротким замиканням (КЗ) називають будь-яке, непередбачене нормальними умовами, з'єднання двох точок електричного кола. КЗ ніколи не виникає безпричинно, однак, основними передумовами виникнення замикання є пошкодження ізоляції внаслідок старіння чи забруднення, накидання проводів один на одного або халатність чи просто помилка у праці персоналу підстанції.

Тому, для безпечної роботи електроустаткування, важлива чітко розрахувати струм КЗ. Тривалість КЗ складає від часток секунди до декількох секунд. Протягом цього часу виділення тепла настільки велике, що температура провідників і апаратів виходить за встановлені для нормального режиму роботи межі, а здатність апарата або провідника витримувати короткочасну теплову дію струму короткого замикання без ушкоджень називають термічною стійкістю. Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 35 кВ та 10 кВ. Підстанція живиться за однією тупиковою лінією: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання показана на рис. 1.4. Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шини 35 кВ центра живлення складає  $S_c = 1900 \text{ МВА}$ .

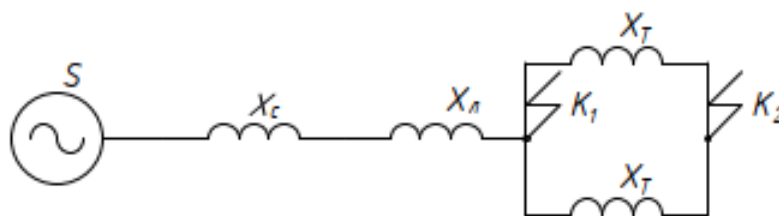


Рисунок 1.4 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

### 1.3.1 Розрахунок опорів схеми заміщення

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_C} = \frac{35^2}{1900} = 0,645 \text{ (Ом)}.$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{\text{Л}} = 12,72 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора  $S_T = 4 \text{ (MVA)}$ ;

Опір трансформатора  $X_T = 23 \text{ (Ом)}$ ;

Загальний опір в точках КЗ:

$$X_{K1} = X_C + X_{\text{Л}} = 2,42 + 12,72 = 13,36 \text{ (Ом)}$$

$$X_{K2} = X_C + X_{\text{Л}} + \frac{X_T}{2} = 0,645 + 12,72 + \frac{23}{2} = 24,86 \text{ (Ом)}$$

### 1.3.2 Розрахунок періодичної складової СКЗ

$$I_{K1} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K1}} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 13,36} = 1,513 \text{ (кА)}$$

$$I_{K2} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K2}} \cdot \frac{U_B}{U_H} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 24,86} \cdot \frac{35}{10} = 2,846 \text{ (кА)}$$

### 1.3.3 Розрахунок ударного струму

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,513 = 3,44 \text{ (кА)}$$

$$I_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 2,846 = 6,48 \text{ (кА)}$$

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

### 1.3.4 Розрахунок аперіодичної складової СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 1,513 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,194 \quad (\text{кА})$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 2,846 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,365 \quad (\text{кА})$$

### 1.3.5 Розрахунок інтеграла Джоуля

$$B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 1,513^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,195 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

$$B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 2,846^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,688 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

Результати розрахунків показано в табл.1.6.

Таблиця 1.6 – Результати розрахунків струмів КЗ

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ, кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, кА	Інтеграл Джоуля $B_k$ , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 35 кВ (К1)	1,513	3,440	1,513	0,194	0,195
Шини 10 кВ (К2)	2,846	6,480	2,846	0,365	0,688

## 1.4 Вибір комутаційного та захисного обладнання

### 1.4.1 Вибір обладнання на стороні 35 кВ

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Визначення струмів викону-

ється для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на стороні 35 кВ.

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,37 \text{ A}$$

#### 1.4.1.1 Вибір вимикача 35 кВ

Таблиця 1.7 – Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Дані вимикача
$U_C \leq U_H$ , кВ	35	35
$I_{роз}$ , А вхідного	577	1600
$I_{роз}$ , А секційного	289	1600
$I_{роз}$ , А лінії, що відх.	192	1600
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	4,27	20
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	9,73	52
$I_{нт} \leq I_{ОткНОм}$ , кА	4,27	20
$I_{ат} \leq I_{аНОМ}$ , кА	0,55	20
$B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	1,55	4800

#### 1.4.1.2 Вибір трансформатора струму

Трансформатор струму ТФЗМ-35 використовується для передачі вимірювального сигналу приладів обліку, захисту, вимірювання, автоматики, сигналізації та керування в електричних ланцюгах змінного струму частоти 50Гц - 60Гц з класом напруги 35 кВ.

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Особливості конструкції [8]:

- Трансформатори струму серії ТФЗМ-35 виготовляються в однокаскадній конструкції. У ролі зовнішньої ізоляції трансформатора виступає порцеляновий покришка.
- Головна внутрішня ізоляція трансформаторів паперово-масляна. Обмотки ланкового типу. Головна ізоляція розташована на первинній і вторинній обмотках. Кількість вторинних обмоток 2 або 3. Трансформатори мають високу надійність в експлуатації.

Відповідно до розрахункових даних необхідно обрати трансформатори струму з номінальною первиною обмоткою 100 А.

#### **1.4.1.3 Вибір трансформатора напруги**

Обираємо трифазний масляний трансформатор напруги типу НАМИ-35 УХЛ1 призначений для встановлення в електричних мережах трифазного змінного струму частоти 50Гц з номінальною напругою 35 кВ з неефективно заземленою нейтраллю з метою формування сигналів приладам вимірювання та захисним електричним пристроям [9].

Трансформатор напруги НАМИ-35 тривалий час (не менше 8 годин) витримує однофазні металеві й дугові замикання мережі на землю та не вступає в ферорезонанс з ємностями будь-якої мережі, в тому числі й ємності не навантажених шин. Також конструкція НАМИ-35 витримує підвищене напруження, викликане ферорезонансом між ємністю мережі та індуктивністю намагнічування інших трансформаторів, як силових так і вимірювальних.

#### **1.4.1.4 Вибір роз'єднувача**

Конструкція роз'єднувачів серії РД і РДЗ складається з окремих полюсів, які, в залежності від вимог можуть застосовуватися в однополюсному, двополюсному або триполюсному варіантах установки. Роз'єднувачі на клас напруги 35 кВ на номінальний струм 1000 А допускають установку на вертикальній площині.

Конструкція роз'єднувача виконана у вигляді двоколодкового пристрої

					<i>MP 3.8.14.1.4.19 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

з поворотом контактних ножів в горизонтальній площині і складається з цоколя, колон ізоляції, струмоведучої частини та пристрої заземлення. Контактні ножі роз'єднувача на 1000 А реалізовані з двох мідних шин йдуть паралельно і встановлених «на ребро», один кінець яких з'єднаний гнучкими зв'язками з контактним висновком, а з іншого кінця утворений роз'ємний контакт [10].

Заземлювальний пристрій роз'єднувача являє собою заземлювачі, стаціонарно встановлені на цоколі роз'єднувача і закріплені контакт, встановлений на головному контактному ножі. Основні деталі роз'єднувача, виконані з чорних металів, а також оброблені антикорозійним покриттям у вигляді гарячого цинку. Технічні дані роз'єднувача приведені в табл. 1.11.

Таблиця 1.8 – Технічні характеристики роз'єднувачів серії РД-35/1000 і РДЗ 35/1000

Найменування параметра	Значення
Ном. напруга, кВ	35
Макс. робоча напруга, кВ	40,5
Номинальний струм, А	1000, 2000
Кількість заземлювачів	0,1,2
Маса, кг	58

#### 1.4.2 Вибір обладнання на стороні 10 кВ

Для точного вибору знайдемо струм у колі вхідних вимикачів, секційного вимикача, та ліній що відходять.

Струм у колі вступних вимикачів:

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,3 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161 \text{ А.}$$

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{відх} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{СН} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 32,3 \text{ А.}$$

#### 1.4.2.1 Вибір вимикача 10 кВ

Вакуумний вимикач 10 кВ серії ВРС-10, який випускається з пружинним і електромагнітним приводами, призначений для комутації електричних кіл при нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частоти 50 (60) Гц з номінальною напругою 6-10 кВ для систем з ізолюваною і частково заземленою нейтраллю.

Вимикач 10 кВ типу ВРС-10 призначений для роботи в шафах комплектних розподільних пристроїв внутрішнього встановлення серії КУ10С, виробництва РЗВА і КРП інших виробників [11].

Вимикач складається з наступних основних частин:

- блок-контактів положення вимикача,
- покажчика,
- блока комутацій,
- тумблера розрядки конденсатора,
- плати керування,
- електромагніта,
- конденсатора,
- механізму ручного відключення,
- лічильника,
- трьох полюсів,
- механізму блокування,
- вала,
- рами і клемного ряду.

Кожен полюс вимикача складається з тяги ізоляційної з механізмом підтискання, струмознімання у вигляді гнучкого зв'язку або ковзного контакту,

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23



нижнього і верхнього контактів, вакуумної дугогасильної камери і ізоляційного корпусу. Вакуумні камери залиті епоксидним компаундом, що надійно захищає від механічних і електричних пошкоджень [12]. На полюсах вимикачів на номінальні струми 2500 і 3150 А встановлено радіатор охолодження. Технічні характеристики вимикачів приведені в табл. 1.9 – 1.11.

Таблиця 1.9 – Вибір вхідного вимикача на стороні 10 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Дані вимикача
$U_C \leq U_H$ , кВ	10	10
$I_{роз}$ , А вхідного	323	630
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	2,85	20
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	6,48	52
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$ , кА	2,85	20
$I_{ат} \leq I_{аном}$ , кА	0,37	8
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	0,69	4800

Таблиця 1.10 – Технічні характеристики секційного вимикача

Умова Вибору	Розрахункові значення	Дані вимикача
$U_C \leq U_H$ , кВ	10	10
$I_{роз}$ , А секційного	162	630
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	2,85	20
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	6,48	52
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$ , кА	2,85	20
$I_{ат} \leq I_{аном}$ , кА	0,37	8
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	0,69	4800

Таблиця 1.11 – Технічні характеристики відхідного вимикача

Умова Вибору	Розрахункові значення	Дані вимикача
$U_C \leq U_H$ , кВ	10	10
$I_{роз}$ , А лінії, що відх.	30	630
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	2,85	20
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	6,48	52
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$ , кА	2,85	20
$I_{ат} \leq I_{аном}$ , кА	0,37	8
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	0,69	4800

#### 1.4.2.2 Вибір трансформатора струму

Трансформатори струму типу ТОЛ-Е-12, ТПЛ-Е-12, ТПОЛ-Е-12, ТЛШ-Е-12 призначені для масштабного перетворення сили змінного струму з метою його подальшого вимірювання та (або) передачі на пристрої захисту, автоматики, сигналізації та управління в електричних ланцюгах змінного струму частотою 50 Гц на клас напруги 6-10 кВ [13].

Діапазон номінальних первинних струмів 5 – 1000А, номінальний вторинний струм 5А, число вторинних обмоток – до 4х, номінальні вторинні навантаження з коефіцієнтом потужності  $\cos\phi = 0,8$  – 10ВА для вимірювання, 15ВА для захисту. Класи точності вимірювальних обмоток – 0,2S – 5P; для обмоток захисту – 5P – 10P. Відповідно до номінального ряду первинної напруги обираємо трансформатор із параметрами 400, 200, 100 А типу ТОЛ-Е-12

#### 1.4.2.3 Вибір трансформатора напруги

Трансформатори напруги НТМІ реалізують функцію повномасштабно-

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

го перетворювача та виконують завдання зі створення сигналу вимірювального, призначеного для облікових та вимірювальних приладів, а також контурів з функціями захисту та сигналізації в ланцюгах, що мають у собі ізолювану нейтраль. Так як трансформатор використовується для вимірювань, обов'язковим параметром є перевірка трансформатора. Первинна повірка виконується заводом-виробником, про що ставиться відповідний запис зі штампом у паспорт кожного трансформатора [14].

Вимоги до умови експлуатації трансформатора:

- Для внутрішнього використання;
- Нормативна висота встановлення над рівнем моря – не повинна перевищувати 1 км.
- Допустима температура середовища, для роботи трансформатора від мінус 35 °С до плюс 50 °С.

Технічні характеристики приведені в табл. 1.13.

Таблиця 1.12 – Технічні характеристики вимірювального трансформатора НТМІ

Параметри	НТМІ-10 УЗ
Номінальна напруга обмоток, В:	10000,100, 100:3
Гранична потужність, ВА	1000
Група з'єднань	Ун/Ун/0-0
Повна маса, кг	81

#### 1.4.2.4 Вибір роз'єднувача 10 кВ

Обираємо роз'єднувач для зовнішньої установки з заземлюючими ножами серії РЛНДз-10/400 УХЛ1.

