

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:  
«Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції  
110/35/10 кВ «Лебедин»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконала студентка гр. ЕТ.м-11	_____ І.О. Курочка
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**

Курочки Ірини Олександрівни

1. Тема дипломної роботи: «Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/35/10 кВ «Лебедин»

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

2. Термін здачі студентом завершеної роботи 05.12.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Розташування підстанції та тип ґрунту. 2. Однолінійна схема нормально-го режиму ПС 110/35/10 кВ «Лебедин». 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; висновки; список використаної літератури; додатки.

5. Перелік графічного матеріалу:

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

6. Консультанти:

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

7. Дата видачі завдання 13.09.2022 р.

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

Завдання прийняла до виконання \_\_\_\_\_ І. О. Курочка

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

Студентка-дипломниця \_\_\_\_\_ І. О. Курочка

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

## РЕФЕРАТ

с. 71, рис. 18, табл. 24, додатків 2, джерел 16.

**Бібліографічний опис:** Курочка І. О. Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/35/10 кВ «Лебедин» [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / І. О. Курочка; наук. керівник М. В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2022. –71 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 їх розташування та зон захисту блискавковідводів підстанції у відповідності з нормативними документами. Проведено розрахунок заземлюючого контуру ПС «Лебедин» та перевірено результуючий опір заземлюючого контуру.

Проведено економічний розрахунок терміну окупності силового обладнання – силового трансформатора.

## 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 електропередач

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	8
1 ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	9
1.1 Аналіз режиму роботи підстанції. Загальні відомості .....	9
1.2 Технічні заходи щодо реконструкції.....	11
1.2.1 Перевірка силового трансформатора .....	11
1.2.1.1 Аналіз навантажень ПС "Лебедин".....	11
1.3 Розрахунок струмів короткого замикання.....	17
1.3.1 Розрахунок опорів схеми заміщення.....	18
1.3.2 Розрахунок періодичної складової СКЗ.....	19
1.3.3 Розрахунок ударного струму .....	19
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 .....	20
1.4.1 Вибір обладнання на стороні 110 кВ .....	20
1.4.1.1 Вибір вимикача 110 кВ.....	20
1.4.1.2 Вибір трансформатора струму .....	22
1.4.1.3 Вибір трансформатора напруги.....	23
1.4.1.4 Вибір роз'єднувача 110 кВ .....	27
1.4.2 Вибір обладнання на стороні 35 кВ .....	28
1.4.2.1 Вибір вимикача 35 кВ.....	28
1.4.2.2 Вибір трансформатора струму .....	30

					<i>МР 3.8.14.1.444 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	<i>Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/35/10 кВ «Лебедин»</i>	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		Курочка					5	71
Перевір.		Петровський				<i>СумДУ</i>		
Реценз.								
Н. Контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						

1.4.2.3	Вибір трансформатора напруги.....	30
1.4.2.4	Вибір роз'єднувача 35 кВ.....	30
1.4.3	Вибір обладнання на стороні 10 кВ .....	31
1.4.3.1	Вибір вимикача 10 кВ.....	32
1.4.3.2	Вибір трансформатора струму .....	34
1.4.3.3	Вибір трансформатора напруги.....	34
1.4.3.4	Вибір роз'єднувача 10 кВ.....	35
1.5	Вибір обмежувача перенапруги на стороні 110 кВ .....	36
1.6	Релейний захист .....	38
1.6.1	Вихідні дані до розрахунку .....	38
1.6.2	Розрахунок .....	38
1.6.2.1	Розрахунок опору обмоток трансформатора .....	38
1.6.2.2	Визначення струм на шинах середньої напруги.....	39
1.6.2.3	Визначення струм кз на шинах низької напруги.....	39
1.6.3	Розрахунок подовжнього диференційного струмового захисту	39
1.6.3.1	Струм спрацювання захисту визначається по більшому із двох значень:.....	39
1.6.3.2	Попередня перевірка чутливості.....	40
1.6.3.3	Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту реле при КЗ на шинах НН 40	
1.6.4	Вибір уставок реле ДЗТ .....	41
2	РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	43
2.1	Розрахунок блискавкозахисту на підстанції ПС "Лебедин" .....	43
2.1.1	Вихідні дані.....	44
2.1.2	Визначення зони захисту блискавковідвід.....	44

2.1.2.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2.....	45
2.1.2.2	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4.....	45
2.1.2.3	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3.....	46
2.1.2.4	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4.....	48
2.1.2.5	Висновок.....	49
2.2	Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції.....	50
2.2.1	Постановка завдання.....	50
2.2.2	Рішення.....	50
2.3	Світлотехнічний розрахунок освітлювальної установки РП 10 кВ.....	52
2.3.1	Постановка завдання.....	52
2.3.2	Розрахунок освітлення методом коефіцієнта використання.....	52
2.3.3	Розрахунок освітлення точковим методом.....	55
2.3.4	Висновки.....	59
3	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	60
3.1	Техніко-економічне обґрунтування вибору потужності силових трансформаторів проектованої підстанції.....	60
3.2	Показники фінансової ефективності.....	62
3.3	Вихідні дані.....	63
3.4	Висновки по розділу.....	64
	ВИСНОВОК.....	65
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	66
	ДОДАТКИ.....	69
	ДОДАТОК А.....	70
	ДОДАТОК Б.....	71



## ВСТУП

На даний момент, основним завданням електроенергетики є надійне й безперебійне забезпечення електроенергією усіх споживачів. Виконання цього завдання на території Сумської області займається АТ «Сумиобленерго». Для надійного електропостачання необхідно покращувати основні критерії відбору об'єктів електроенергетики, які підлягають реконструкції. У зв'язку з цим, в магістерській роботі проведено аналіз режимів роботи ПС "Лебедин", з метою реконструкції її застарілого обладнання.

Враховуючи кількість аварійних відключень, що сталися за останні роки, паспорт підстанції (на якому вказано рік виготовлення та введення в експлуатацію основного обладнання), дефектні акти, що складені при огляді обладнання, моральну і фізичну застарілість обладнання, необхідно 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. Кожен силовий трансформатор не тільки індивідуально виконується для кожного окремого об'єкта, але й розробляється індивідуально, що значно збільшує строк виготовлення трансформатору. Магістерською роботою розглянуто першу чергу реконструкції ПС 110/35/10 кВ «Лебедин».

В процесі проектування реконструкції підстанції необхідно брати до уваги прогрес в галузі енергетики, а саме, 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.

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

# 1 ОСНОВНА ЧАСТИНА

## 1.1 Аналіз режиму роботи підстанції. Загальні відомості

У магістерській роботі обрано підстанцію 110/35/10 кВ, що знаходиться в Сумській області, яка показана на рис. 1.1. Від цієї підстанції живиться місто Лебедин та його околиці. Вона споруджена у сільській місцевості та має відкриту розподільчу установку на 110 кВ та 35 кВ, а також закриту розподільчу установку 10 кВ. Тип ПС прохідна. Живлення ПС забезпечується двома лініями (ЛЕП) від ПС Суми Північна та ПС Суми.

На стороні 110 кВ знаходяться лінійний роз'єднувач типу РНДЗ -2-110/1000, вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-110/1000, вимірювальні трансформатори струму типу ТФЗМ-110/1000 з коефіцієнтом трансформації струму 600/5, силовий вимикач потужності типу МВ-110-2Т, силовий трансформатор 1Т потужністю 6,3 МВА та 2Т потужністю 25 МВА, заземлювач нейтралі трансформатора ЗОН-110, обмежувач перенапруги типу ОПН-110 та розрядники РВС-35+15. На стороні 35 кВ, неподалік від силового трансформатора знаходиться дугогасний реактор для захисту мережі від однофазних коротких замикань на землю.

На стороні 35 кВ знаходяться вимірювальний трансформатор напруги ТН-35, вимірювальні трансформатори струму типу ТФЗМ-35-Б-1У1, з коефіцієнтом трансформації 400/5, автоматичне ввімкнення резерву між шинами 1СШ та 2СШ, обмежувачі перенапруги та відхідні лінії. Комплектації обладнання складається із шинного роз'єднувача, з одним заземлюючим ножем типу РНДЗ-600, високовольтного вакуумного вимикача потужності типу ВР-35-НСМ-35-20/1600У1 та ВР-35-НСМ-35-20/1600У1, вимірювальних трансформаторів струму типу ТФЗМ-35А-У1 з коефіцієнтом трансформації 200/5,

					<i>МР 3.8.14.1.444 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/35/10 кВ «Лебедин»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Курочка</i>					9	71
<i>Перевір.</i>		<i>Петровський</i>				<i>СумДУ</i>		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						



300/5 та 400/5 та лінійного роз'єднувача з двома ножами заземлення типу РНДЗ-2-600.

Розподільна установка на стороні 10 кВ має закрите розташування. Складається із двох секцій шин з'єднані між собою секційною коміркою, яка включає в себе АВР. На кожній із секцій шин знаходяться вимірювальний трансформатор напруги типу НАМИ-1-10УХЛ2, трансформатор власних потреб потужністю 100 кВА, та відхідних ліній, котрі беруть свій початок в комірці типу КСО-272. Комплектація даних комірок наступна: Вимикач потужності типу ВВ/TEL-10 вакуумний внутрішньої установки та ВМП-10 масляного типу, трансформатор струму типу ТОЛУ, ТПЛ, ТОЛ, ТВЛМ та роз'єднувача.

## 1.2 Технічні заходи щодо реконструкції

### 1.2.1 Перевірка 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.

#### 1.2.1.1 Аналіз навантажень ПС "Лебедин"

В табл. 1.1 приведено основні вихідні дані для подальшого проектування.