Роз'єднувачі серії РЛНД призначені для включення і відключення під напругою знеструмлених ділянок ланцюга з класом напруги 6, 10 кВ, також використовуються для заземлення відключених ділянок за допомогою стаціонарних заземлювачів [15]. Технічні характеристики приведені в табл. 1.13.

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Таблиця 1.13 - Технічні характеристики РЛНДз-10/400

Параметр	Значення
Ном. напруга, кВ	10
Макс. робочий. напруга, кВ	12
ресурс по механічній міцності, тис. циклів У	10
Тип приводу	ручний ПРН
Маса, кг	32

## 1.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

### 1.5.1 Вибір ошиновки РП 35 кВ

В РП 35 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелегалюмінієвими проводами марки АС.

- 1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму(1.3).

$$q_{\min} = \frac{I_{\text{трив}}}{j_e} \quad (1.3)$$

$j_e$  - економічна щільність струму

$$[j_e] = \frac{A}{\text{мм}^2}; \quad j_e = 1,1 \quad - \text{ для неізолюваних алюмінієвих проводів (при}$$

$T_{\text{нб}} = 4880 \text{ ч}$  - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{\min} = \frac{92,4}{1,1} = 83,9 \text{ мм}^2$$

Можемо обрати провід АС 95/16, найближчий до розрахованого.

- 2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\max} = 92,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{дон}} = 330 \text{ А}$$

- 2) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ (1.4)

					МР 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
						27
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}} \quad (1.4)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1,130}}{91 \cdot 10^{-3}} = 11,685 \text{ мм}^2,$$

$$\text{де } C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}.$$

Умова виконується

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова:  $I_{\text{кз}} > 20 \text{кА}$ , а за нашими розрахунками  $I_{\text{кз}} = 2,34 \text{ кА}$  - отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 35 кВ за умовами корони повинен бути не менше 35 мм<sup>2</sup>, тому провід АС 95/18 задовольняє умові.

### 1.5.2 Вибір ошиновки РП 10 кВ

В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність (1.5):

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{доп}} \quad (1.5)$$

$$I_{\text{раб.нб}} = 323 \text{ А}$$

По  $I_{\text{раб.нб}}$  вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 25×3 з трьома смугами на фазу, для цих шин  $I_{\text{доп ном}} = 340 \text{ А}$ , (додаток А).

$I_{\text{раб.нб}}$  - тах струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{доп}}$  - тах допустимий струм шин вибраного перерізу.

$k_n$  - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища ( умовна температура середовища 25<sup>0</sup>С, нормована температура

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

жил  $70^{\circ}\text{C}$  і температурі середовища  $20^{\circ}\text{C}$ ) обрали з таблиці АЗ(додаток).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп ном}} \cdot k_n = 567 \text{ А}$$

$$323\text{А} \leq 340 \text{ А}$$

Нерівність виконується.

Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ (1.6)

$$q \geq q_{\text{min}} \quad (1.6)$$

$q_{\text{min}}$  - min переріз за термічною стійкістю.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{5,28}}{91 \cdot 10^{-3}} = 25,25 \text{ мм}^2$$

Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин.

Частота власних коливань шинної конструкції (1.7)

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} \quad (1.7)$$

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

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

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

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,66}{4 \cdot 0,5}} = 44,44 \text{ Гц}$$

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
						29
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

#### 4) Перевірка шини на міцність

$f_c$  - сила взаємодії між смугами

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{y0}^2}{b};$$

$k_\phi$  - коефіцієнт форми шин, що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

$$k_\phi = 0,3 \left( \frac{b}{h} = \frac{1}{12} \right)$$

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,5 \cdot \frac{15273^2}{0,5} = 5,83 \left( \frac{H}{м} \right)$$

Механічна напруга між смугами

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{5,83 \cdot 4,048^2}{12 \cdot 2,666} = 2,98 \text{ (МПа)}$$

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y0}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,01}{15273}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,5}} = 4,048 \text{ (м)}$$

$$a_c = 2b = (2 \cdot 0,5) / 100 = 0,01 \text{ (м)}$$

$$W_c = \frac{bh^2}{3} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{3} = 2,666 \text{ (см}^3\text{)}$$

$W_c$  - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} = 1,818 \text{ МПа}$$

$$W_\phi = \frac{bh^4}{6} = \frac{0,5 \cdot 4^4}{6} = 21,333 \text{ (см}^3\text{)}$$

$\sigma_{розр} = \sigma_c + \sigma_\phi \leq \sigma_{дон}$  - умова механічної міцності шини.

$\sigma_{расч}$  - розрахунковий механічний напружок у матеріалі шин, МПа,

$\sigma_{дон}$  - допустима механічна напруга в матеріалі шини.

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

$$\sigma_{розр} = (2,98 + 1,818) \cdot 10^6 = 4,805 \leq 82,5 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності шини виконується.

## 1.6 Компонування розподільних пристроїв

### 1.6.1 Компонування розподільних пристроїв 35 кВ і конструктивна частина

Схеми для напруги 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами.

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків.

Для РП-35-110 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 - секціонують обидві системи шин.

### 1.6.2 Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина

РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях.

РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій та ін. можуть застосовуватися:

- а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів) неможливе застосування КРУН;
- б) при кількості шаф більше ніж 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРУ 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31



виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження викатного візка у ЗРУ варто передбачати спеціальне місце

### 1.7 Вибір трансформатора власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			P, кВт	Q, кВАр
Охолод. ТМН-4000/35	2,5*2	5	0,89	0,51	5	2,56
Підігрів вимикачів на напрузі 35 кВ	3*1,8	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, віділювачів, короткозамикачів	10*0,6	6	1	0	6	0
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	1	0	5	0
Освітлення РП	1	2	1	0	2	0
Всього					23,4	2,56

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови (1.8):

$$S_{TCH} \geq S_{CH},$$

Тет

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

де  $S_{ТСН}$  - потужність трансформатора власних потреб, кВА.

$S_{СН}$  - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки,  $S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{23,4^3 + 2,56^2} = 18,83$  кВА, тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 18,83 кВА. Приймаємо два трансформатора ТМ-25/10. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на  $18,83 / 25 = 0,75$ , що допустимо.

## 1.8 Розрахунок релейного захисту трансформатора

### 1.8.1 Вихідні дані до розрахунку

Даним пунктом необхідно розрахувати релейний захист силового трансформатора 35/10 кВ, потужністю 4 МВА рис. 1.10. Основні вихідні технічні дані приведені в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Основні параметри трансформатора

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub> , кВ		U <sub>к</sub> ,%	Δ P <sub>к</sub> кВт	Δ P <sub>х</sub> кВт	I <sub>х</sub> , %
		ВН	НН				
ТМН – 4000/35	4	35	11	7,5	35,5	6,7	1,0

Складемо схему релейного захисту та її схему заміщення рис. 1.5.

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

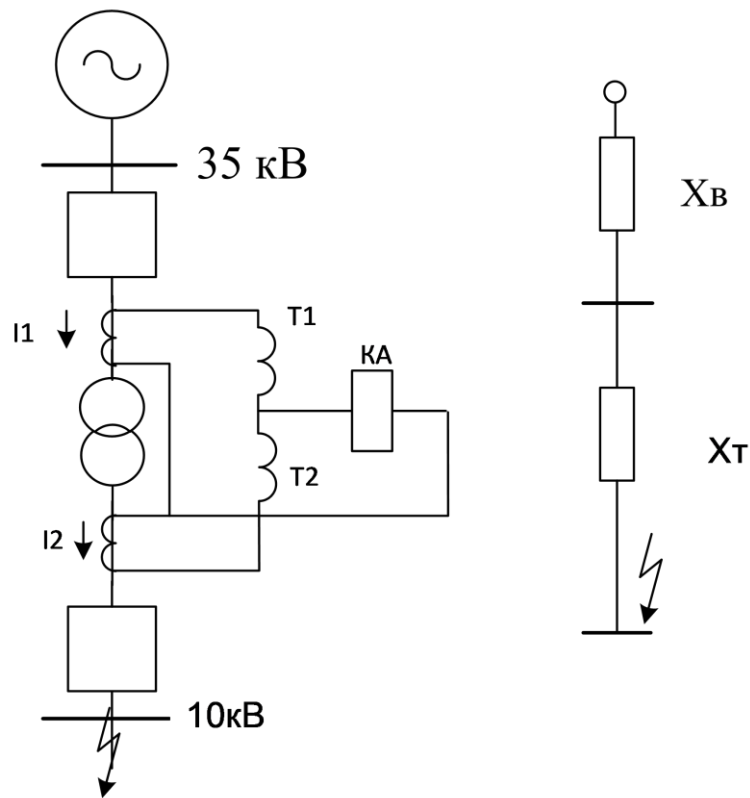


Рисунок 1.5 – Схема РЗА та схема заміщення

Визначимо реактивний опір трансформатора

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{7,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 4} = 22,97 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захисту трансформаторів з РПН необхідно враховувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ приблизно можна прийняти [16]:

$$x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2$$

$$x_{т.мін} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2$$

$$X_{т.макс} = 22,97 \cdot (1 + 0,12)^2 = 28,81 \text{ Ом},$$

$$X_{т.мін} = 22,97 \cdot (1 - 0,12)^2 = 17,79 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо струми КЗ на шинах НН (точка КЗ1):

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин})} = \frac{35}{\sqrt{3}(28,81+17,79)} = 0,434 \text{ кА}$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс})} = \frac{35}{2(28,81+17,79)} = 0,376 \text{ кА}$$

### 1.8.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

а) відбудова від стрибка струму намагнічування:

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НОМ}} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,066 \text{ кА}$$

$$I_{с.з.} = k_{отс.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 0,066 = 0,0858 \text{ кА}$$

де  $k_{отс}$  – коефіцієнт відбудови,

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{с.з.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) I_{к.макс(K2)} = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 0,434 = 0,124 \text{ А}$$

Прийmemo  $I_{с.з.} = 124 \text{ А}$ .

Визначаемо чутливість захисту при КЗ на НН при мінімальному регулюванні

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{376}{85,8} = 4,38$$

необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується/

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

### 1.8.3 Вибір уставок реле ДЗТ

Первинний і вторинний струми трансформатора визначаємо за формулами  $I_{ном.п} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном.п}}$ ,  $I_{в.ном.п} = \frac{I_{ном.п}k_{сх.п}}{K_{I.п}}$  і заносимо в таблицю № 3. В якості основної обираємо низьку сторону (11кВ).

Струм спрацьовування реле для основної сторони:

$$I_{с.р.п} = \frac{I_{с.з}k_{сх} \left( \frac{U_{ном.расч}}{U_{ном.п}} \right)}{K_{I.п}} = \frac{422 \cdot 1 \cdot \frac{35}{11}}{\frac{75}{5}} = 26,3A$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони:

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{0,0263 \cdot 1000} = 3,802 \text{ витка. Приймаємо 4 виток, що від-}$$

повідає фактичному току спрацьовування реле:  $\frac{100}{4} = 25A$ .

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для високої сторони трансформатора:  $w_{расчI} = 4 \frac{7,62}{3,5} = 9$  витків. Приймаємо 9 витків.

$$\Delta w_I = \frac{w_{Iрасч} - w_I}{w_{Iрасч}} = \frac{|8,709 - 9|}{9} = 0,033$$

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{с.з} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) I_{к.макс(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,033) 210 = 79,7A$$

Уточнений струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р.п} = \frac{I_{с.з}k_{сх} \left( \frac{U_{ном.расч}}{U_{ном.п}} \right)}{K_{I.п}} = \frac{422 \cdot 1 \cdot \frac{35}{11}}{\frac{75}{5}} = 26,3A$$

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Номинальні струми трансформатора на високій та низькій стороні показані табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Визначення струмів трансформатора

Значення параметрів	I- ВН, 230кВ	II- НН, 11кВ
$I_{номп}, A$	66	210
$K_{In}$	75/5	300/5
Схема з'єднання ТС	Трикутник	Зірка
$I_{в.номп}, A$	7,62	3,5

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання:

$$I_{с.з} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_2) I_{к.макс(К2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,052) 210 = 85,68 A$$

$$\text{де } \Delta w_2 = \frac{w_{Iрасч} - w_I}{w_{Iрасч}} = \frac{3,802 - 4}{3,802} = 0,052$$

Кількість витків гальмівний обмотки:

$$w_{торм.н} = \frac{k_3 I_{нб.расч}}{I_{к.мах}} \frac{w_{раб.н}}{tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 66 \cdot 4}{434 \cdot 0,75} = 1,22 = 1$$

Таким чином до установки на реле приймаємо такі витки:

$$w_1 = 4, w_2 = 9, w_{гальм} = 1 \text{ витка.}$$

Чутливість захисту визначаємо наближено за первинними струмів при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{376}{85,68} = 4,39 > 2 \text{ чутливість забезпечується.}$$

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 1.9 Розрахунок струмового захисту ліній 10 кВ

### 1.9.1 Постановка завдання

У роботі необхідно вибрати робочі уставки захисту ПЛ-10 кВ. Схема лінії вибирається відповідно до варіанту, де вказані необхідні вихідні дані: опір і е. д. з. живильної системи. На ПЛ-10 кВ встановлена максимальна струмовий захист, виконана двофазною дворелейною схемою з реле. Розрахунок максимального захисту полягає в виборі [17]:

1. Струму спрацьовування захисту (первинного).
2. Струму спрацьовування реле (для певної прийнятої схеми захисту і типу реле).
3. Часу спрацьовування реле часу (для захисту з незалежною характеристикою) або характеристики спрацьовування струмових реле (для захисту з залежною характеристикою). Потрібна перевірка точності роботи трансформаторів струму, а також перевірка термічної стійкості захисту елемента при зворотному часу спрацьовування захисту.

### 1.9.2 Вихідні дані

Вихідними даними для розрахунку МСЗ є схема лінії (рис.1.6) і наступні основні параметри: опір живильної енергосистеми  $Z_C$ ; довжина і тип проводів основної лінії (табл. 1.18) і відгалужень; параметри трансформаторів; тип і характеристики існуючої струмового захисту, дані споживачів (табл. 1.17). Розрахунок ведеться для МТЗ, встановленої на початку лінії ПЛ 10кВ.

Таблиця 1.17 – Вихідні дані споживаної потужності

Споживана потужність, кВА				
$S_1$	$S_2$	$S_3$	$S_4$	$S_5$
400	400	160	160	50

Таблиця 1.18 – Довжини ділянок ліній, тип запобіжника

Тип запобіжника	Довжина ділянки, км										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
HS	0,15	1,54	0,42	1,47	0,63	0,42	0,14	0,28	0,5	0,21	0,42

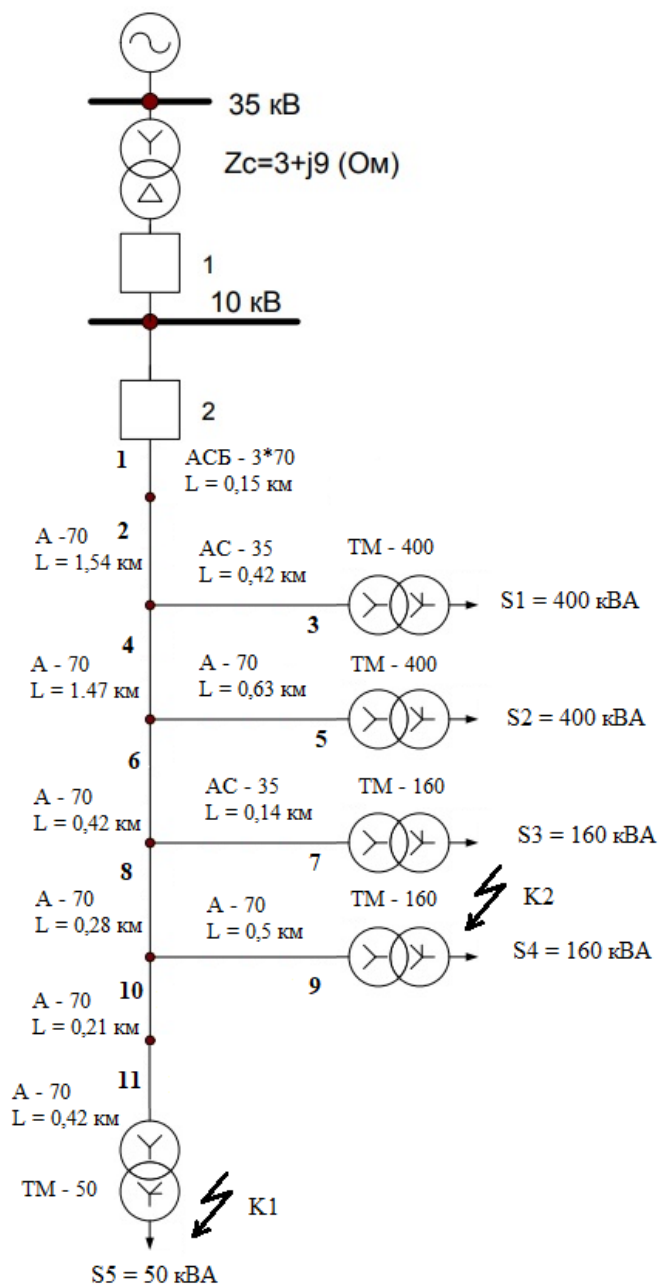


Рисунок 1.6 – Розрахункова схема ПЛ 10 кВ



### 1.9.3 Розрахунок струмів КЗ

Для цього намічаємо розрахункові точки КЗ, найбільш віддалені від живильної підстанції (точки  $K_1$  і  $K_2$ ). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно звести в таблицю. Значення опорів ( $r_{нит}$ ,  $x_{в.нит}$  і  $x_{н.нит}$ ) показані в табл. 1.19. Внутрішній індуктивний опір ( $x_{в.нит}$ ) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо, цей опір залежить від значення струму в провіднику й тому точний розрахунок струмів КЗ для таких проводів є досить трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів КЗ для ліній, у яких опір ділянок зі сталевими проводами становить незначну частину загального опору до точки КЗ, допускається брати деякі середні значення  $x_{в.нит}$ , що відповідають току КЗ приблизно 150 А. При більших струмах КЗ ці опори зменшуються. Таким чином, зазначене допущення створює деякий запас при розрахунку максимального струмового захисту лінії.

Таблиця 1.19 – Визначення опорів ділянок ПЛ 10 кВ

Ділянки лінії	Длина, км	Марка провoda	$r_{пит}$ Ом/км	$x_{в.пит}$ Ом/км	$x_{н.пит}$ Ом/км	$x_{в.пит} + x_{н.пит}$ Ом/км	$r$ , Ом	$x_{в} + x_{н}$ , Ом
1	0,15	АСБ-70	0,443	0	0,4	0,4	0,0665	0,01
2	1,54	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,636	0,9795
3	0,42	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	0,3247	0,1364
4	1,47	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,6071	0,8925
5	0,63	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,2602	0,1639
6	0,42	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,1735	0,0729
7	0,14	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	0,1082	0,0152
8	0,28	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,1156	0,0324
9	0,5	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,2065	0,1033
10	0,21	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,0867	0,0182
11	0,42	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,1735	0,0729

Визначаються сумарні активний та індуктивний опори до розрахункової точки КЗ  $K_1$  (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_4 + r_5 + r_6 = 5,067(\text{Ом})$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 = 11,255(\text{Ом})$$

Повний опір до точки  $K_1$

$$Z_{k1} = \sqrt{(r_{k1})^2 + (x_{k1})^2} = \sqrt{(5,067)^2 + (11,255)^2} = 12,343 (\text{Ом})$$

Струм при трифазному КЗ у точці  $K_1$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 12,343} = 491,143 (\text{А})$$

Визначаються сумарні активний та індуктивний опори до розрахункової точки КЗ  $K_2$  (з урахуванням опору системи):

$$r_{k2} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 + r_6 + r_7 + r_8 + r_9 + r_{10} = 5,584(\text{Ом})$$

$$x_{k2} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 11,424(\text{Ом})$$

Повний опір до точки  $K_2$

$$Z_{k2} = \sqrt{(r_{k2})^2 + (x_{k2})^2} = \sqrt{(5,584)^2 + (11,424)^2} = 12,716 (\text{Ом})$$

Струм при трифазному КЗ у точці  $K_2$

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k2}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 12,716} = 476,748 (\text{А})$$

#### 1.9.4 Вибір трансформатора струму та визначення коефіцієнтів чутливості захисту

Максимальний робочий струм лінії  $I_{\text{роб.макс.}}$  при відсутності офіційних даних може бути визначено наближено за максимальною сумарною потужністю силових трансформаторів, які можуть живитися від лінії, що захищається. У нормальному, ремонтному або після аварійному режимах:

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

$$\sum I_{\text{ном.тр}} = \frac{\sum S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{400 + 400 + 160 + 160 + 50}{\sqrt{3} * 10} = 67,55 \text{ (A)}$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{н}} * k_{\text{сзп}}}{k_{\text{пов}}} I_{\text{роб.макс}} = \frac{1,3 * 1,25 * 67,55}{0,65} = 168,875 \text{ (A)}$$

Розраховуємо струм спрацювання захисту зворотнього реле і перевіряємо чутливість захисту. Вибираємо первинний струм трансформатора струму  $I_{1\text{ном.ТС}} \geq \sum I_{\text{ном.тр}}$  (табл. А.6). Попередньо взявши  $n_{\text{T}}=30/5$ , одержуємо:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} k_{\text{с.х}}^{(3)}}{n_{\text{T}}} = \frac{168,875 * 1}{30/5} = 28,146 \text{ (A)}$$

Вибираємо найближчу більшу уставку реле РТВ-IV, що можлива для встановлення  $I_{\text{ср}} = 10 \text{ (A)}$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{I_{\text{ср}} * n_{\text{T}}}{k_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{10 * \frac{30}{5}}{1} = 60 \text{ (A)}$$

Така уставка на реле може бути прийнята (див. табл. А.5). Коефіцієнт чутливості при КЗ в основній зоні дії захисту (точка К1 з найменшим струмом КЗ,  $I_{\text{к.мін}}=491,143 \text{ A}$ ) відповідно до формули:

$$k_{\text{ч.осн}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} * 491,143}{60} = 7,089 > 1,5$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при КЗ на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалуження (точка К3).

Було обрано трансформатор ТМ-160/10 так як, його табличні данні найбільше підходять під нашу систему, так як S4 та S5 мають потужність 160 кВт.

$$X_{\text{ТР}} = \frac{u_{\text{k}} U_{\text{ном.т.р}}^2}{100 S_{\text{ном.т.р}}} = \frac{4,5 * 16000^2}{100 * 160000} = 72 \text{ (Ом)},$$

активний опір дорівнюватиме:

$$R_{\text{ТР}} = 0,001 \text{ (Ом)}$$

									Арк.
									42
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки короткого замикання КЗ (з урахуванням опору системи):

$$r_{кз1} = r_c + r_1 + r_2 + r_4 + r_6 + r_8 + r_{тр} = 4,6 \text{ (Ом)}$$

$$r_{кз2} = r_c + r_1 + r_2 + r_4 + r_6 + r_8 + r_{10} + r_{тр} = 4,686 \text{ (Ом)}$$

$$x_{кз1} = x_c + x_1 + x_2 + x_4 + x_6 + x_8 + x_{тр} = 82,987 \text{ (Ом)}$$

$$x_{кз2} = x_c + x_1 + x_2 + x_4 + x_6 + x_8 + x_{10} + x_{тр} = 83,005 \text{ (Ом)}$$

Повний опір до точки КЗ:

$$z_{кз1} = \sqrt{r_{кз1}^2 + x_{кз1}^2} = \sqrt{4,6^2 + 82,987^2} = 83,114 \text{ (Ом)}$$

$$z_{кз2} = \sqrt{r_{кз2}^2 + x_{кз2}^2} = \sqrt{4,686^2 + 83,005^2} = 83,138 \text{ (Ом)}$$

Струм при трифазному КЗ у точці КЗ:

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} * z_{кз1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} * 83,114} = 72,938 \text{ (А)}$$

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} * z_{кз2}} = \frac{10500}{\sqrt{3} * 83,138} = 72,917 \text{ (А)}$$

При двофазному:

$$I_{кз1}^{(2)} = I_{кз2}^{(3)} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 72,938 * \frac{\sqrt{3}}{2} = 63,166 \text{ (А)}$$

$$I_{кз2}^{(2)} = I_{кз2}^{(3)} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 72,917 * \frac{\sqrt{3}}{2} = 63,148 \text{ (А)}$$

Коефіцієнт чутливості в зоні резервування:

$$k_{ч.рез1} = \frac{I_{кз1}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{88,361}{50} = 0,374$$

$$k_{ч.рез2} = \frac{I_{кз2}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{84}{50} = 0,374$$

Розрахунки показали, що максимальний захист не чутливий до пошкоджень за малопотужними і віддаленими трансформаторами відгалужень, що

										Арк.
										43
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.14.1.419 ПЗ					

допускається [18].