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Таблиця 1.1 – Основні вихідні дані

$P_{\text{нав}}, \text{МВт}$	$\cos \varphi_{\text{нав}}$	$T, ^\circ\text{C}$
23	0,85	+10

Спершу визначимо повну потужність навантаження:

$$S_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{НАВ}}}{\cos \varphi} = \frac{23}{0,8} = 27 \text{ (МВА)}$$

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

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{1,4} = \frac{27}{1,4} = 19,3 \text{ (МВА)}$$

Відповідно до номінального ряду потужності силових трансформаторів обираємо трансформатор потужністю:

$$S_{\text{ном.тр}} = 25 \text{ (МВА)}$$

Виходячи з добових навантажень споживачів за вимірами по стороні 10 кВ та 35 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

t	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$S_{\text{нав}}, \%$	50	70	80	80	90	120	110	90	90	80	70	50
$S_{\text{нав}}, \text{МВА}$	13,5	18,9	21,6	21,6	24,3	32,4	29,7	24,3	24,3	21,6	18,9	13,5
	3	4	5	5	5	7	6	5	5	5	4	3

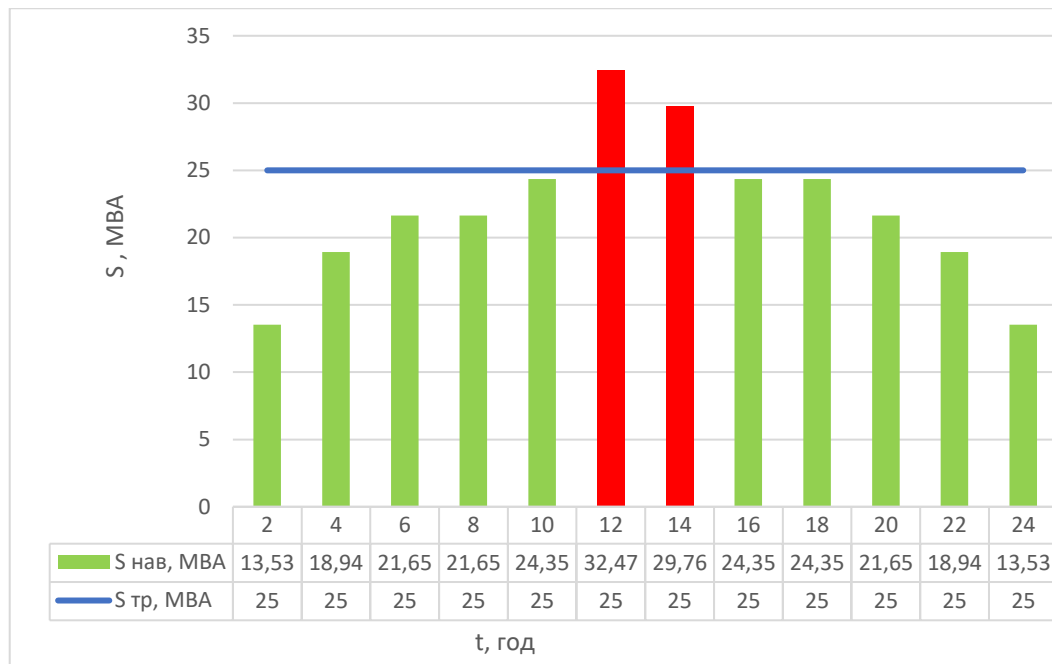


Рисунок 1.2 – Добовий графік навантаження 1Т

Як видно на графіку є точки перевантаження о 12-й 14-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.

$$K_1 = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{13,5^2 \cdot 4 + 18,9^2 \cdot 4 + 21,7^2 \cdot 6 + 24,4^2 \cdot 6}{20}} = 0,826$$

					MP 3.8.14.1.444 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

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.

$$K_2' = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{29,8^2 \cdot 2 + 32,5^2 \cdot 2}{4}} = 1,245$$

Визначаємо максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{32,5}{25} = 1,298$$

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

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,298 = 1,168$$

Остаточнo обираємо  $K_2 = 1,245$

Наступним етапом знаходимо нормально допустиме значення  $K_{2,гост}$ , за нормативними документами [1], з урахуванням еквівалентної температури (+10 C), табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Нормативно допустимі значення допустимого навантаження трансформатора

	0,8	0,9
4	1,36	1,32

$$K_{2_{зост}} = 1,36 - \frac{1,36 - 1,32}{0,9 - 0,8} (0,826 - 0,8) = 1,309$$

Як видно, значення  $K_{2_{зост}}$  більше, аніж  $K_2 = 1,245$ , 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:

Таблиця 1.4 – Графік навантажень 2Т

t	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
S наві, %	60	70	70	90	100	120	100	80	70	90	60	50
S наві, МВА	16,2 4	18,9 4	18,9 4	24,3 5	27,0 6	32,4 7	27,0 6	21,6 5	18,9 4	24,3 5	16,2 4	13,5 3



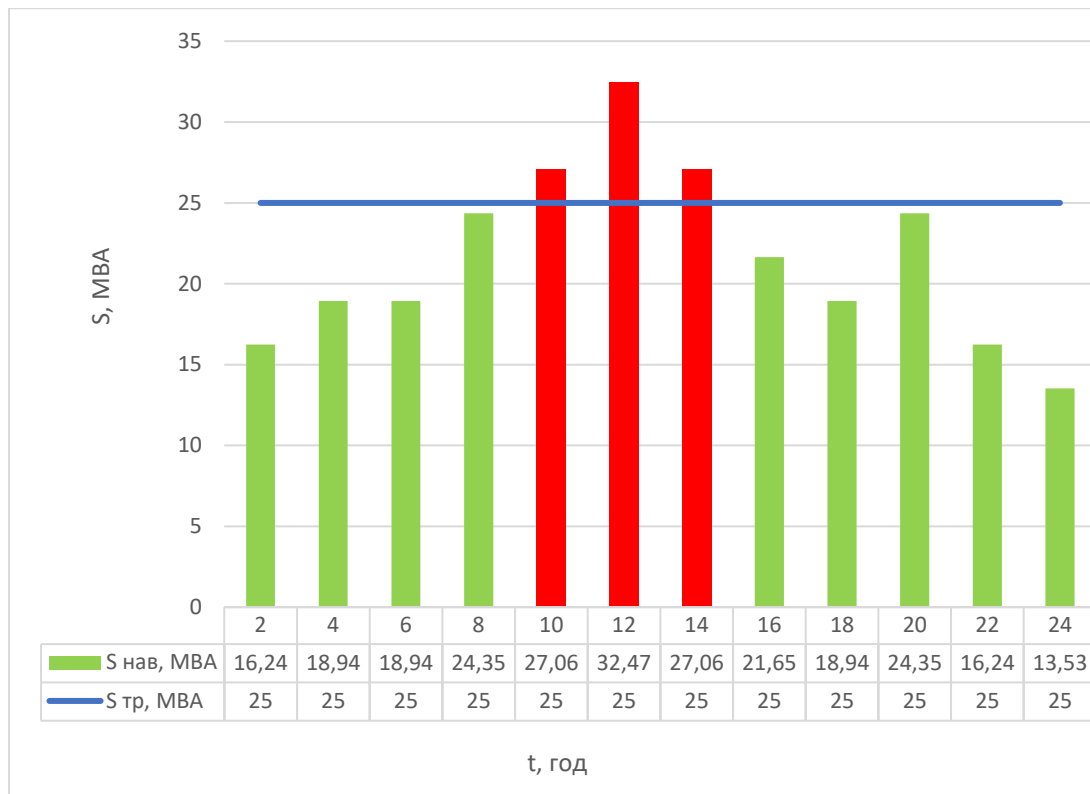


Рисунок 1.3 – Добовий графік навантаження 2Т

Як видно на графіку є точки перевантаження о 10-й,12-й, 14-й годинах.

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий.

$$K_1 = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{16,2^2 \cdot 4 + 18,9^2 \cdot 6 + 24,4^2 \cdot 4 + 21,7^2 \cdot 2 + 13,5^2 \cdot 2}{18}} = 0,782$$

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

$$K_2' = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{27,1^2 \cdot 4 + 32,5^2 \cdot 2}{6}} = 1,159$$

Визначаємо максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{32,5}{25} = 1,298$$

Попереднє значення K'2 необхідно порівняти із значенням  $K_{MAX}$ ,

$$K_2 = 0.9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,298 = 1,168$$

Остаточно обираємо  $K_2 = 1,169$

Наступним етапом знаходимо нормально допустиме значення  $K_{2_{зост}}$ , за нормативними документами [1], з урахуванням еквівалентної температури (+10 C), табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Нормативно допустимі значення допустимого навантаження трансформатора

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

$$K_{2_{зост}} = 1,29 - \frac{1,29 - 1,27}{0,9 - 0,8} (0,782 - 0,7) = 1,274$$

Як видно, значення  $K_{2_{зост}}$  більше, ніж  $K_2 = 1,169$ , 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;
- Халатність чи просто помилка у праці персоналу підстанції.

Тривалість КЗ складає, зазвичай, 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 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ. Підстанція живлення за двома прохідними лініями: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 1.4. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає  $S_c = 5000 \text{ МВА}$ .

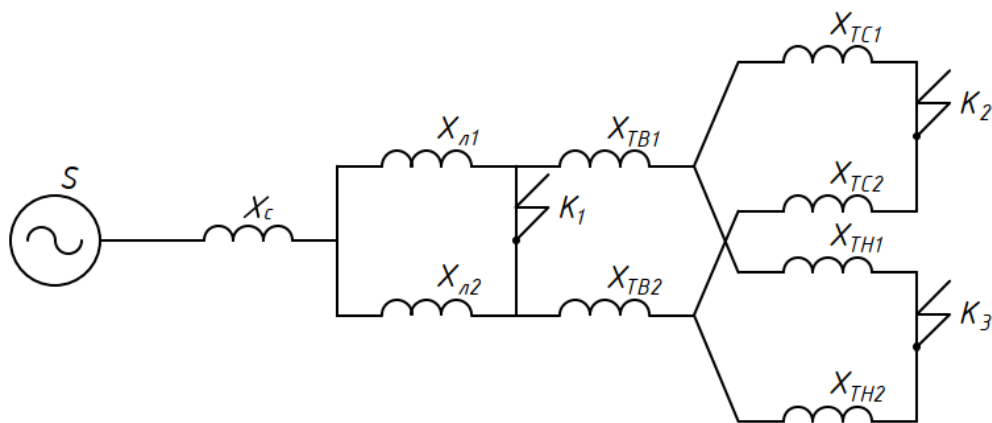


Рисунок 1.4 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

### 1.3.1 Розрахунок опорів схеми заміщення

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{Л}^2}{S_c} = \frac{110^2}{5000} = 2,42 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{Л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{51,9 \cdot 87,5}{51,9 + 87,5} = 32,6 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора  $S_T = 25 \quad (\text{МВА})$ ;

Опір трансформатора  $X_{ТВ} = 56 (\text{Ом})$ ;  $X_{ТС} = 0 (\text{Ом})$ ;  $X_{ТН} = 35 (\text{Ом})$ ;

Загальний опір в точках К3:

$$X_{К1} = X_c + X_{Л} = 2,42 + \frac{32,57}{2} = 18,71 (\text{Ом})$$

										Арк.
										18
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ					

$$X_{K2} = X_C + X_L + X_B = 2,42 + \frac{32,57}{2} + \frac{56}{2} = 46,71 (\text{Ом})$$

$$X_{K3} = X_C + X_L + X_B + X_H = 2,42 + \frac{32,57}{2} + \frac{56}{2} + \frac{35}{2} = 64,21 (\text{Ом})$$

### 1.3.2 Розрахунок періодичної складової СКЗ

$$I_{K1} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K1}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 18,71} = 3,394 (\text{кА})$$

$$I_{K2} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K2}} \cdot \frac{U_B}{U_C} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 46,71} \cdot \frac{110}{35} = 4,274 (\text{кА})$$

$$I_{K3} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{K3}} \cdot \frac{U_B}{U_H} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 64,21} \cdot \frac{110}{10} = 10,879 (\text{кА})$$

### 1.3.3 Розрахунок ударного струму

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,394 = 7,728 (\text{кА})$$

$$I_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,274 = 9,731 (\text{кА})$$

$$I_{y3} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 10,879 = 24,77 (\text{кА})$$

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

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 3,394 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,435 (\text{кА})$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 4,274 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,548 (\text{кА})$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 10,874 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,396 (\text{кА})$$

### 1.3.5 Розрахунок інтеграла Джоуля

$$B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 3,394^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,979 (\text{кА}^2\text{с})$$

$$B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 4,274^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,553 (\text{кА}^2\text{с})$$

$$B_{K3} = I_{K3}^2 (t + T_a) = 10,879^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 10,06 (\text{кА}^2\text{с})$$

Результати розрахунків запишемо в табл.1.6.