### 1.9.5 Вибір запобіжника та побудова його час-струмової характеристики

Так як, на схемі зі споживачем S4=160 кВА. та відповідним трансформатором, можливе більше КЗ за трансформатор зі споживачем S5, то підберемо запобіжник для трансформатора ном. потужність якого 160 кВ., а отже номінальний струм на стороні запобіжника буде дорівнювати 20 А., при напрузі в 10 кВ (табл.1.20).

Таблиця 1.20 – Вибір номінального струму запобіжника

Потужність трансформатора, кВА	Номінальний струм, А					
	трансформатора на стороні			запобіжника на стороні		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Для розрахунку я вибрав кварцовий запобіжник типу HS , призначений для захисту силового трансформатора, з номінальною напругою 10 кВ., номінальним струмом  $I_{ном}=20$  А. і номінальним струмом вимикання  $I_{в.ном}=2$  кА. (так, як у місці де встановлений запобіжник максимальне значення струму КЗ(точкаЗ) дорівнює 476,748 А.

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_4 + r_6 + r_8 = 4.599 \text{ (Ом)}$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_4 + x_6 + x_8 = 10.987 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{k1} = \sqrt{(r_{k1})^2 + (x_{k1})^2} = \sqrt{(4.599)^2 + (10.987)^2} = 11,911 \text{ (Ом)}$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 11,911} = 508,969 \text{ (A)}$$

Визначившись з запобіжником, скористаємось додатком Б, в якому наведені криві час-струмових характеристик, побудуємо графік час струмової характеристики за такими точками: 50(A)-40(c); 60(A)-10(c); 85(A)-4(c); 90(A)-1(c); 125(A)-0,4(c); 160(A)-0,1(c); 200(A)-0,04(c); 250(A)-0,02(c), та позначимо його як I<sub>1</sub> (табл. 1.21).

Таблиця 1.21 – Значення струму

<b>t,c</b>	<b>I1,A</b>	<b>I2,A</b>
10	50	60
4	52	62,4
2	55	66
1	60	72
0,4	70	84
0,2	85	102
0,1	110	132
0,004	140	168
0,02	230	276

Так як час-струмова характеристика не повинна перевищувати 20%, тому я на рис.1.7 показано криву, на якій значення струму кривої I1 більші на 20%, та має назву I2.

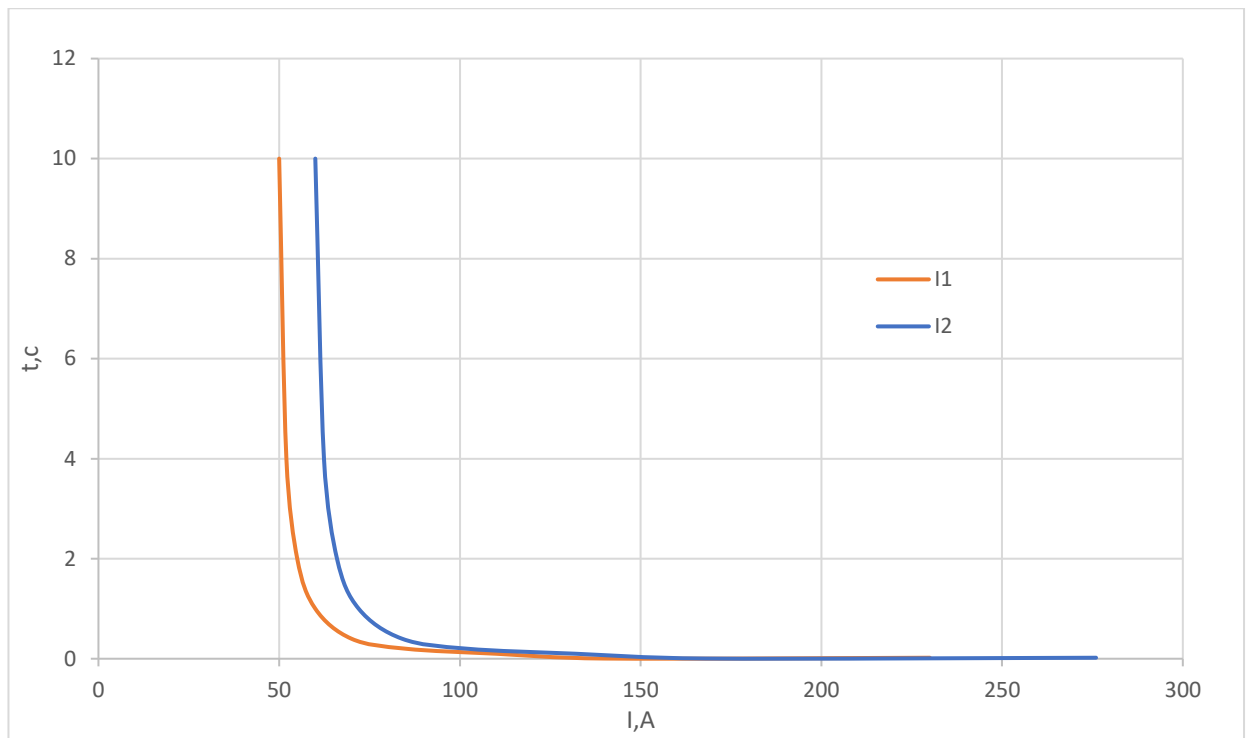


Рисунок 1.7 – Графік струму

### 1.9.6 Побудова карти селективності захисту

Підбирається характеристика 2 максимального струмового захисту лінії (реле РТВ-IV), виходячи з таких умов.

1) Струм спрацьовування захисту повинен бути не менш ніж на 10% більше від струму плавлення вставки запобіжника, що відповідає часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше 5 с).

2) Ступінь селективності 0,5-0,7с між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму КЗ. Ступінь селективності між захистом живильного трансформатора і захистом ПЛ 10 кВ повинен бути приблизно 0,7 с при максимальному струмі КЗ на початку лінії (практично береться струм КЗ на шинах 10 кВ живильної підстанції).

Беручи за основу типову одно секундну характеристику реле РТВ-IV, визначаємо кілька точок потрібної характеристики з  $t_{сз} = 0,8$  с у незалежній частині, а потім перераховуємо абсциси цих точок за обраним струмом спра-

цьовування захисту  $I_{c.з} = 60 \text{ A}$  (рис.1.8). В табл. 1.22 показано розраховані данні для характеристики реле РТВ-IV.

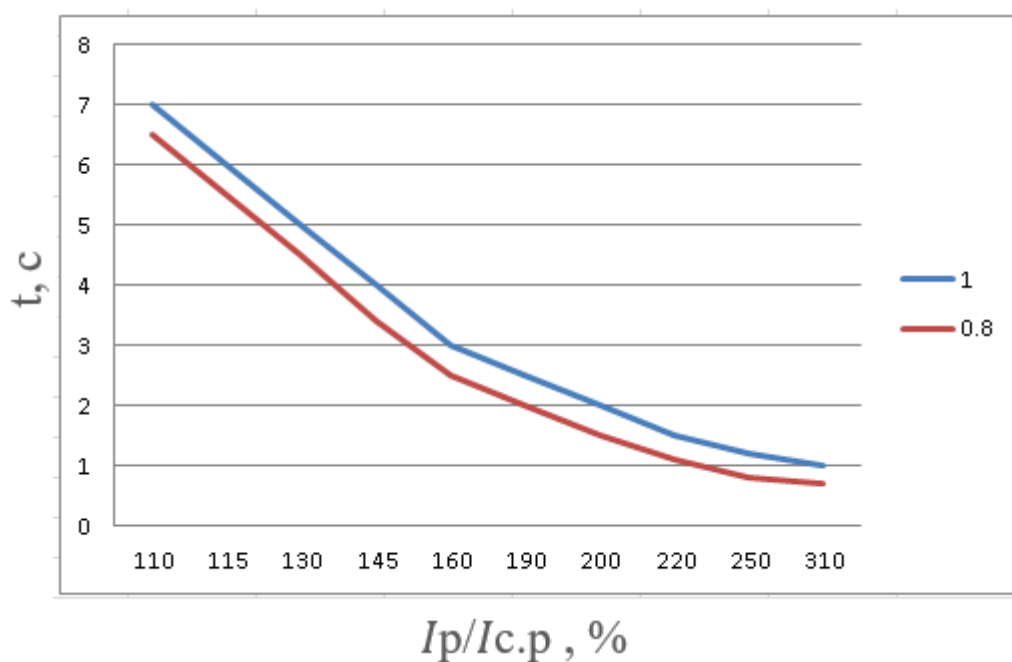


Рисунок 1.8 – Характеристика реле РТВ-IV (односекундна характеристика та побудована для 0,8 с)

Таблиця 1.22 – Розраховані данні для характеристики реле РТВ-IV

$\frac{I_p}{I_{c.p}}, \%$	$t_{c.з}, \text{с}$	$I_k, \text{A}$
110	6,5	132
115	5,5	138
130	4,5	156
145	3,4	174
160	2,5	192
190	2	228
200	1,5	240
220	1,1	264
250	0,8	300
310	0,7	372

Наступним етапом розраховується час спрацювання реле. Для початку



розрахуємо на проміжку 6,5 – 0,7 с (табл. 1.23).

Таблиця 1.23 – Розрахунок часу спрацювання

$k$										
$= \frac{I_p}{I_{c.p}}, \%$	110	115	130	145	160	190	200	220	250	310
$t_{c.з}, c$	6,5	5,5	4,5	3,4	2,5	2	1,5	1,1	0,8	0,7
$I_k, A$	132	138	156	174	192	228	240	264	300	372

Струм  $I_k$  визначається за виразом (1.9):

$$I_k = \frac{k * I_{c.p} * n_T}{100 * k_{cx}^{(3)}}$$

Тет

Побудуємо відповідно карту селективності захисту реле ТРВ-IV (рис.1.9).

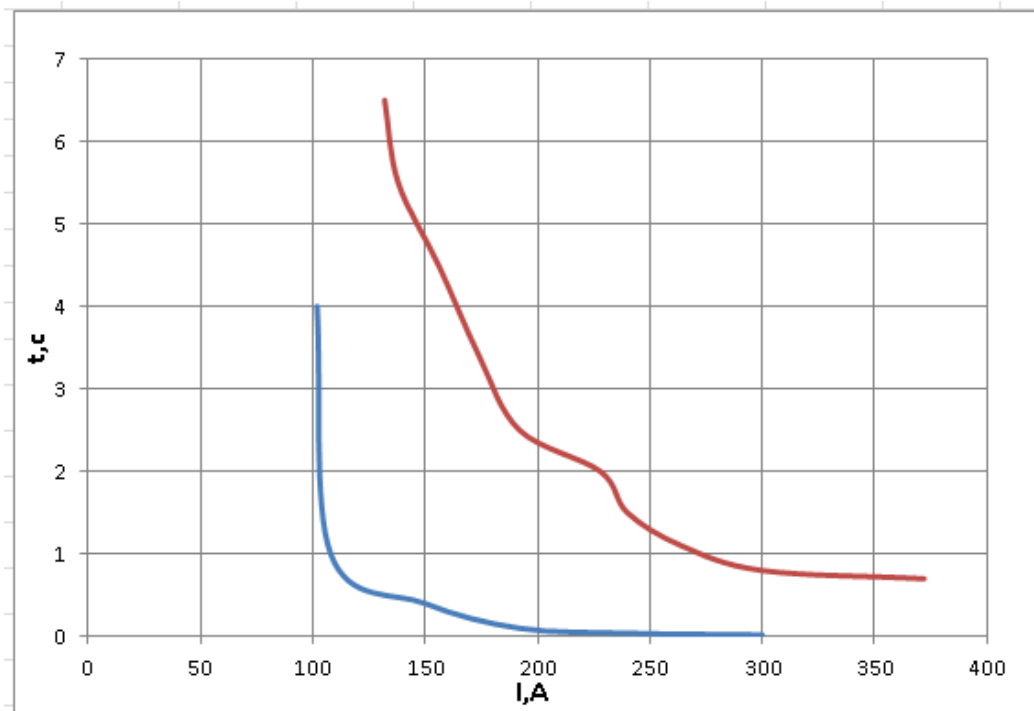


Рисунок 1.9 – Карта селективності

Судячи з графіку (рис.1.9) – селективність між захистом 2 і запобіжником 1 забезпечується на всьому діапазоні струмів КЗ.

Перевірка струмового захисту (0,8 с) за умовами термічної стійкості проводів лінії, що захищається. Для практичних розрахунків на термічну стійкість проводів розподільних електричних мереж:

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{с.з}} + t_{\text{в.в}} = 0,8 + 0,1 = 0,9 \text{ с}$$

$S_{\text{мін}} = \frac{I_{\text{к}}}{\text{с}} * \sqrt{t_{\text{вим}}} = 640 * \frac{\sqrt{0,8+0,1}}{69,5} = 8,74 \text{ мм}^2$ , що менше взятого на ділянках 1 і 2 (АС-35)

### 1.9.7 Розрахункова перевірка трансформаторів струму

Перевірка на 10% похибку. Гранична кратність за виразом для реле з залежною характеристикою (РТВ-IV):

$$k_{10} = \frac{I_{\text{роз}}}{I_{\text{НОМТТ}}} = \frac{1,1 * I_{\text{с.з}}}{I_{\text{НОМТТ}}} = \frac{1,1 * 60}{30} = 3,3$$

За кривою граничних кратностей для ТПЛ-10, клас Р визначається  $Z_{\text{н.доп}}=4.6 \text{ Ом}$ .

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму для двофазної дворелейної схеми:

$$z_n = 2 \cdot r_{np} + z_p + z_{пер}$$

Опір реле РТВ-IV при втягнутому якорі при уставці 10 А розраховується за виразом:

$$z_p = \frac{S}{I^2} = \frac{113}{10^2} = 1.13 \text{ (Ом)}$$

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

де  $S=113$  ВА за технічними даними привода ПП-67.

Опір проводів у цьому випадку практично можна було б не враховувати, тому що реле РТВ-IV установлені в безпосередній близькості від трансформаторів струму.

Сумарний опір зовнішнього навантаження:

$$z_{н.розр} = 2 * 0,06 + 1,13 + 0,1 = 1,35 \text{ Ом} < 4,6 \text{ Ом}$$

$$\text{де } r_{np} = \frac{8}{34,5 \cdot 4} \approx 0,06(\text{Ом})$$

Отже, сумарний опір не перевищує додатковий опір, тобто похибка трансформаторів струму не перевищує 10 %.

2. Розрахункова перевірка надійної роботи при максимальному значенні струму КЗ для реле типу РТВ не виконується.

3. Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму виконується за виразом:

$$U_{2\text{макс}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{макс}} \cdot I_{2\text{ном}} \cdot z_{н.розр},$$

$$k_{\text{макс}} = \frac{I_{k\text{max}}}{I_{\text{номТТ}}} = \frac{640}{30} = 21,33$$

$$U_{2\text{макс}} = \sqrt{2} * 21,33 * 5 * 1,35 = 203,615\text{В}$$

Робоча напруга для приєднань, що не мають зв'язків з іншими приєднаннями й апаратура яких розміщена окремо від апаратури інших приєднань (до таких приєднань належать лінії 10 (6) кВ), відповідно до [18] не повинна перевищувати 1000В. Отже, у виразі  $U_{2\text{дод}} = 1000(\text{В})$ . Отримане значення  $U_{2\text{макс}} = 203,615 \text{ В} < \sqrt{2} * 1000 \text{ В}$

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

## 2 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ

### 2.1 Охорона праці в енергетиці

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини у процесі трудової діяльності. Робота з охорони праці на енергетичних об'єктах повинна проводитись згідно з "Кодексом законів України про працю", Законом України "Про охорону праці" та іншими нормативними актами. На кожному енергетичному об'єкті, в кожному структурному підрозділі і на робочому місці повинні бути створені умови праці, які відповідають вимогам нормативних актів, а також забезпечене дотримання прав працівників, гарантованих законодавством про охорону праці. Вся робота з охорони праці повинна бути направлена на створення системи організаційних заходів і технічних засобів, які призначені для попередження дії на працівників небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Експлуатація обладнання, будівель і споруд повинна відповідати вимогам нормативних актів про охорону праці. Засоби захисту, інструмент, який використовується при обслуговуванні та ремонті обладнання, повинен своєчасно оглядатися та випробуватись у відповідності до діючих нормативних актів про охорону праці. На енергетичних об'єктах повинні бути розроблені та затверджені інструкції про охорону праці для всіх робітників виробничих професій (електрозварювальники, лаборанти), а також на окремі види робіт (роботи на висоті, монтажні, ремонтні та ін) згідно з вимогами нормативних актів [18].

					<i>МР 3.8.141.419 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Давиденко</i>			<i>Розрахунок параметрів та вибір обладнання ПС Ворож- да 35/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Петровський</i>					51	74
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ.м-11</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

На енергетичних об'єктах, у відповідності до нормативних актів, повинні організовуватись лікувально-профілактичне обстеження персоналу: первинні, при влаштуванні на роботу і періодичні медичний, профілактичний наркологічний огляд працівників певних категорій; професійний відбір для визначення анатомо-фізіологічної і психологічної придатності до безпечного виконання робіт (окремих видів і операцій); медичний огляд водіїв транспортних засобів перед виїздом; лікувально-профілактичне харчування і санітарно побутове обслуговування. Кожний працівник повинен знати і виконувати вимоги безпеки праці, які відносяться до обладнання, що обслуговується та організація праці на робочому місці. На кожному енергетичному об'єкті повинна бути створена служба охорони праці, розроблене і затверджене "Положення про систему управління охороною праці, повинна використовуватись нарядна система організації робіт. На підприємствах з кількістю робітників менше 50 функції служби охорони праці можуть виконувати, в порядку поєднання, працівники з відповідною підготовкою. Управління роботою з охорони праці і персональна відповідальність за неї лягає на керівника (роботодавця) енергетичного об'єкта. Керівники та посадові особи енергетичних об'єктів повинні забезпечувати проведення організаційних і технічних заходів для створення безпечних і здорових умов праці на робочих місцях, у виробничих приміщеннях і на території, яка належить енергетичному об'єкту, контролювати їх відповідність діючим вимогам безпечної і виробничої санітарії, а також своєчасно організовувати навчання, перевірку знань, інструктаж персоналу за дотриманням ним вимог з охорони праці.

При неможливості усунути дію на персонал шкідливих і небезпечних факторів, керівники і посадові особи повинні забезпечувати персонал засобами індивідуального захисту. У випадку виникнення пожег, аварійних ситуацій та інших порушень в роботі обладнання, персонал енергетичного об'єкта і командирований іншими підприємствами та організаціями персонал повинен прийняти заходи для усунення аварії, пожежі, виконати необхідні захисні заходи і в разі небезпеки для здоров'я чи життя, покинути робоче місце.

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

сце. При виконанні будівельно-монтажних, налагоджувальних, ремонтних робіт на одному й тому ж обладнанні чи споруді енергетичного об'єкта одночасно декількома організаціями згідно договорів з енергетичним об'єктом, керівництво об'єкта згідно з керівництвом підрядних організацій повинно розробляти спільний графік робіт і план погоджених заходів з охорони праці. Відповідальність за виконання вказаного плану заходів на своїх ділянках, за відповідність кваліфікації персоналу і виконання ним вимог охорони праці і пожежної безпеки несуть відповіді керівники. Кожен нещасний випадок, а також будь-які порушення вимог безпеки праці, які б могли призвести до нещасного випадку чи аварії, повинні ретельно розслідуватись, визначені причини і винуватці їх виникнення та прийняті заходи для попередження повторного виникнення. На кожному енергетичному об'єкті повинен бути створений кабінет охорони праці для проведення організаційної і методичної роботи по навчанню, проведенню інструктажів і перевірці знань робітників з питань охорони праці і пожежної безпеки. Увесь персонал повинен бути практично навчений способам надання першої долі карської допомоги потерпілим безпосередньо на місці події.

## 2.2 Охорона праці на підстанції 35/10 кВ

На підстанції 35/10 кВ мають місце наступні види небезпеки, які загрожують життю і здоров'ю обслуговуючого персоналу:

- дія електричного струму;
- виникнення пожеж;
- травматизм, під час роботи з приводами комутаційних апаратів;
- небезпека, яка виникає під час роботи з трансформаторним маслом.

Для того, щоб усунути або зменшити дію шкідливих чинників забезпечити безпечні умови роботи в електроустановках проводяться такі організаційні і технічні заходи. До організаційних заходів відносяться: – призначення

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт; – видача дозволу на підготовку робочого місця і на допуск; – підготовка робочого місця і допуск до роботи; – нагляд під час проведення робіт; – переведення на інше робоче місце; – оформлення перерв в роботі і її закінчення. До технічних заходів відносяться: – вивішування заборонних плакатів на приводах ручного і ключах дистанційного керування комутаційної апаратури; – приєднання до «землі» переносних заземлень; – перевірка відсутності напруги на струмоведучих частинах, які необхідно заземлити; – установка заземлень безпосередньо після перевірки відсутності напруги і вивішування плакатів «Заземлено» на приводах комутаційних апаратів; – огорожа, у разі потреби, робочих місць або струмоведучих частин, які залишаються під напругою, і вивішування на огорожі плакатів безпеки. Охорона праці при експлуатації трансформаторної підстанції 35/10 кВ і лінії електропередачі напругою 0,4-350 кВ забезпечується ухваленням всіх практичних рішень в строгій відповідності виконання вимог яких забезпечує безпечне виробництво робіт, попередження виробничого травматизму, професійних захворювань, пожеж і вибухів. Для кожного трансформатора передбачений під'їзд шириною 4,5 м. Для запобігання розтікання масла і розповсюдження пожежі при пошкодженнях трансформаторів передбачені приймачі масла, які виступають за трансформатор на 1 м об'ємом до 25 тон масла. При виконанні робіт, які можуть привести до відключення вторинної обмотки трансформатора струму, її необхідно закортити. Роботи у вторинних колах виконуються інструментом з ізольованими рукоятками. Двері приміщень електроустановок повинні бути закритими на замок. Ключі повинні зберігатися у чергового персоналу. Роботи в діючих електроустановках повинні проводитися по нарядах або розпорядженнях. Капітальний ремонт електроустановок повинен виконуватися по технологічним картам. Необхідно працювати в спеціальному одязі. При появі загрози потрапити під дію електричного струму всі роботи в електроустановках необхідно припинити. Персонал повинен бути укомплектований захисними засобами, спецодягом, медичними аптечками.

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

### 2.3 Розрахунок блискавкозахисту на підстанції ПС «Ворожба»

Захист від прямих попадань блискавки здійснюється за допомогою блискавковідводу. Через блискавковідвід струм блискавки, минаючи об'єкт захисту, стікає в землю. Блискавковідвід складається з блискавкоприймача, безпосередньо сприймає він удар блискавки, струмовідводу і заземлення. Ці пристрої можуть мати різний зовнішній вигляд, але вони повинні виконувати дуже важливе завдання – не пропустити блискавку до поверхні ЗРУ та її елементів.

Захисний вплив блискавковідводу характеризується його зоною захисту, тобто. простір поблизу блискавковідводу, ймовірність попадання блискавки в який не перевищує певного досить малого значення.

Блискавковідводи поділяються на стрижневі та тросові. Стрижневі – виконуються у вигляді вертикально встановлених стрижнів, з'єднаних із заземлювачем, а тросові – у вигляді горизонтально підвішених проводів. По опорах, до яких приєднується трос, прокладаються струмовідводи, що з'єднують трос із заземлювачем.

Закриті розподільні пристрої підстанцій захищаються стрижневими відводами блискавки, а лінії електропередачі - тросовими. Для захисту шинних мостів та гнучких зв'язків великою протяжністю також можуть використовуватися тросові блискавковідводи [5,19,20].