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Таблиця 1.6 – результати розрахунків струмів КЗ

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ $i_y$ , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $B_K$ , $кА^2с$
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	3,394	7,728	3,394	0,435	0,979
Шини 35 кВ ( $K_2$ )	4,274	9,731	4,274	0,548	1,553
Шини 10 кВ ( $K_3$ )	10,879	24,770	10,879	1,396	10,060

## 1.4 Вибір комутаційного та захисного обладнання

### 1.4.1 Вибір обладнання на стороні 110 кВ

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на стороні 110 кВ.

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183 \text{ А.}$$

#### 1.4.1.1 Вибір вимикача 110 кВ

На високій стороні підстанції обираємо 2 вимикача типу ВРС-110, рис. 1.5. Стабільний стан контактної групи ВРС-110 зберігається протягом усього терміну експлуатації, а діелектричні властивості елегазу знижуються (через накопичення продуктів розкладання в комутаційній камері при наростанні числа комутацій). Комутаційний ресурс ВРС-110 - 10 000 циклів, що у 2 рази перевищує ресурс елегазових апаратів. ВРС-110 не потребує технічно-

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

го обслуговування до закінчення 10 000 комутаційних циклів. Мінімальні терміни монтажу (6-8 годин) та мінімальні витрати на монтаж.



Рисунок 1.5 – Зовнішній вигляд ВРС-110

Переваги ВРС-110 перед елегазовими вимикачами наступні [2]:

- Стабільний стан контактної групи ВРС-110 зберігається протягом всього терміну експлуатації, а діелектричні властивості елегазу знижуються (через накопичення продуктів розкладання в комутаційній камері при наростанні числа комутацій).
- Комутаційний ресурс ВРС-110 - 10 000 циклів, що у 2 рази перевищує ресурс елегазових апаратів.
- ВРС-110 не потребує технічного обслуговування до закінчення 10 000 комутаційних циклів.
- Мінімальні строки монтажу (6-8 годин) і мінімальні затрати на монтаж.
- Надійність вимикача ВРС-110 вища, ніж у елегазового (дугогасильна частина ВРС-110 містить менше рухомих деталей).
- Можливість експлуатації в умовах низьких температур (до - 60°C) без додаткового обігріву.

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Технічні дані вибору приведені в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Порівняльна характеристика розрахунковий даних та ВРС-110

Умова Вибору	Розрахункові значення	Дані ВРС-110
$U_C \leq U_H$ , кВ	110	110
$I_{расч} \leq I_{ном}$ , А	183,70	2500
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	3,394	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	7,73	81
$I_{пт} \leq I_{ОткНом}$ , кА	3,394	31,5
$I_{ат} \leq I_{аном}$ , кА	0,435	7,245
$B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	0,979	7500

#### 1.4.1.2 Вибір трансформатора струму

Обираємо трансформатор сурму типу ТФЗМ 110Б зовнішній вигляд показано на рис. 1.6. Трансформатор струму масло наповнювач вимірювальний ТФЗМ 110Б складається з обмоток: первинної і вторинної, вони зібрані в єдиний комплект і закріплені на металевій підставці.

Вторинна обмотка в свою чергу, встановлюється на цоколі. Обидві обмотки, які містять в собі трансформатори струму ТФЗМ, ізолювані один від одного за допомогою паперово-мастильного матеріалу. Вони поміщені у фарфорову покрішку і заповнені трансформаторним маслом.

На бічній стінці цоколя розташований масло випускний патрубков для зливу і зняття проб масла рис.1.6. Для запобігання надходження повітря всередину ТФЗМ 110 на кришці трансформатора встановлений повітря осушувач, він же є волого поглинаючим фільтром.

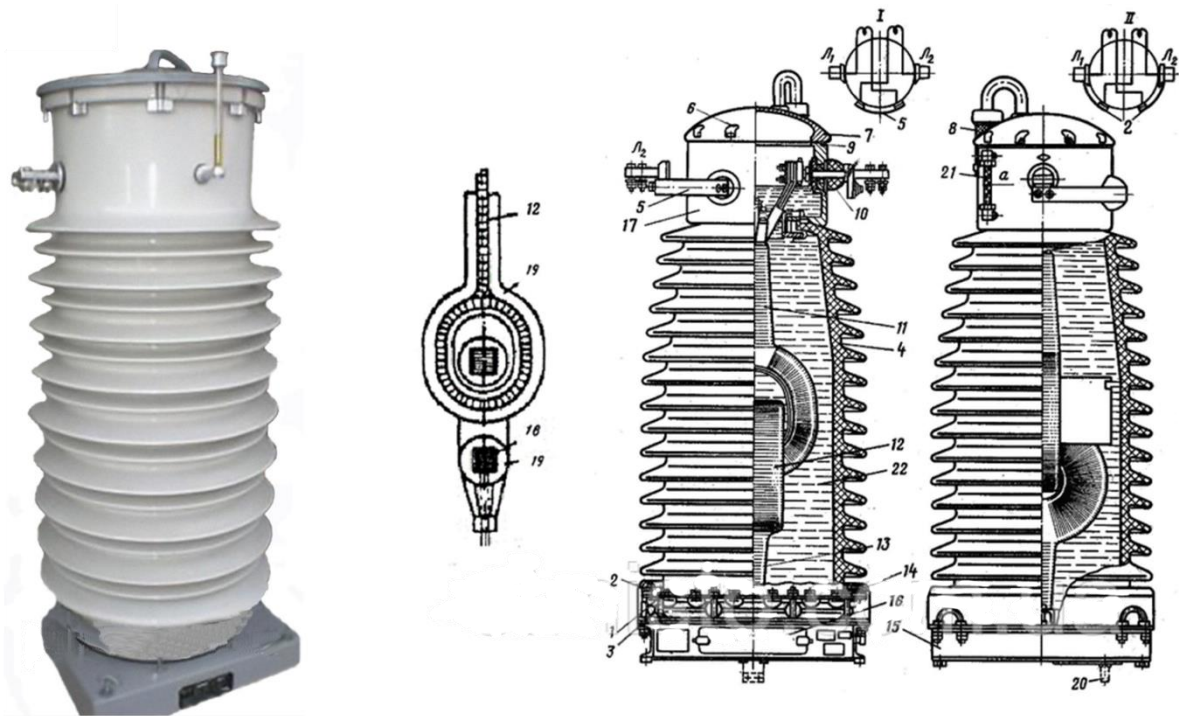


Рисунок 1.6 – Конструкція ТФЗМ 110

Опорою для трансформатора ТФЗМ 110 служить цоколь, на ньому є спеціальний болт для заземлення. На трансформаторі здійснюється механічне кріплення фарфорової кришки до цоколю.

Завдяки м'якій гумовій прокладці трансформатор ТФЗМ 110 Б дуже щільно і надійно закривається порцеляновою кришкою. Трансформатори для номінальної напруги 500 кВ представлені у вигляді двох ступенів: нижній і верхній [3].

#### 1.4.1.3 Вибір трансформатора напруги

Обираємо трансформатор напруги типу НКФ 110 рис. 1.7, технічні дані приведені в табл. 1.8. Даний трансформатор являється однофазним масляним каскадним одно блоковим зовнішньої установки у фарфоровій покришці призначені для масштабного перетворення параметрів змінного струму і застосовується для зниження високого первинного напруги до значень придатних для вимірювань і подачі на входи вимірювальних приладів, пристроїв захисту та сигналізації в електричних системах змінного струму частотою 50 (60) Гц.

									Арк.
									23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ				





Рисунок 1.7 – Зовнішній вигляд НКФ 110 [4]

Таблиця 1.8 – Технічні дані трансформаторів серії НКФ 110

Найменування параметра	Значення
Значення номінальної напруги первинної обмотки, В	$110000/\sqrt{3}$
Значення найбільшої робочої напруги, В	$123000/\sqrt{3}$
Значення номінальної напруги основної вторинної обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
Значення номінальної напруги додаткової вторинної обмотки, В	100
Значення номінальної потужності основної вторинної обмотки, ВТ, при роботі в класах точності	
0,5	400
1	600
3	1200
Значення номінальної потужності додаткової вторинної обмотки, ВТ, при роботі в класі точності 3Р	1200
Значення граничної потужності трансформатора поза класу точності,	2500

Продовження табл. 1.8

Значення частоти змінного струму, Гц	50 або 60
Мінімальне нормоване значення питомої довжини шляху витoku, мм/кВ	22,5
Значення випробувальної напруги грозового імпульсу внутрішньої ізоляції, кВ	
- повний імпульс	480
- зрізаний імпульс	550
Значення випробувальної напруги грозового імпульсу зовнішньої ізоляції, кВ	
- повний імпульс	460
- зрізаний імпульс	570
Однохвилинного значення випробувальної напруги внутрішньої ізоляції, кВ	230
Однохвилинного значення випробувальної напруги зовнішньої ізоляції при плавному підйомі, кВ	
- у сухому стані	280
- під дощем	215
Маса, кг	
повна	560
масла	155

Трансформатор даного типу виготовлений за каскадною схемою. Активна частина трансформатора блоку складається з магнітопровода і обмоток з електростатичними екранами. Магнітопровід штрифованого типу, що складається з двох стрижнів, виготовляється із пластин анізотропної холоднокатаної електротехнічної сталі. На бакелітові циліндри круглим або прямокутним обмотувальним проводом намотуються багат шарові циліндричні обмотки. Спочатку намотують вирівнює обмотку, потім первинну і на неї наносять електростатичний екран. Сполучні і вторинні обмотки намотують поверх електростатичного екрану. Первинна обмотка високої напруги рівномірно розподіляється по всіх стержнів магнітопровода.

Вторинні обмотки низької напруги розташовуються на нижньому стержні нижнього магнітопровода, що має найменший потенціал по відношенню до землі. Один кінець первинної обмотки заземлюється. На інших стержнях розташовуються проміжні обмотки - еднальна. Вони служать для рівномірного розподілу навантаження вторинних обмоток по всіх стержнів. Актив-

					MP 3.8.14.1.444 ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вна частина, поміщена в порцелянову покрішку, яка заповнена трансформаторним маслом, утворює блок трансформатора НКФ 110. Порцеляновий покрішка закривається сталеву кришкою, на якій розташований масло розширювач трансформатора НКФ-110-83, яким є верхня частина фарфорової покрішки.

Масло розширювач служить для компенсації температурних змін обсягу олії. На фарфоровому покрішці розташований повітря осушувач. Він запобігає вільний доступ повітря в трансформатор і служить волого поглинаючим фільтром, який наповнюється силікагелем, який змінює свій колір при насиченні вологою. Для спостереження за рівнем масла на кришці трансформатора встановлюють масло вказівник. Всі з'єднання між сталеву кришкою блоку, порцелянаної покрішкою та цоколем виконані за допомогою гумових масло випускний прокладок.

Внутрішня ізоляція трансформатора виготовляється з ізоляційної трансформаторної паперу, яка висушується під вакуумом і просочується трансформаторним маслом. Електропровідні екрани, розташовані на обмотках і магнітопроводах підвищують стійкість трансформатора до ударних атмосферних перенапруження і знижують рівень часткових розрядів. Опорою блоку є металевий цоколь (станина). На бічних стінках цоколя розташовані болт заземлення і масло випускний патрубков для зливу і зняття проб масла, а також коробка висновків вторинних обмоток. На торцевій частині цоколя знаходиться табличка-шильник з технічними даними. Лінійний висновок первинної обмотки високої напруги знаходиться на кришці блоку, а заземлюючий кінець і висновки вторинних обмоток розташовані в цоколі трансформатора. В рамі цоколя є отвори для кріплення на місці установки трансформатора. Трансформатори напруги відносяться до класу вимірювальних перетворювачів [4].

					<i>MP 3.8.14.1.444 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

#### 1.4.1.4 Вибір роз'єднувача 110 кВ

Обираємо роз'єднувач серії РД і РДЗ, яка складається з окремих полюсів, які, в залежності від вимог можуть застосовуватися в однополюсному, двополюсному або триполюсному варіантах установки. Зовнішній вигляд показано на рис 1.8 Технічні характеристики представлені в табл. 1.9.



Рисунок 1.8 – Зовнішній вигляд РДЗ-110/1000 УХЛ1 [5]

Конструкція роз'єднувача виконана у вигляді двох колонкового пристрої 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.

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Таблиця 1.9 - Технічні характеристики роз'єднувачів серії РДЗ-110/1000 УХЛ1

Найменування параметра	Значення
Ном. напруга, кВ	110
Макс. робоча напруга, кВ	126
Номінальний струм, А	1000, 2000
Кількість заземлювачів	1,2
Маса, кг	160

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 [5].

#### 1.4.2 Вибір обладнання на стороні 35 кВ

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

Струм у колі вступних вимикачів:

$$I_{\max}^{CH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 288,7 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{35}^{відх} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 35} = 192,5 \text{ А.}$$

##### 1.4.2.1 Вибір вимикача 35 кВ

Обираємо вимикач вакуумний зовнішньої установки серії ВР35НСМ з кремнійорганічною та повітряною ізоляцією в полюсах (без трансформаторного масла) та пружинним приводом призначений для комутації електричних високовольтних ланцюгів при нормальних та аварійних режимах мереж три-

					МР 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

фазного змінного струму з ізолюваною або частково заземленою 5 60) Г [6].

Вимикачі серії ВР35НСМ з пружинним приводом застосовуються як комплектуючі для відкритих розподільних пристроїв 35 кВ комплектних трансформаторних підстанцій КТПБР-220/35/10 (6), КТПБР-150/35/10 (6), КТПБР-11), КТПБР-М-35/10 (6) та блоків комплектних розподільчих пристроїв тягових підстанцій залізниць, а також для розширення існуючих підстанцій та заміни застарілих повітряних та масляних вимикачів на них.

Полюс вимикача серії ВР35НСМ складається з вакуумної дугогасної камери (ВДК), покришок, що несуть, ізоляційної тяги, верхнього і нижнього контактів, кріпильних деталей і деталей ущільнення для герметизації полюса. Верхня та нижня частини полюса виконані зі склопластикової труби, яка покрита із зовнішнього боку кремнійорганічною ізоляцією. Розрахункові та паспортні дані вимикача наведено в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – 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
$I_{ат} \leq I_{а ном}$ , кА	0,55	20
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	1,55	4800

### 1.4.2.2 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.

Особливості конструкції [7]:

- Трансформатори струму серії ТФЗМ-35 виготовляються в однокаскадній конструкції. У ролі зовнішньої ізоляції трансформатора виступає порцеляновий покрив.
- 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 600, 300, 200 А.

### 1.4.2.3 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 [8].

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.

### 1.4.2.4 Вибір роз'єднувача 35 кВ

Конструкція роз'єднувачів серії РД і РДЗ складається з окремих полю-

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

сів, 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 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 [9].

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 1.11 – 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
Номінальний струм, А	1000, 2000
Кількість заземлювачів	0,1,2
Маса, кг	58

### 1.4.3 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:

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2020 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1010 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{відх} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 10} = 404 \text{ А.}$$

#### 1.4.3.1 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 [10].

Вимикач складається з наступних основних частин:

- блок-контактів положення вимикача,
- показчика,
- блока комутацій,
- тумблера розрядки конденсатора,
- плати керування,
- електромагніта,
- конденсатора,
- механізму ручного відключення,
- лічильника,

					МР 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

- 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, нижнього і верхнього контактів, вакуумної дугогасильної камери і ізоляційного корпусу. Вакуумні камери залиті епоксидним компаундом, що надійно захищає від механічних і електричних пошкоджень. На полюсах вимикачів на номінальні струми 2500 і 3150 А встановлено радіатор охолодження. Технічні характеристики вимикача приведені в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Дані вимикача
$U_C \leq U_H$ , кВ	10	10
$I_{роз}$ , А вхідного	2021	3000
$I_{роз}$ , А секційного	1010	1250
$I_{роз}$ , А лінії, що відх.	404	630
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	10,88	20
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	24,77	52
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$ , кА	10,88	20
$I_{ат} \leq I_{аном}$ , кА	1,40	8
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	10,06	4800

### 1.4.3.2 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 [11].

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 3000, 1500 А типу ТЛШ-Е та 600 А типу ТОЛ-Е.

### 1.4.3.3 Вибір трансформатора напруги

Трансформатори напруги НТМІ реалізують функцію повномасштабного 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 [12].

Вимоги до умови експлуатації трансформатора:

- Для внутрішнього використання;
- Нормативна висота встановлення над рівнем моря – не повинна перевищувати 1 км.

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

- Допустима температура середовища, для роботи трансформатора від мінус 35 °С до плюс 50 °С.

Технічні характеристики приведені в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Технічні характеристики вимірювального трансформатора НТМІ

Параметри	НТМІ-6 УЗ	НТМІ-10 УЗ
Номінальна напруга обмоток, В:	6000,100, 100:3	10000,100, 100:3
Гранична потужність, ВА	630	1000
Група з'єднань	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /0-0	У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> /0-0
Повна маса, кг	63	81

#### 1.4.3.4 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 [13]. Технічні характеристики приведені в табл. 1.14.

Таблиця 1.14 - 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 обмежувача перенапруги на стороні 110 кВ

На даний момент високовольний розрядник РВС-110 встановлено на лінії трансформатора 1Т. РВС-110 призначений для захисту від атмосферних перенапруги ізоляції електрообладнання у системах змінного струму 50 Гц. Даний тип захисту встановлюється на відкритому повітрі в розподільчих пристроях (рис. 9.1) класом напруги 110 кВ.

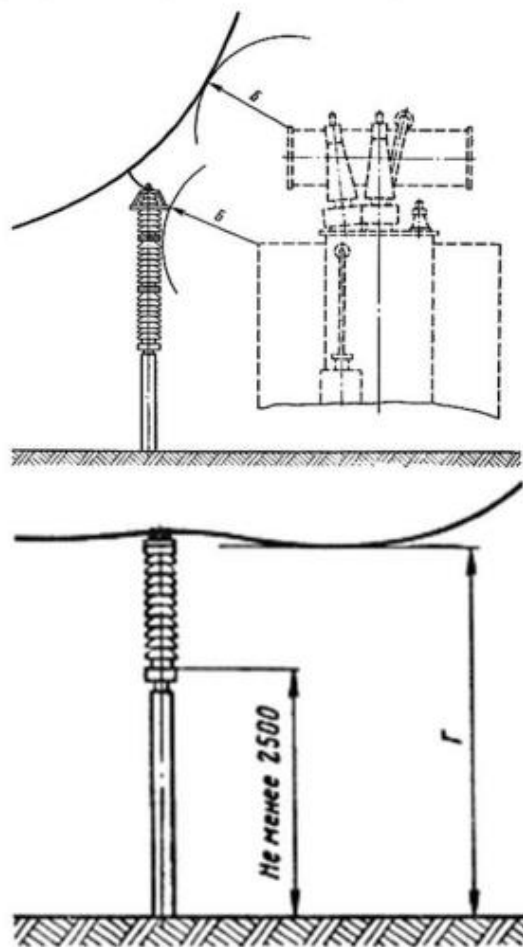


Рисунок 1.9 – Зображення розрядника вентиляного РВС-110

Однак, такий розрядник має масу обмежень в експлуатації. Наприклад, мінімальна відстань від даного розрядника до іншого електроустаткування має бути не менше 1650 мм. Також, встановлений на фундаменті, РВС-110 має бути огорожений, якщо висота фундаменту розрядника нижча за 2.5 метра. Зараз вважається, що розрядники вже морально застарілі, тому, навіть

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

зневажаючи на стан комутаційного апарату, їх бажано замінювати. На стороні другого трансформатора ми маємо обмежувач перенапруг нелінійний ОПН-110 кВ.

Даний комутаційний апарат призначений також для захисту електроустаткування розподільчих пристроїв від атмосферних та комутаційних перенапруг в мережах 110 кВ змінного струму частоти 50 Гц. Тому рекомендується замінити високовольтний розрядник РВС-110 на обмежувач перенапруги ОПН-110. Характеристика даного комутаційного апарату зведена до табл.1.15. Спершу розрахуємо найбільшу довготривалу допустиму робочу напругу ОПН.

$$U_{HPO} \geq (1,1 \div 1,2) \frac{U_{HPC}}{\sqrt{3}}$$

$$U_{HPO} \geq (1,1 \div 1,2) \frac{126}{\sqrt{3}} = 87,29 \text{ (кВ)}$$

$$100 \geq 1,2 \frac{126}{\sqrt{3}} \geq 87,29 \text{ (кВ)}$$

Таблиця 1.15 – Характеристика ОПН-110

Назва параметру	ОПН-110
Номінальна напруга	110 кВ
Частота струму	48-62 Гц
Найбільша довготривала допустима робоча напруга	ОПН 100 кВ

Даний комутаційний апарат (ОПН-П-110/100 УХЛ1) повністю задовольняє даним умовам експлуатації. Тому рекомендується заміна діючого розрядника РВС-110 на ОПН-110. Аналогічно до вибору ОПН на стороні 110 кВ ми замінено й розрядники на сторонах 35 та 10 кВ.