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



### 2.3.1 Вихідні дані

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів. Блискавкозахист ПС "Ворожба" виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів [21]. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів. Вихідні дані ПС наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
32	14	24	6	6	4	4	3,9

### 2.3.2 Визначення зони захисту блискавковідвід

Визначаємо параметри  $L_6$  і  $L_7$

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{14 - 6}{2} = 4,0 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{14 - 6}{2} = 4,0 \text{ м}$$

Визначаємо параметри  $p_1$  та  $p_2$

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = 5,66 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = 5,0 \text{ м}$$

Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що  $r_{x1} = p_1$

$r_{x3} = p_2$  при висоті  $h_x$

$$\begin{aligned} r_x &= \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \\ &= \frac{0,6h_1(0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1} = 15,0 \Rightarrow h_1 = h_2 = 15,0 \text{ м} \end{aligned}$$

$$= \frac{0,6h_1(0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1} = 13,9 \Rightarrow h_3 = h_4 = 13,9 \text{ м}$$

#### 2.3.2.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 6 \text{ м}$$

									Арк.
									56
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 10,5 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 9,0 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 5,66 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 33,75 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 63,75 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 10,5 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = 5,66 \text{ м}$$

### 2.3.2.2 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 7 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = (0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_3 - 30)) \cdot h_3 = 9,73 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = (0,6 - 1,43 \cdot 10^{-4}(h_3 - 30)) \cdot h_3 = 8,34 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 4,99 \text{ м}$$

$$L_{c34} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_3 - 30))h_3 = 31,27 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_3 - 30))h_3 = 59,08 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 9,73 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 4,99 \text{ м}$$

### 2.3.2.3 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 33,75 \text{ м}$$

– на висоті  $h_1 = 15,0 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 33,75 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 63,75 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 9,73 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті  $h_3 = 9,73 \text{ м}$

										Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						57

$$L_{c31} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_3 - 30))h_3 = 31,27 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_3 - 30))h_3 = 59,08 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 9,73 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 10,11 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 8,67 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = 5,33 \text{ м}$$

#### 2.3.2.4 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left( L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 24,86 \text{ м}$$

– на висоті  $h_1 = 15 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 33,75 \text{ м}; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 63,75 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 10,5 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті  $h_3 = 13,9 \text{ м}$

$$L_{c41} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_4 - 30))h_4 = 31,27 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_4 - 30))h_4 = 59,08 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 9,73 \text{ м}$$

$$h_{c \min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 10,11 \text{ м}; \quad r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 8,67 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{c \min 14} - h_x)}{h_{c \min 14}} = 5,33 \text{ м}$$

#### 2.3.2.5 Висновок

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.2.1.

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

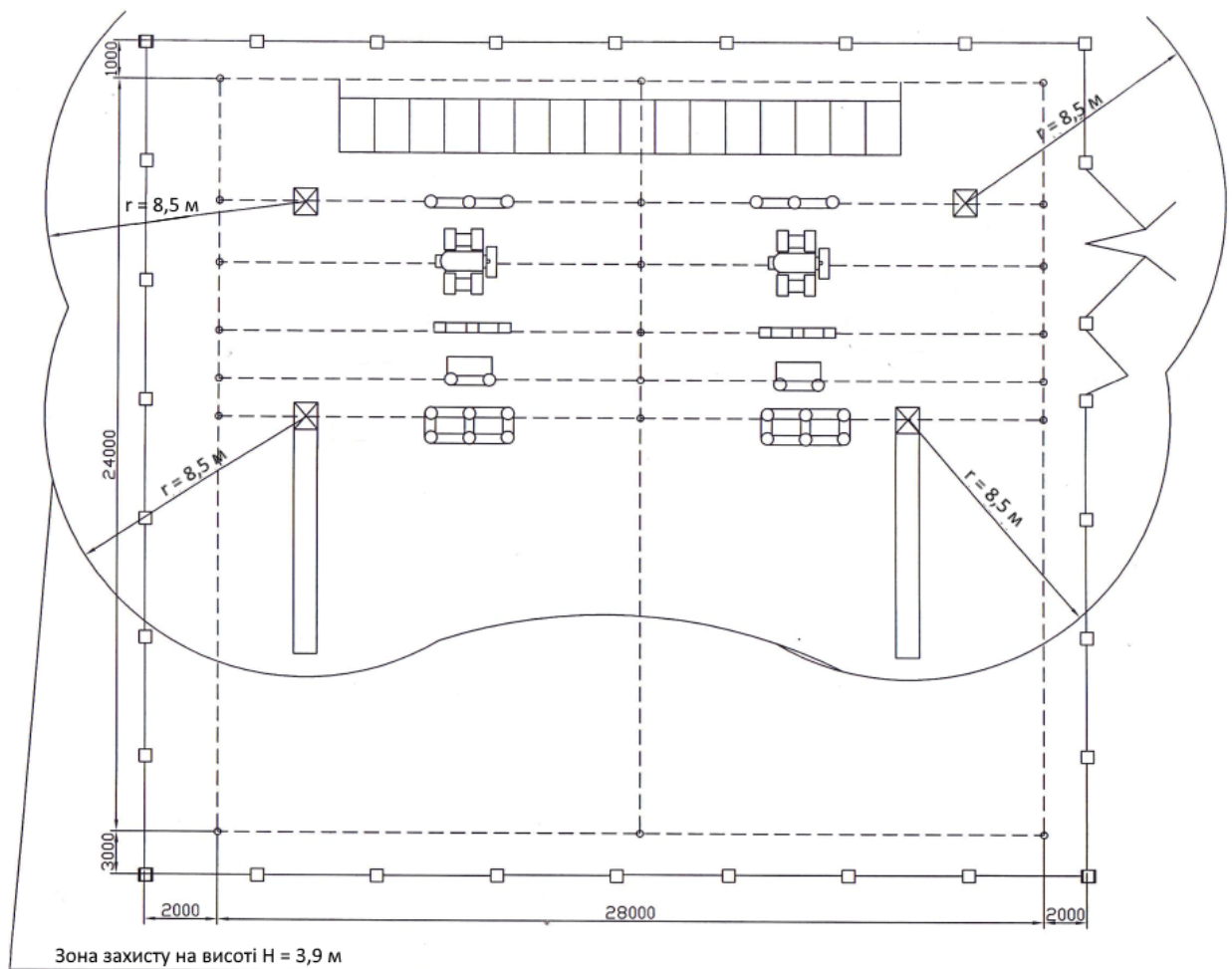


Рисунок 2.1 – Контуру захисту від ураження блискавки (вид зверху)

## 2.4 Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції

### 2.4.1 Постановка завдання

Необхідно провести розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами табл. 2.2. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП [22].

Таблиця 2.2 – Вихідні дані до розрахунку

$a, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$	$n_{\text{тр}}, \text{ шт}$	$l_{\text{тр}}, \text{ м}$	Тип тросу
32	27	106	1	180	С-50

## 2.4.2 Рішення

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів 10 м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 106 = 148 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$K$  – сезонний коефіцієнт. Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів припускаємо, що  $K=1,4$ .

Опір заземлення системи трос-опора:  $R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}}$

$$\text{Опір троса: } R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 180}{1} = 0,432 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

$$\text{При } 100 < \rho_{розр} \leq 500: R_{оп} \leq 15$$

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{0,432 \cdot 10} = 2,08 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:  $R_{пр} = R_{тр-оп} = 1,47 \text{ Ом}$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_з = \frac{R_{дон} R_{пр}}{R_{пр} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 2,08}{2,08 - 0,5} = 0,658 \text{ Ом}$$

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{32 \cdot 27} = 29,4 \text{ мм}^2$$

$A$  – коефіцієнт, що залежить від  $\frac{10}{60} = 0,167$ . Приймаю  $A=0,283$ .

Визначимо кількість вертикальних електродів:  $n = 10 \cdot 2 + 3,6 \cdot 2 = 12$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів. Схему заземлюючого контуру показано на рис. 2.2.

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 32 \cdot 19 + 27 \cdot 23 = 1229 \text{ м}$$

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

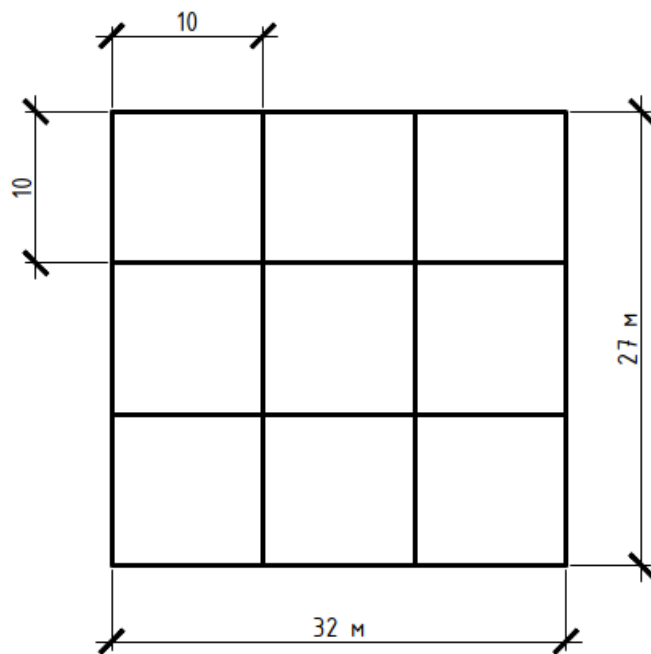


Рисунок 2.2 – Схема заземлювального контуру

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів об'єднаних горизонтальними смугами:

$$R_{з.р} = 148 \left( \frac{0,11}{29,4} + \frac{1}{29,4 + 11,8 \cdot 10} \right) = 0,665 \text{ Ом}$$

Так як розрахункове значення  $R_{з.р.}$  менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення  $R_{з.р.} < R_з$ , то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

### 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

#### 3.1 Теоретична частина

Для обґрунтування техніко-економічних показників буде використовуватись [23]. Основним показником інвестицій коштів в енергетику є економічна ефективність. Тому перш ніж проводити інвестування необхідно визначити економічну ефективність капітальних вкладень у розвиток енергосистем та електричних мереж, у тому числі:

- визначення загальної (абсолютної) ефективності капітальних вкладень у нове будівництво, розширення та реконструкцію об'єктів електричних мереж (ліній електропередачі та підстанцій);
- техніко-економічного обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту об'єкта електричних мереж та його елементів;
- вибору стратегії розвитку енергосистем та електричних мереж і варіантів схем енергопостачання окремих районів, міст та вузлів;
- встановлення економічно доцільної черговості будівництва (ранжування) об'єктів електричних мереж;
- обґрунтування кредитів, у т.ч. в іноземних валютах;
- оцінки ефективності капітальних вкладень в заходи з енергозбереження, захисту навколишнього середовища і т.д.;
- техніко-економічного обґрунтування типових та нормативних рішень в сфері розвитку енергосистем та будівництва електричних мереж. В основу визначення ефективності інвестицій покладено уявлення про те, що початково вкладений в спорудження об'єкту капітал повинен забезпечувати [24]:

					<i>MP 3.8.141.419 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Давиденко</i>			<i>Розрахунок параметрів та видір обладнання ПС Ворож- да 35/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Маценко</i>					62	74
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ.м-11</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

– покриття всіх поточних витрат на обслуговування та ремонт, виплату податків, погашення кредиту, виплату дивідендів і інших платежів, а також компенсацію втрати альтернативного доходу від збереження витрачених на інвестиції грошей у банку (приховані витрати);

– отримання чистого прибутку, який може бути спрямовано на поширене відтворення, тобто спорудження без залучення зовнішніх джерел фінансування нових об'єктів –реінвестиції;

Всі об'єкти електричних мереж, ефективність будівництва яких визначається або порівнюється, повинні відповідати чинним нормативним документам, у т.ч. вимогам до охорони навколишнього середовища та надійності електропостачання. Пряме врахування надійності електропостачання рекомендується при порівнянні різних заходів, що передбачаються для забезпечення заданого споживачем рівня надійності, а також при обґрунтуванні економічної доцільності підвищення надійності (міри резервування) понад нормативні вимоги. У випадку, коли фінансування будівництва об'єктів електричних мереж, які призначені для електропостачання промислових, транспортних підприємств і т.д., передбачається в складі проектів цих споживачів, абсолютна ефективність визначається для капітальних вкладень у проект в цілому. Вибір оптимального варіанту об'єкту електричних мереж виконується в таких випадках на основі аналізу їх порівняльної ефективності. При порівнянні ефективності декількох варіантів об'єкту електричних мереж всі економічні показники повинні визначатися за однаковими джерелами в цінах одного рівня [25].

Економічний результат капітальних вкладень в електричні мережі складається з доходу, отриманого від транспорту електроенергії (частка загальних надходжень від реалізації, що припадає на електричні мережі), а також від скорочення затрат, зумовлених зменшенням втрат електроенергії, підвищенням надійності електропостачання споживачів, зниженням експлуатаційних витрат. У найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є позитивне значення ефекту 3.1:

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63



$$C - P - Z > 0,$$

3.1

де  $C$  – економічний ефект (прибуток);

$P$  – результати (доход);

$Z$  – щорічні та одноразові затрати.