## 1.6 Релейний захист

### 1.6.1 Вихідні дані до розрахунку

Даним пунктом необхідно розрахувати релейний захист силового трансформатора 100/35/10 кВ, потужністю 24 МВА рис. 1.10. Основні вихідні технічні дані приведені в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Основні параметри трансформатора

Тип трансформатора	Sном, МВ·А	Каталожні дані								
		Uном, кВ			Uк, %			$\Delta$ Pк кВ т	$\Delta$ Pх кВ т	Iх, %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДНТ-25000/110	25	11 5	38, 5	6,6; 11	10, 5	17, 5	6,5	14 0	31	0,7

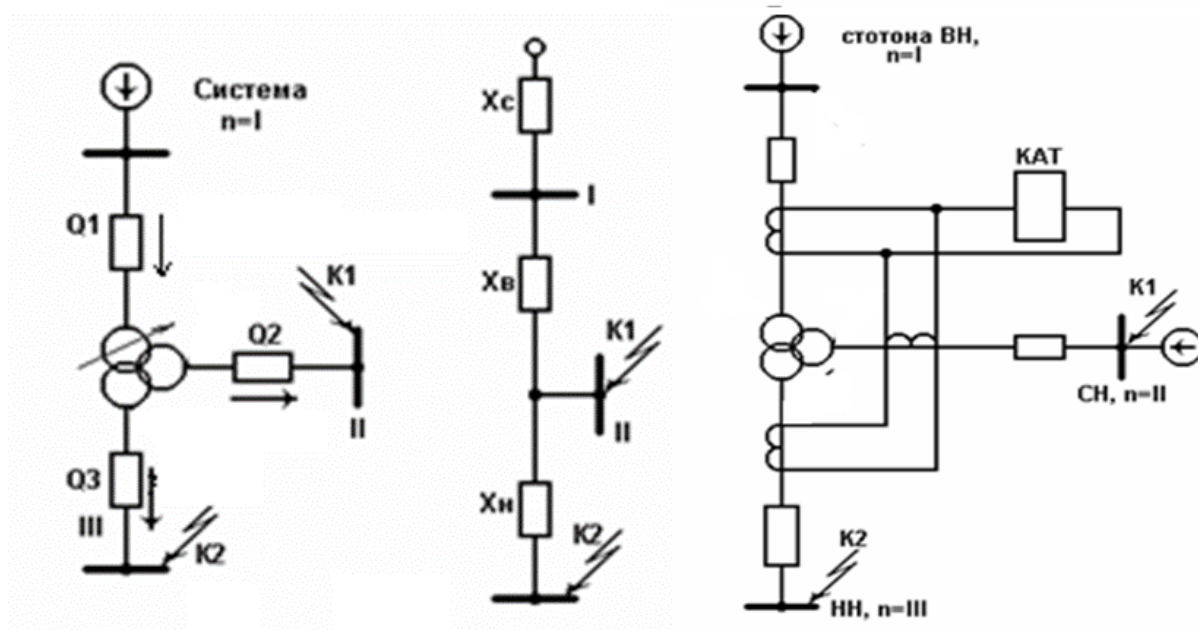


Рисунок 1.10 – Пояснювальна схема і схема заміщення захисту трансформатора

### 1.6.2 Розрахунок

#### 1.6.2.1 Розрахунок опору обмоток трансформатора

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

$$\Delta U_{\kappa B} = 0,5(U_{\kappa B-H} + U_{\kappa B-C} - U_{\kappa C-H})$$

$$\Delta U_{\kappa B} = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$\Delta U_{\kappa C} = 0,5(-U_{\kappa B-H} + U_{\kappa B-C} + U_{\kappa C-H})$$

$$\Delta U_{\kappa C} = 0,5(10,5 - 17 + 6) = -0,25\%$$

$$\Delta U_{\kappa H} = 0,5(U_{\kappa B-H} - U_{\kappa B-C} + U_{\kappa C-H})$$

$$\Delta U_{\kappa H} = 0,5(-10,5 + 17 + 6) = 6,75\%$$

$$X_{B.тр.макс} = \frac{U_{\kappa B} \cdot U_{макс}^2}{100 \cdot S_{ном}}$$

$$X_{B.тр.макс} = \frac{10,75\% (115(1 + 0.12))^2}{100 \cdot 25} = 71,3 \text{ Ом}$$

$$X_{H.тр.макс} = \frac{6,25\% (115(1 + 0.12))^2}{100 \cdot 25} = 44,7 \text{ Ом}$$

$$X_{C.тр.макс} = 0$$

$$X_{B.тр.мин} = \frac{10,75\% (115(1 - 0.12))^2}{100 \cdot 25} = 56,1 \text{ Ом}$$

$$X_{H.тр.мин} = \frac{6,75\% (115(1 - 0.12))^2}{100 \cdot 25} = 35,2 \text{ Ом}$$

### 1.6.2.2 Визначення струм на шинах середньої напруги

$$I_{K.макс}^3 = \frac{U_{CP.НОМ}}{\sqrt{3}(X_{C.макс} + X_{B.мин})} = \frac{115}{\sqrt{3}(12 + 56,1)} = 0,975 \text{ кА}$$

$$I_{K1.мин}^2 = \frac{U_{CP.НОМ}}{2(X_{C.мин} + X_{B.макс})} = \frac{115}{2(18 + 71,3)} = 0,644 \text{ кА}$$

### 1.6.2.3 Визначення струм кз на шинах низької напруги

$$I_{K2.макс}^3 = \frac{U_{CP.НОМ}}{\sqrt{3}(X_{C.макс} + X_{B.мин} + X_{H.мин})} = \frac{115}{\sqrt{3}(12 + 56,1 + 35,2)} = 0,643 \text{ кА}$$

$$I_{K2.мин}^2 = \frac{U_{CP.НОМ}}{2(X_{C.мик} + X_{B.макс} + X_{H.макс})} = \frac{115}{2(18 + 71,3 + 44,8)} = 0,495 \text{ кА}$$

## 1.6.3 Розрахунок подовжнього диференційного струмового захисту

### 1.6.3.1 Струм спрацювання захисту визначається по більшому із двох значень:

$$I_{C.з.} = k_{отс.} \cdot I_{НОМ}, I_{C.з.} \geq k_з \cdot I_{нб.расч.}$$

									Арк.
									39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ				



### 1.6.3.1.1 Відстрочка від різкої зміни струму намагнічування

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{CP.НОМ}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,126 \text{ кА}$$

$$I_{C.3.} = k_{омс.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 0,126 = 0,163 \text{ кА}$$

### 1.6.3.1.2 Відстрочка від струму небалансу

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{К1.макс} = \\ = 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 0,976 \cdot 1000 = 34,2 \text{ А}$$

### 1.6.3.2 Попередня перевірка чутливості

$$K_{ч} = \frac{I_{К2.мин}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{0,495}{0,342} = 1,45 < 2 - \text{незадовільняє}$$

З розрахунку видно, що реле типу РНТ не може забезпечити необхідної чутливості захисту. Тому для перевірки на чутливість візьмемо наступне реле типу ДЗТ-11.

а) Відстрочка від різкої зміни струму намагнічування

$$I_{C.3.} = 1,5 \cdot 0,125 = 0,188 \text{ кА}$$

б) Відстрочка від струму небалансу при КЗ на шинах СН

$$I_{C.3.} = 1,5(1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 0,975 = 0,395 \text{ кА}$$

в) Відстрочка від струму небалансу при КЗ на шинах НН<sub>М</sub>

$$I_{C.3.} = 1,5(1 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 0,212 = 0,643 \text{ кА}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 зі встановленою гальмівною обмоткою по стороні СН. Тоді струм спрацювання захисту приймаємо більшим із значень

а) та в)

$$I_{C.3.} = 0,047 \text{ кА.}$$

### 1.6.3.3 Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту реле при КЗ на шинах НН

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин(К4)}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{0,495}{0,188} = 2,63 > 2 - \text{задовільняє}$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

					MP 3.8.14.1.444 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

### 1.6.4 Вибір уставок реле ДЗТ

Визначаємо розрахункові первинні і вторинні номінальні струми для всіх сторін, відповідні його прохідної потужності табл. 1.17:

Таблиця 1.17 – Розрахунок первинних та вторинних струмів сторін трансформатора

Значення параметрів	I-ВН-115 кВ	II-СН-38,5 кВ	III-НН-11 кВ
$I_{ном}, A$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 375$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312$
$K_{In}$	150/5	400/5	1500/5
Схема з'єднання ТТ	Трикутник	Трикутник	Зірка
$k_{сх}$	1,73	1,73	1
$I_{В.ном}, A$	$\frac{125,5 \cdot 1,73}{30} = 7,24$	$\frac{375 \cdot 1,73}{80} = 8,11$	$\frac{1312 \cdot 1}{300} = 4,37$

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом становить:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номп}}}{K_{In}} = \frac{0,212 \cdot 1 \cdot \frac{115}{11}}{300 / 5} = 0,00739 \text{ кА}$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони

$$w_{осн.роб} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{0,00739 \cdot 1000} = 13,5 \text{ витків.}$$

Приймаємо  $w_{осн.роб} = 14$  витків, що відповідає фактичного струму спра-

$$\text{цювання реле } I_{ср.осн} = \frac{100}{14} = 7,14 \text{ А.}$$

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора

$$\text{для сторони 115 кВ } w_{роз.І} = w_{осн} \cdot \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{в.ном.І}} = 14 \cdot \frac{4,37}{7,24} = 8,4 \approx 9;$$

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

для сторони 35 кВ  $w_{роз.ІІ} = w_{осн} \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{в.ном.ІІ}} = 14 \frac{4,37}{8,11} = 7,55 = 8$ ;

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номІІІ}}}{k_{I(ІІІ)}} = \frac{0,212 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{11 \cdot 10^3}}{300} = 7,39 \text{ A}$$

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

$$\Delta w_{ІІ} = \frac{|13,5 - 14|}{13,5} = 0,0354$$

$$I_{нб.розр} = k_з (k_{пер} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{ІІ} + \Delta w_{ІІ}) I_{кс.макс}^{(3)} =$$

$$= 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,0353) \cdot 975 = 0,460 \text{ A}$$

Число витків гальмівної обмотки:

$$w_{торм} = \frac{k_з \cdot I_{нб.розр} \cdot w_{роб}}{I_{кс.макс}^{(3)} \cdot tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 115,2 \cdot 8}{975 \cdot 0,75} = 7,55 = 8$$

Таким чином, установки на реле приймаються наступні витки рис. 1.11.

$$w_{осн.роб} = 14; w_{роз.І} = 9; w_{роз.ІІ} = 8; w_{торм} = 8$$

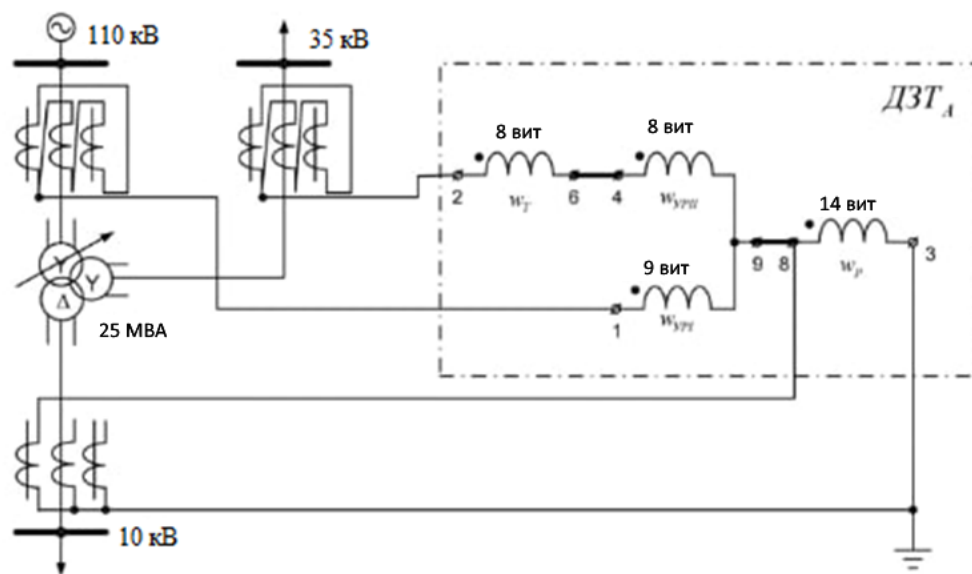


Рисунок 1.11 – Однолінійна схема релейного захисту ДЗТ – 11

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

## 2 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ

### 2.1 Розрахунок блискавкозахисту на підстанції ПС "Лебедин"

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 [14–16].