На підставі поняття економічного ефекту (3.1) побудована система показників та критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень, що діляться на інтегральні та елементарні. Інтегральні показники враховують сумарні дисконтовані (приведені до року, який передуює початкові будівництва) доходи та затрати за весь розрахунковий період, елементарні - за окремі його роки (без дисконтування).

До інтегральних показників належать:

- інтегральний дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект);
- внутрішня норма рентабельності;
- період повернення капіталу;
- рентабельність з доходів.

До елементарних показників належать:

- рентабельність інвестицій (проста норма прибутку);
- термін окупності інвестицій.

### 3.2 Розрахункова частина

Порівнюються три варіанти електропостачання споживачів:

- 1) при нарузі 35 кВ, шляхом реконструкції підстанції (встановлення додатково ще одного трансформатора потужністю 2,5 МВА;
- 2) при нарузі 35 кВ, шляхом реконструкції підстанції (встановлення одного трансформатора потужністю 4,0 МВА;
- 3) при нарузі 35 кВ, шляхом спорудження нової двох трансформатор-

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

ної підстанції ПС 35/10 кВ потужністю 2х4,0 МВА .

Втрати  $\Delta W$  (млн.кВт·год) для варіантів, що розглядаються складають:

1 – варіант 0,25;

2 – варіант 0,41;

3 – варіант 0,38.

У всіх варіантах тривалість будівництва становить один рік. Навантаження споживача дорівнює 3,8 МВт ( $T_{\max}=1900$  год.). Середній тариф на вході в мережу 35 кВ,  $C_{\text{вх}}=4,5$  ц/кВт·год. Так само, на виході,  $C_{\text{вих}}=5,2$  ц/кВт·год. Податок на прибуток  $p=30\%$ . Оскільки будівництво електричної мережі триває не більше одного року, а доходи залишаються незмінними, для визначення ефективності капітальних вкладень можна застосовувати елементарні критерії, оперуючи з річними показниками роботи. Визначимо які необхідно зробити капітальні вкладення  $K$  для кожного варіанту електропостачання. Всі дані зведені в табл. 3.2.

Необхідно визначити щорічні витрати для кожного з варіантів, які будуть складатись із витрати на технічне обслуговування і ремонт ( $B_e$ ), амортизаційних відрахувань ( $A_p$ ), втрат електроенергії ( $B_{\text{втр}}$ ), табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок щорічних витрат

Найменування витрат	Варіанти		
	1	2	3
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, $B_e$ : для ПС–35 /10 кВ 2,4% від $K$	3,14	1,87	7,8
Амортизаційні відрахування, $A_p$ : для ПС – 35/10 кВ 3,6% від $K$	4,72	2,81	11,7
Вартість втрат електроенергії $B_{\text{втр}}$ : $B_{\text{втр}} = 10\Delta W \cdot C_{\text{вх}}$	11,25	18,45	17,1
Загальні втрати $B$ складають	19,11	23,13	36,6

Таблиця 3.2 – Розрахунок капітальних вкладень, тис. у.о.

Найменування затрат	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
	Кількість	Вартість	Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Підстанції						
Трансформатор потужністю 2,5 МВА	1	46				
Трансформатор потужністю 4,0 МВА			1	53		
ПС–35/10 кВ; 2x4 МВА					1	300
Розширення ВРП, та обладнання, що встановлюється		60				
Розширення РП-10 кВ, комірок	5	25	5	25	5	25
Всього капіталовкладень, К		131		78		325
Вартість замінюваного обладнання на ПС, що реконструюється						
Початкова вартість трансформатора ТМ – 4 МВА, К0			1	46	1	46
Залишкова вартість (30% зносу), Л			1	32,2	1	32,2
Початкова вартість РП – 10 кВ		10				10
Залишкова вартість (30% зносу), Л		7				7
Всього кап. вкладень (з відрахуванням залишкової вартості), К-Л		124		45,8		285,8

Визначимо показники ефективності інвестування для кожного з варіантів електропостачання. Розрахунок буде проведений у вигляді таблиці, куди і будуть занесені всі розрахункові дані (табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Розрахунок показників ефективності

Показники	Варіанти		
	1	2	3
Доход $D = R_{\text{макс}} * T_{\text{макс}}(Ц_{\text{вих}} - Ц_{\text{вх}})$ , тис. у.о.	50,5	50,5	50,5
Балансовий прибуток $Пб = D - В$ , тис. у.о.	31,4	27,4	13,9
Податок на прибуток $Пн = Пб * p$ , тис. у.о.	9,4	8,2	4,2
Поточний річний чистий $Прт = Пб - Пн$ тис. у.о.	22	19,2	9,7
Інтегральний ефект $Пдс = \frac{Прт + Апт}{E} - K - L$ , тис. у.о.	54,1	100,9	-143,1
Рентабельність інвестицій $Ri = \frac{Прт + Апт + K}{K}$	0,257	0,695	0,186
Строк окупності $Ток = \frac{1}{Ri}$	3,9	1,4	5,4

### 3.3 Висновок

Як видно, усі варіанти електропостачання є ефективними, оптимальним за значенням Пдс є другий варіант. Проте, для споживачів другої категорії, які будуть житись від реконструйованої підстанції, необхідно мати два окремих джерела живлення. Отже, другий варіант хоча і ефективний але з точки зору надійності він не задовольняє споживачів. З двох варіантів, що залишились більш ефективним є перший варіант, який також відповідає всім вимогам живлення споживачів другої категорії.

## ВИСНОВОК

В магістерській роботі було проведено реконструкцію понижувальної підстанції 110/35/10 кВ «Ворожба». В ході виконання роботи було проведено та виконано наступне:

1) Для вибору високовольтного обладнання було попередньо розраховано струми короткого замикання у двох точках, що відповідають найвищій та нижчій сторонам силового трансформатора на обраній для розрахунку підстанції.

2) Обрано силове обладнання на високій, середній та низькій стороні підстанції, а саме вимикачі потужності, роз'єднувачі, обмежувачі перенапруги, а також трансформатор власних потреб, вимірювальні трансформатори (трансформатори струму та напруги).

3) Обрано сучасне обладнання, що збільшує надійність та скорочує збитки від експлуатації даної підстанції, але таке обладнання, збільшує витрати на будівництво підстанції. В даному випадку головне – надійність енергопостачання, його висока якість, адже для того, щоб конкурувати на енергетичному ринку, потрібно постійно знаходитись у пошуку застосування нових технологій, що дозволяють досягти в енергопостачанні оптимального співвідношення ціни електроенергії та її якості.

4) В розділі охорони праці було проведено розрахунок зони блискавковідводу понижувальної підстанції 110/35/10 кВ «Ворожба» та розраховано освітлювальну систему РП низької сторони. Обрано апарати захисту та комуруючі прилади для освітлювальної мережі.

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
2. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
3. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
4. Трансформаторні підстанції в системах електропостачання [Electronic resource]. URL: <http://www.uzep.com.ua/ukrainian/39-ukrainian/interesting-to-know-cat-ua/710-substations-info> (accessed: 04.12.2022).
5. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
6. ГОСТ 14209-85: “Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.”
7. Районні електричні мережі : Курсовий проєкт [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомолова. – Електронні текстові дані (1 файл: 12,54 МБ). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с.
8. Трансформатор струму ТФЗМ-35: продаж, ціна у Запоріжжі. Трансформатори струму від “УкрЕлектро” - 557807 [Electronic resource].

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p557807-transformator-toka-tfzm.html>  
(accessed: 24.11.2022).

9. 35 кВ Трансформатори напруги масляні трифазні типу НАМИ [Electronic resource] // ТОВ “ЕЛІЗ.” URL: <http://ua.eliz.zp.ua/catalog-eliz/transformatory-izmeritelnie/voltage-transformers/80-35-kv-transformatory-napryazheniya-maslyanye-trehfaznye-tipa-nami.html> (accessed: 24.11.2022).

10. Роз’єднувач РДЗ-35/1000 УХЛ 1: продаж, ціна у Запоріжжі. Роз’єднувачі від “УкрЕлектро” - 4791348 [Electronic resource]. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p4791348-razedinitel-rdz-351000.html> (accessed: 24.11.2022).

11. ВРС-10 / Вакуумні вимикачі 10 кВ / Комутаційні апарати / Продукція [Electronic resource]. URL: [http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komutaciini-aparati\\_1472639412/vakuumni-vimikachi-10-kv\\_1472639305/vrs-10\\_1472639277.htm](http://www.rzva.ua/ua/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-10-kv_1472639305/vrs-10_1472639277.htm) (accessed: 24.11.2022).

12. Васи́лега, П.О. Електротехнологічні установки [Текст] : навч. посіб. / П.О. Васи́лега. - Суми : СумДУ, 2010. - 548 с. + Гриф МОН.

13. 6-10 кВ Трансформаторы тока литые ТОЛ, ТПЛ, ТПОЛ, ТЛШ [Electronic resource] // ООО “Элиз.” URL: <http://eliz.zp.ua/catalog-eliz/transformatory-izmeritelnie/litye/84-6-10-kv-transformatory-toka-litye-tol-tpl.html> (accessed: 24.11.2022).

14. Трансформатор напруги НТМИ-6, НТМИ-10, паспорт, держ. перевірка, гарантія. виробництво Україна.: продаж, ціна у Запоріжжі. Трансформатори напруги від “УкрЕлектро” - 4477837 [Electronic resource]. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p4477837-transformator-napryazheniya-ntmi.html> (accessed: 24.11.2022).

15. Роз’єднувач РЛНДз-10/400 УХЛ1 зовнішньої установки поворотного типу: продаж, ціна у Запоріжжі. Роз’єднувачі від “УкрЕлектро” - 4752974 [Electronic resource]. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p4752974-razedinitel-rlndz-10400.html> (accessed: 24.11.2022).

					<i>MP 3.8.14.1.419 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

16. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. ISBN.

17. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2013. – 533 с.

18. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.

19. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.

20. Проведення навчання з питань охорони праці на підприємстві [Electronic resource] // Довідник спеціаліста з охорони праці. 2021. URL: <https://www.sop.com.ua/article/369-qqq-17-m1-05-01-2017-navchannya-z-ohoroni-prats> (accessed: 20.12.2021).

21. Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” усіх форм навчання / М.В. Петровський. - Суми: СумДУ, 2019. - 169 с.

22. Мар’янчук, Е.В. Майструк. Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Укл. П.Д. — Чернівці: Рута, 2010. – 90 с.

23. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі.

24. Проектування системи електропостачання. Методичні вказівки до виконання організаційно-економічних розрахунків. /Укл. М.М. Полтавець. – Кіровоград: КНТУ, 2014, 32с.

25. Маценко О.М., Сотник І.М., Соляник О.М. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломних проєктів – Суми.