					<i>МР 3.8.14.1.444 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Курочка</i>			<i>Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/35/10 кВ «Лебедин»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Петровський</i>					43	71
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

### 2.1.1 Вихідні дані

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів. Блискавкозахист ПС "Лебедин" виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів. 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	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
58	34	34	26	32	10	14	6

### 2.1.2 Визначення зони захисту блискавковідвід

Визначаємо параметри  $L_6$  і  $L_7$

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{35 - 26}{2} = 5 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{36 - 28}{2} = 4 \text{ м}$$

Визначаємо параметри  $p_1$  та  $p_2$

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = 11,2 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = 14,56 \text{ м}$$

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

$r_{x3} = p_2$  при висоті  $h_x$

$$r_{x1} = p_1 = 11,5 \text{ м}, r_{x2} = p_2 = 14,56 \text{ м}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}$$

$$\frac{0,6h_1(0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1} = 27,24 \Rightarrow h_1 = h_2 = 27,24 \text{ м}$$

$$\frac{0,6h_1(0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1} = 32,84 \Rightarrow h_3 = h_4 = 32,84 \text{ м}$$

									Арк.
									44
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ				



$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 14,56 \text{ м}$$

$$L_{c34} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_3 - 30))h_3 = 73,89 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_3 - 30))h_3 = 139,57 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 22,9 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 14,56 \text{ м}$$

Умовне розташування блискавковідводів та зона їх захисту показана на рис. 2.2.

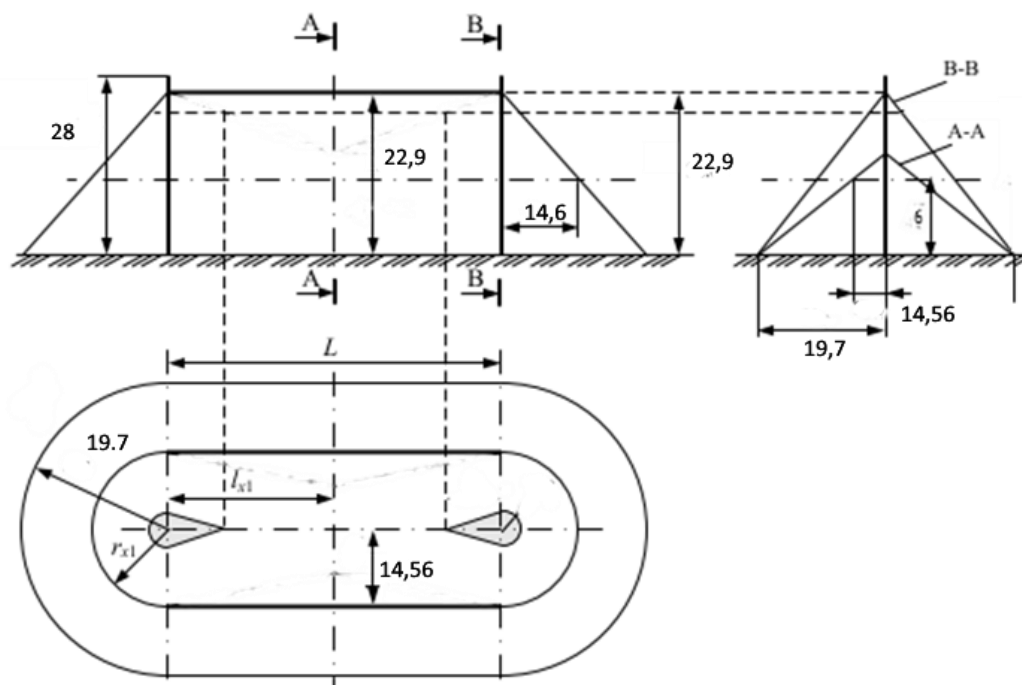


Рисунок 2.2 – Блискавковідводи 3 та 4

### 2.1.2.3 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 61,3 \text{ м}$$

– на висоті  $h_1 = 27,24 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 61,29 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 115,8 \text{ м}$$

										Арк.
										46
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.14.1.444 ПЗ					

$$h_{c13} = h_{01} = 19,07 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті  $h_3 = 22,9 \text{ м}$

$$L_{c31} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_3 - 30))h_3 = 73,89 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_3 - 30))h_3 = 139,6 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 22,9 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 21,03 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 18,02 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = 12,9 \text{ м}$$

Умовне розташування блискавковідводів та зона їх захисту показана на рис. 2.3.

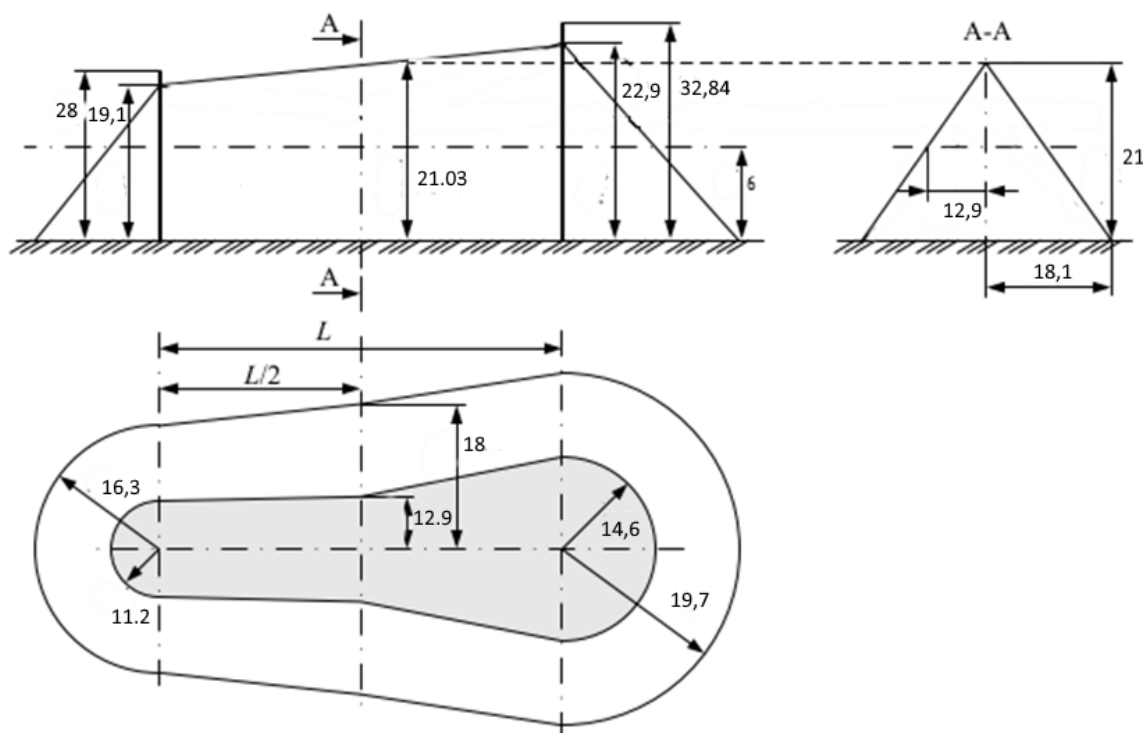


Рисунок 2.3 – Блискавковідводи 1 та 3

									Арк.
									47
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ				



### 2.1.2.4 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left( L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 48,65 \text{ м}$$

– на висоті  $h_1 = 27,24 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 61,3 \text{ м}; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 115,8 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 19,07 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті  $h_3 = 32,84 \text{ м}$

$$L_{c41} = (2,25 - 0,01007 \cdot (h_4 - 30))h_4 = 73,89 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = (4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h_4 - 30))h_4 = 139,6 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 22,9 \text{ м}$$

$$h_{c\min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 21,03 \text{ м}; \quad r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 18,02 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{c\min 14} - h_x)}{h_{c\min 14}} = 12,9 \text{ м}$$

Умовне розташування блискавковідводів та зона їх захисту показана на рис. 2.4.

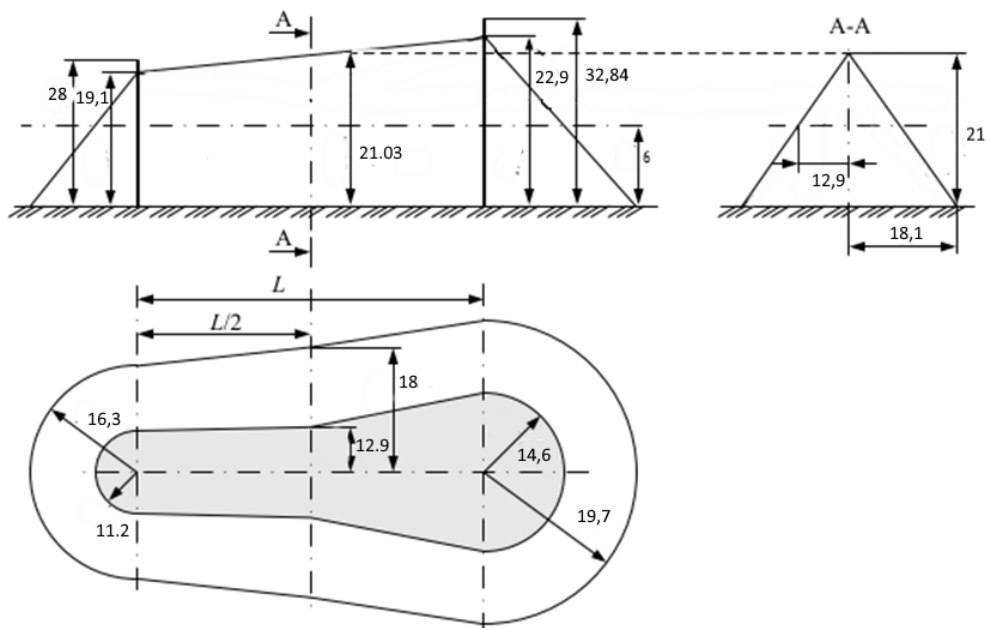


Рисунок 2.4 – Блискавковідводи 1 та 4

										Арк.
										48
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ					

### 2.1.2.5 Висновок

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.2.5 та 2.6.

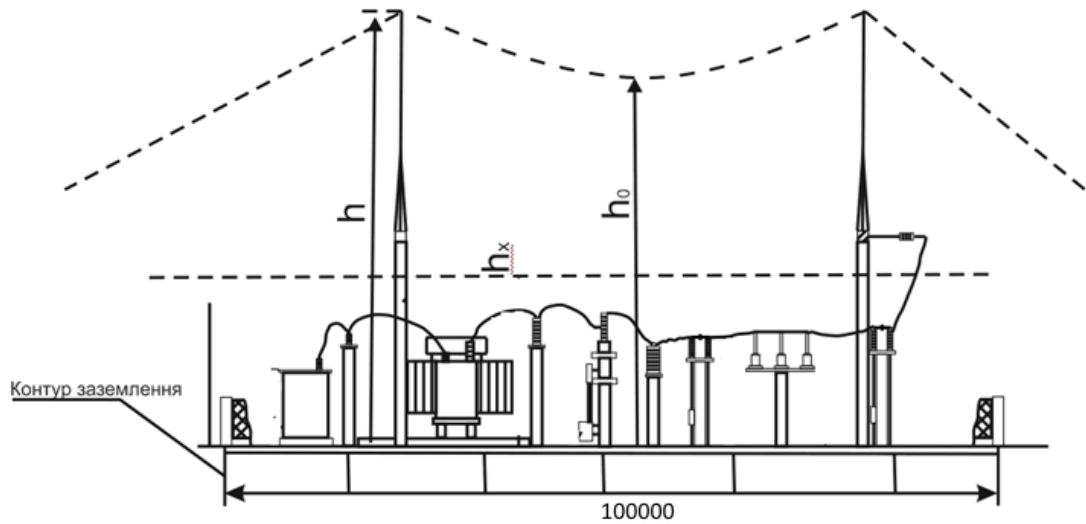


Рисунок 2.5 – Ескіз контуру захисту від ураження блискавки (розріз)

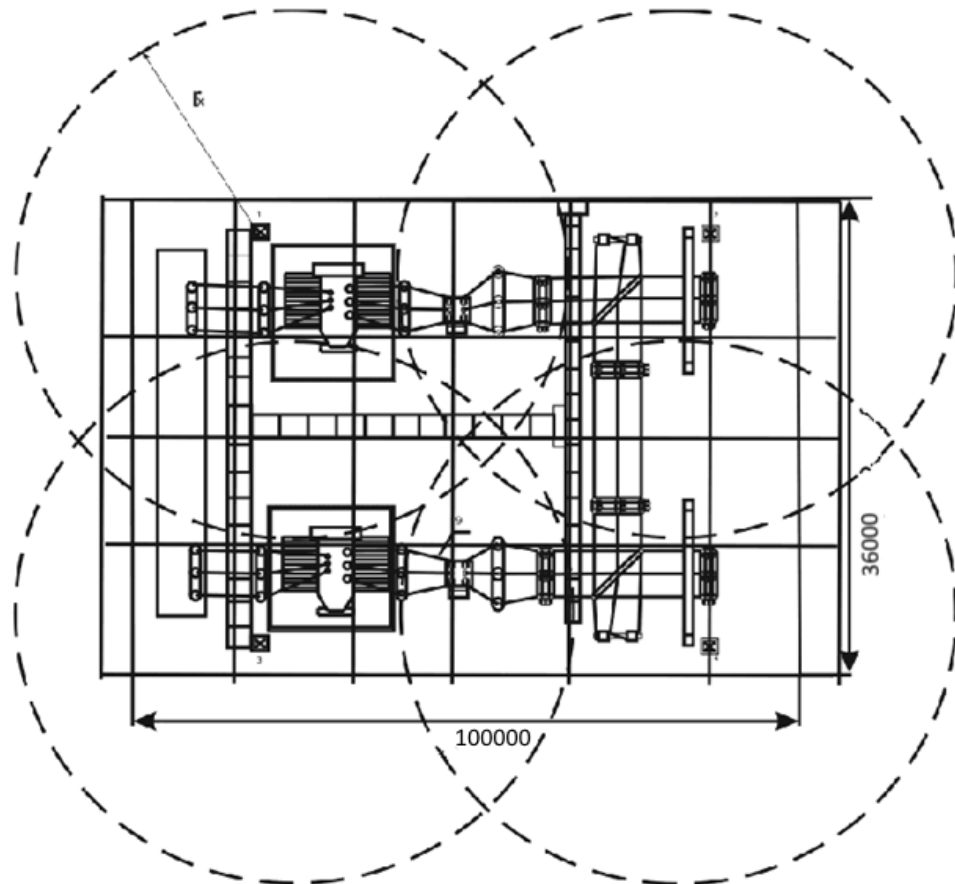


Рисунок 2.6 – Ескіз контуру захисту від ураження блискавки (вид зверху)

									Арк.
									49
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.141.444 ПЗ				

## 2.2 Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції

### 2.2.1 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.

Таблиця 2.2 – Вихідні дані до розрахунку

$a, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$	$n_{\text{тр}}, \text{ шт}$	$l_{\text{пр}}, \text{ м}$	Тип тросу
100	36	106	2	180	С-50

### 2.2.2 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

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

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

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

$$\text{Опір троса: } R_{\text{тр}} = \frac{0,0024 l_{\text{пр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{0,0024 \cdot 180}{2} = 0,216 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

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

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}} R_{\text{оп}}} = \sqrt{0,216 \cdot 10} = 1,47 \text{ Ом}$$

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

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

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{дон} R_{np}}{R_{np} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 1,47}{1,47 - 0,5} = 0,758 \text{ Ом}$$

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{100 \cdot 36} = 60 \text{ мм}^2$$

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

Визначимо кількість вертикальних електродів:  $n = 10 \cdot 2 + 3,6 \cdot 2 = 27$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів. Ескіз показано на рис. 2.7.

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 100 \cdot 19 + 36 \cdot 23 = 2728 \text{ м}$$

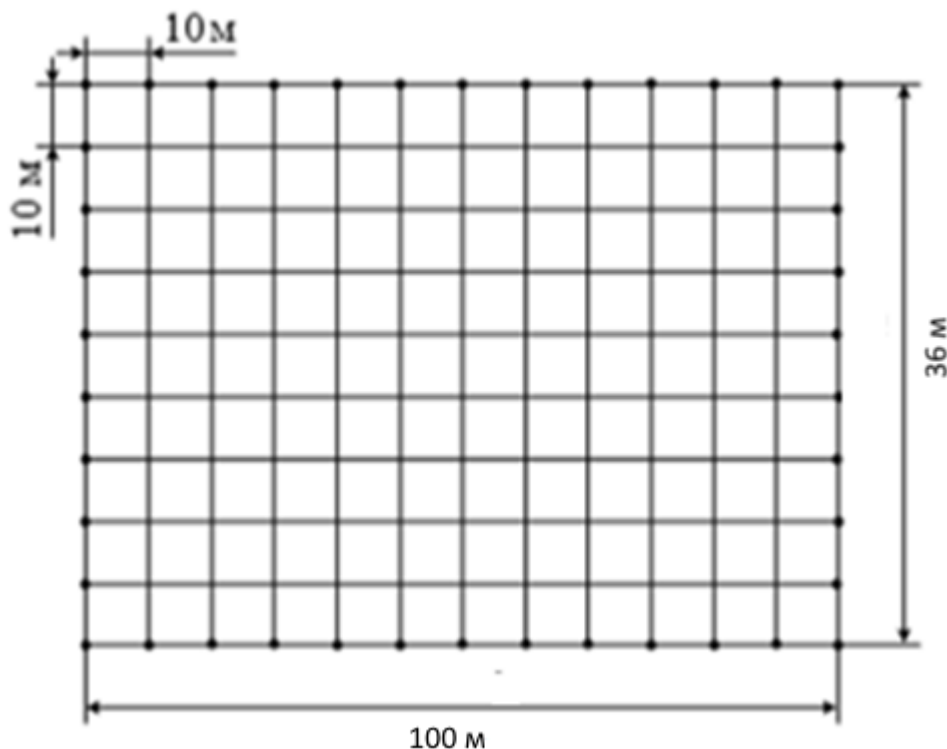


Рисунок 2.7 – Схема заземлювального контуру

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

$$R_{з.р} = 148 \left( \frac{0,283}{60} + \frac{1}{2728 + 27,2 \cdot 10} \right) = 0,749 \text{ Ом}$$

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.

## 2.3 Світлотехнічний розрахунок освітлювальної установки РП 10 кВ

### 2.3.1 Постановка завдання

У виробничому приміщенні з розмірами  $A \times B$  і висотою  $H$  робоча поверхня перебуває на висоті  $h_p = 0,8$  м стосовно підлоги, а висота установки світильників стосовно стелі становить  $h_c = 0,2$  м. Розрахувати освітлення методом коефіцієнта використання та точковим методом, що створює на робочій поверхні нормовану освітленість  $E_{min}$ .

Тип використовуваних світильників ГСП 17В із металогалогенною лампою. Коефіцієнт запасу  $k = 1,5$ . Інші параметри зазначені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Додаткові параметри для розрахунку

Розмір приміщення, $A \times B$ , м <sup>2</sup>	Висота приміщення $H$ , м	Мінімальна освітленість $E_{min}$ , лк	Коефіцієнти відбиття, $\rho_{ст} \rho_c, \rho_p$ , %
28x20	6	200	70, 50, 10

### 2.3.2 Розрахунок освітлення методом коефіцієнта використання

Визначаємо відстань між світильниками в елементарному полі за формулою (2.1):

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
						52
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$L = \lambda_c \cdot h \quad (2.1)$$

де  $\lambda_c$  – відносна відстань між світильниками;

$h$  – розрахункова висота що визначається формулою:

$$h = H - h_p - h_c = 6 - 0,8 - 0,2 = 5 \text{ м}$$

Приймаємо для світильника з КСС типу М  $\lambda_c = 2,2$ .

Визначається відстань між світильниками у елементарному полі:

$$L = 2,2 \cdot 5 = 11 \text{ м}$$

Знаючи розмір елементарного світлового поля, визначається розміщення світильників у приміщенні з урахуванням «правила третин».