					MP 3.8.14.1.419 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71



## ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Допустимий тривалий струм для шин прямокутного перерізу

Таблиця 1.3.46 – Допустимий тривалий струм для шин прямокутного перерізу

Розміри, мм	Мідні шини				Алюмінієві шини				Сталеві шини	
	Струм, А, залежно від кількості смуг на один полюс або одну фазу								Розміри, мм	Струм, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
15 × 3	210	–	–	–	165	–	–	–	16 × 2,5	55/70
20 × 3	275	–	–	–	215	–	–	–	20 × 2,5	60/90
25 × 3	340	–	–	–	265	–	–	–	25 × 2,5	75/110
30 × 4	475	–	–	–	365/370	–	–	–	20 × 3	65/100
40 × 4	625	–/1090	–	–	480	–/855	–	–	25 × 3	80/120
40 × 5	700/705	–/1250	–	–	540/545	–/965	–	–	30 × 3	95/140
50 × 5	860/870	–/1525	–/1895	–	665/670	–/1180	–/1470	–	40 × 3	125/190
100 × 5	1550/1600	2075/2705	2650/3285	–	1190/1220	1615/2100	2085/2553	–	50 × 3	155/230
50 × 6	955/960	–/1700	–/2145	–	740/745	–/1315	–/1655	–	60 × 3	185/280
60 × 6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	–	870/880	1350/1555	1720/1940	–	70 × 3	215/320
80 × 6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	–	1150/1170	1630/2055	2100/2460	–	75 × 3	230/345
100 × 6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	–	1425/1455	1935/2515	2500/3040	–	80 × 3	245/365
60 × 8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	–	1025/1040	1680/1840	2180/2330	–	90 × 3	275/410
80 × 8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	–	1320/1355	2040/2400	2620/2975	–	100 × 3	305/460
100 × 8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	–	1625/1690	2390/2945	3050/3620	–	20 × 4	70/115
120 × 8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	–	1900/2040	2650/3350	3380/4250	–	22 × 4	75/125
40 × 10	1000/1085	1415/1850	1805/2350	–	795/850	1105/1395	1405/1770	–	25 × 4	85/140
50 × 10	1225/1270	2135/2270	2750/2950	–	965/985	1675/1755	2205/2265	–	30 × 4	100/165
60 × 10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	–	1155/1180	2010/2110	2650/2720	–	40 × 4	130/220
80 × 10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	–	1480/1540	2410/2735	3100/3440	–	50 × 4	165/270
100 × 10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	60 × 4	195/325
120 × 10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200	70 × 4	225/375
60 × 12,5	1845/1905	3195/3405	–	–	–	–	–	–	80 × 4	260/430
80 × 12,5	2375/2490	3875/4390	–	–	–	–	–	–	90 × 4	290/480
100 × 12,5	2890/3090	4515/5410	–	–	–	–	–	–	100 × 4	325/535

**Примітка.** У чисельнику наведено значення змінного струму, у знаменнику – постійного.

Зм	
Арк.	
№ докум	
Підпис	
Дата	
МР 3.8.14.1.4.19 ПЗ	
Арк.	72

Сільгосптехніка з відп. Елеватор

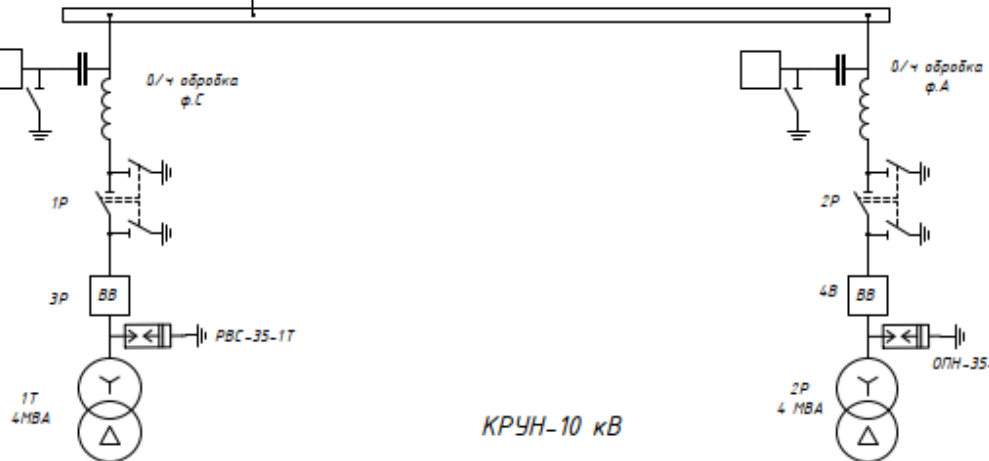
ВРП-35 кВ

СМР-55/3

СМР-55/3

РЛНД-2-35/600
С-35М-630-10
РВС-35
ТМ-4000/35

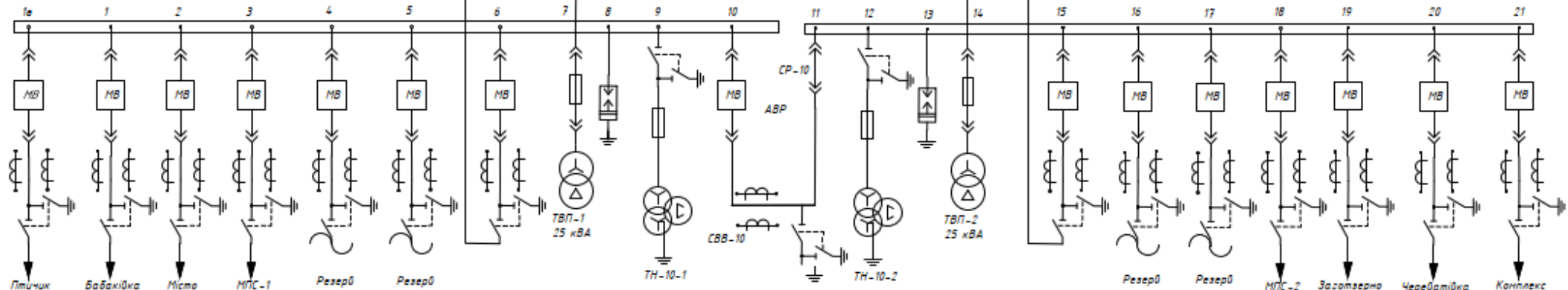
РЛНД-2-35/600
С-35М-630-10
РВС-35
ТМ-4000/35



КРУН-10 кВ

1 СШ-10 кВ

2 СШ-10 кВ

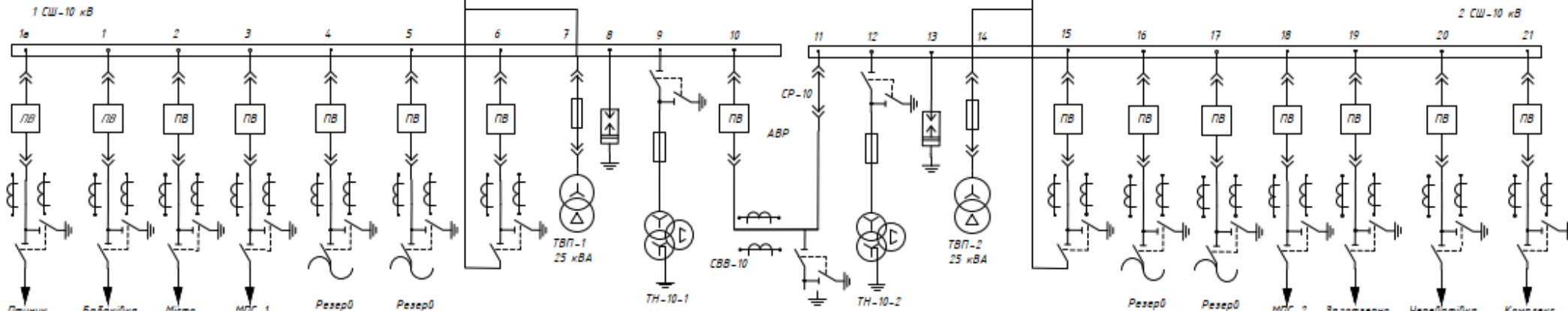
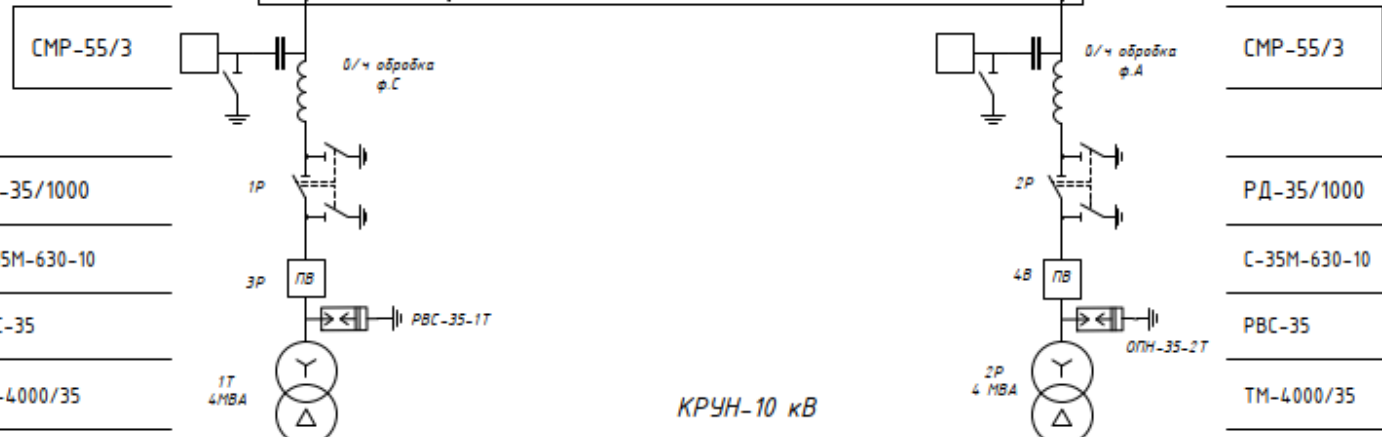


Птичник	Бабаківка	Місто	МПС-1	Резерв	1В	ТВП-1	РВП-10-1	ТН-10-1	СВВ-10	ТН-10-2	РВП-2	ТВП-2	2В	Резерв	МПС-2	Заготзерно	Череватівка	Комплекс
КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ		25 кВА						25 кВА		КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ
ТПЛ-10 100/5	ТПЛУ-10 30/75/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 100/5	ТПЛ-10 75/5	ТПЛ-10 200/5	ТМ-25/10 -65		НТМИ-10	ТПЛМ-10 300/5	НТМИ-10 -66У2		ТМ-25/10 -65	ТПЛ-10 200/5	ТПЛ-10 75/5	ТВ-10 100/5 ТПЛ-10 100/5	ТЛМ-10 100/5	ТПЛУ-10 30/75/5	ТПЛ-10 100/5
ВМГ-133 630-20	ВМГ-133 630-20	ВМГ-133 630-20	ВМГ-133 630-20	ВМГ-133-630-20	ВМГ-133 630-20	ПК-10	РВП-10	ПКТ-10	ВМГ-133-630-20	ПКТ-10	РВС-10	ПК-10	ВМГ-133-630-20	ВМГ-133-630-20	ВМГ-133-630-20	ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630У2-47	ВМГ-133-630-20	ВРС-10-20/630 У2

МР 3.8.141.419 ПЗ						
Розрахунок параметрів та вибір обладнання ПС Виробжа 35/10 кВ						
Зн.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис.	Дата	
Розроб.	Літ.	Арх.	№ док.	Підпис.	Дата	
Літ.	Літ.	Арх.	№ док.	Підпис.	Дата	
Норм. контр.	Норм. контр.	Арх.	№ док.	Підпис.	Дата	
Замов.	Замов.	Арх.	№ док.	Підпис.	Дата	
Мережа електропостачання 35/10 кВ				Стор.	Арк.	Арк.
Схема принципова об'єкційна мережі електропостачання 35/10 кВ ПС "Виробжа" до реконструкції				СунДН ЕТ-11		

Підпис і дата: \_\_\_\_\_  
 Знач. док. №: \_\_\_\_\_  
 Маб. № оп.: \_\_\_\_\_

ВРП-35 кВ



Птичник	Бабаківка	Місто	МПС-1	Резерв	Резерв	1В	ТВП-1	РВП-10-1	ТН-10-1	СВВ-10	ТН-10-2	РВП-2	ТВП-2	2В	Резерв	МПС-2	Заготзерно	Череватівка	Комплекс
КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ			25 кВА						25 кВА		КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ
ТОЛ-Е-12 100/5	ТОЛ-Е-12 100/5	ТОЛ-Е-12 100/5	ТОЛ-Е-12 100/5	ТОЛ-Е-12 200/5	ТОЛ-Е-12 400/5	ТМ-25/10 -65		НТМІ-10УЗ	ТОЛ-Е-12 300/5	НТМІ-10 УЗ	ТМ-25/10 -65	ТОЛ-Е-12 400/5	ТОЛ-Е-12 75/5	ТОЛ-Е-12 100/5	ТОЛ-Е-12 100/5	ТОЛ-Е-12 100/5	ТОЛ-Е-12 100/5	ТОЛ-Е-12 100/5	ТОЛ-Е-12 100/5
ВРС-630	ВРС-630	ВРС-630	ВРС-630	ВРС-630	ВРС-630	ПК-10	РВП-10	ПКТ-10	ВРС-630	ПКТ-10	РВС-10	ПК-10	ВРС-630	ВРС-630	ВРС-630	ВРС-630	ВРС-630	ВРС-630	ВРС-630

МР 3.8.14.1.4.19 ПЗ						
Розрахунок параметрів та вибір обладнання ПС виробца 35/10 кВ						
Зм.	Кільк.	Арх.	Н док.	Підпис	Дата	
Розробив	Добудована					
Перев.	Потребський					Мережа електропостачання 35/10 кВ
Норм. контр.	Нижкофур					Схема принципова одинична мережі електропостачання 35/10 кВ ПС "Ворожба" після реконструкції
Залпбар	Левдасяк					
						СунДУ ЕТ-11

Погоджене  
Зак. № 16. К.  
Лінійні і ділянки  
№ 16. К. пр.