Кількість світильників  $N_A$  уздовж сторони А:

$$N_A = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{A}{L} + \frac{1}{3} = \frac{28}{11} + \frac{1}{3} \approx 3 \text{ шт.}$$

Кількість світильників  $N_B$  уздовж сторони В:

$$N_B = \frac{B - 2l}{L} + 1 = \frac{B}{L} + \frac{1}{3} = \frac{20}{11} + \frac{1}{3} \approx 2 \text{ шт.}$$

Загальна кількість світильників у приміщенні:

$$N = N_A \cdot N_B = 3 \cdot 2 = 6 \text{ шт.}$$

### 1.3 Розраховуємо відстань між світильниками

Вздовж сторони А:

$$L_A = \frac{A - 2l_A}{N_A - 1} = \frac{A}{N_A - \frac{1}{3}} = \frac{28}{3 - \frac{1}{3}} = 10,5 \text{ м}$$

$$l_A = \frac{L_A}{3} = \frac{10,5}{3} = 3,5 \text{ м}$$

Вздовж сторони В:

$$L_B = \frac{B - 2l_B}{N_B - 1} = \frac{B}{N_B - \frac{1}{3}} = \frac{20}{2 - \frac{1}{3}} = 12 \text{ м}$$

					MP 3.8.14.1.444 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$l_B = \frac{L_B}{3} = \frac{12}{3} = 4 \text{ м}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання світлового потоку  $\eta$  за формулою (2.2):

$$\eta = \eta_c \cdot \eta_n \quad (2.2)$$

де  $\eta_c$  – ККД світильника – 70 % (беремо з технічної характеристики світильника РСП17 з МГЛ);

$\eta_n$  – ККД приміщення, залежить від типу світильника (кривої сили світла), коефіцієнту відбиття стелі  $\rho_{ст}$ , стін  $\rho_c$ , робочої поверхні приміщення  $\rho_p$  і від індексу приміщення  $i$ , що враховує співвідношення площі приміщення, його робочої висоти і форми.

Визначаємо індекс приміщення:

$$i = \frac{AxV}{h(A+B)} = \frac{28 \cdot 20}{5 \cdot (28+20)} = 2,33$$

Визначаємо з таблиці значення ККД приміщення при  $\rho_{ст} = 70$   $\rho_c = 50$ ,  $\rho_p = 10$ ,  $\eta_n = 0,69$  Тоді:

$$\eta = 0,7 \cdot 0,69 = 0,483$$

Визначаємо світловий потік лампи, необхідний для забезпечення заданої освітленості:

$$\Phi_{розр} = \frac{E \cdot S \cdot z \cdot k}{N \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 560 \cdot 1,15 \cdot 1,5}{6 \cdot 0,483} = 66666 \text{ (Лм)}$$

де  $E = E_{min} \cdot z$  – нормоване значення освітленості;

$$S = A \times B = 28 \times 20 = 560 \text{ м}^2$$

$z$  – коефіцієнт мінімальної освітленості. Значення  $z$  для освітлювальних установок, у яких можна не враховувати затемнення устаткуванням робочих місць, залежить від відношення  $L/h$ .

					МР 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
						54
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$k$  – коефіцієнт запасу, який враховує зниження освітленості в процесі експлуатації в результаті зменшення світлового потоку джерела світла в процесі горіння, зниження ККД світильників у результаті забруднення стін і стелі приміщення.

Розраховувавши світловий потік лампи, знаючи її тип, за табл. А.2 вибираємо потужність  $P_L$  стандартної лампи так, щоб світловий потік обраної лампи дорівнював або відрізнявся від розрахункового не більше ніж на (-10 - +20 %.).

Обрано лампу типу ДРІ 700. Відхилення світлового потоку обраної лампи становить:

$$\delta = \frac{\Phi_L - \Phi_{лр}}{\Phi_{лр}} \cdot 100 \% = \frac{60\,000 - 66\,667}{60\,000} = -10 \%$$

Загальна встановлена потужність освітлювальної установки:

$$P_{вст} = N \cdot P_L = 6 \cdot 700 = 4\,200 \text{ (Вт)}$$

### 2.3.3 Розрахунок освітлення точковим методом

Точковий метод заснований на визначенні сумарної дії «найближчих» світильників, що створюють у контрольній точці умовну освітленість  $\Sigma e$ . Як і в попередньому випадку визначення кількості та розміщення світильників розраховуємо виходячи з теорії найвигіднішого розміщення світильників і правила «третин».

$$d_{A1} = d_{A2} = d_{A3} = d_{A4} = \sqrt{\left(\frac{L_A}{2}\right)^2 + \left(\frac{L_B}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{10,5}{2}\right)^2 + \left(\frac{12}{2}\right)^2} = 7,97 \text{ (м)}$$

$$d_{A5} = d_{A6} = \sqrt{\left(\frac{3 \cdot L_A}{2}\right)^2 + \left(\frac{L_B}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{3 \cdot 10,5}{2}\right)^2 + \left(\frac{12}{2}\right)^2} = 16,85 \text{ (м)}$$

Для точки В:

$$d_{B1} = d_{B3} = \frac{L_B}{2} = \frac{12}{2} = 6 \text{ (м)}$$

$$d_{B2} = d_{B4} = \sqrt{\left(\frac{L_B}{2}\right)^2 + L_A^2} = \sqrt{\left(\frac{12}{2}\right)^2 + 10,8^2} = 12,09 \text{ (м)}$$

					<i>МР 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55



$$d_{B5} = \sqrt{(2 * L_A)^2 + \left(\frac{L_B}{2}\right)^2} = \sqrt{(2 * 10.8)^2 + \left(\frac{12}{2}\right)^2} = 21.84 \text{ (м)}4$$

Освітленість в точці B5 становить 3,5 %, що менше 5 %, тому значення точки B5 і наступні не враховуємо. За допомогою графіка для заданого типу світильника визначаємо значення умовної освітленості  $e = \frac{I_{\alpha} \cdot \cos^3 \alpha}{h^2}$  у вибраній точці від кожного світильника групи та від всієї групи.

Визначаємо кут:

$$\alpha_{A1} = \arctg \left( \frac{d_{A1}}{h} \right) = \arctg \left( \frac{7,97}{5} \right) = 57,9$$

$$I_{\alpha_{A1}} = 108 \text{ (Кд)}$$

$$e_{A1} = \frac{I_{\alpha_{A1}} \cdot \cos^3 57,9}{5^2} = 0,653 \text{ (лк)}$$

Розраховуємо умовні освітленості в різних точках світильників, табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахунок умовної освітленості

Контрольна точка	№ світильника	d, м	α, град	I <sub>α</sub> , кд	Умовна освітленість e, Лк	
					Від одного світильника	Від групи світильників
А	1, 2, 3,4	7,97	57,9	108,8	0,653	2,61
	5,6	16,9	73,5	110	0,101	0,202
						$\sum e_A = 2,82$
В	1,2	6	50,2	131	1,37	2,74
	3,4	12,1	67,5	109	0,244	0,489
	5,6	21,8	77,1	109,2	0,0485	0,0969
	-	-	-	-	-	-
						$\sum e_b = 3,23$

З табл. 2.4 бачимо, що точка з гіршою освітленістю – це точка А. Подальші розрахунки проводимо для неї.

Дію більш далеких світильників і відбиту складову приблизно врахуємо коефіцієнтом додаткової освітленості  $\mu$ :

$$\mu = \frac{\eta_p}{\eta_{\text{ч}}} \quad (2.3)$$

де,  $\eta_p$  – коефіцієнт використання світлового потоку при фактичних значеннях коефіцієнтів відбиття  $\rho_{\text{ст}}, \rho_c, \rho_p$ .

$\eta_{\text{ч}}$  – коефіцієнт використання світлового потоку при невідбиваючих поверхнях приміщення («чорне приміщення»,  $\rho_{\text{ст}} = \rho_c = \rho_p = 0$ ).

Знаходимо, що  $\eta_{\text{ч}} = 0,483$ . Тоді:

$$\mu = \frac{\eta_p}{\eta_{\text{ч}}} = \frac{0,69}{0,483} = 1,43$$

2.4. Розраховуємо необхідний світловий потік лампи:

$$\Phi_{\text{лр}} = \frac{1000 \cdot E \cdot k}{\mu \cdot \sum e_b} = \frac{1000 \cdot 200 \cdot 1,5}{1,43 \cdot 1,64} = 74593 \text{ (Лм)}$$

Розрахувавши світловий потік лампи, знаючи її тип, вибираємо потужність  $P_{\text{л}}$  стандартної лампи так, щоб світловий потік обраної лампи дорівнював або відрізнявся від розрахункового не більше, ніж на -10 до +20 % ДРІ 1000 ( $\Phi_{\text{л}} = 90\,000 \text{ Лм}, P_{\text{л}} = 1000 \text{ Вт}$ )

$$\delta = \frac{\Phi_{\text{л}} - \Phi_{\text{лр}}}{\Phi_{\text{лр}}} \cdot 100 \% = \frac{90\,000 - 74593}{74593} \cdot 100 \% = 20 \%$$

$$P = N \cdot P_{\text{л}} = 6 \cdot 1000 = 6\,000 \text{ (Вт)}$$

При мінімальній освітленості 200 Лк,  $\delta = 20 \%$ , що являється сумнівним значенням, тому для надійності збільшеми кількість світильників на один ряд по стороні В, і тому загальна кількість становитиме 9 шт. Тоді, відстань між світильниками вздовж сторони А становить:

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

$$L_A = \frac{A - 2l_A}{N_A - 1} = \frac{A}{N_A - \frac{1}{3}} = \frac{28}{3 - \frac{1}{3}} = 10,5 \text{ м}$$

$$l_A = \frac{L_A}{3} = \frac{10,5}{3} = 3,5 \text{ м}$$

Вздовж сторони В:

$$L_B = \frac{B - 2l_B}{N_B - 1} = \frac{B}{N_B - \frac{1}{3}} = \frac{20}{3 - \frac{1}{3}} = 7,5 \text{ м}$$

$$l_B = \frac{L_B}{3} = \frac{7,5}{3} = 2,5 \text{ м}$$

Відстані до точок освітленості

$$d_{A1} = d_{A2} = d_{A3} = d_{A4} = \sqrt{\left(\frac{L_A}{2}\right)^2 + \left(\frac{L_B}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{10,5}{2}\right)^2 + \left(\frac{7,5}{2}\right)^2} = 6,45 \text{ (м)}$$

$$d_{A5} = d_{A6} = \sqrt{\left(\frac{L_A}{2}\right)^2 + \left(\frac{3 * L_B}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{10,5}{2}\right)^2 + \left(\frac{3 * 7,5}{2}\right)^2} = 12,41 \text{ (м)}$$

$$d_{A7} = d_{A8} = \sqrt{\left(\frac{3 * L_A}{2}\right)^2 + \left(\frac{L_B}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{3 * 10,5}{2}\right)^2 + \left(\frac{7,5}{2}\right)^2} = 16,19 \text{ (м)}$$

$$d_{A9} = \sqrt{\left(\frac{3 * L_A}{2}\right)^2 + \left(\frac{3 * L_B}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{3 * 10,5}{2}\right)^2 + \left(\frac{3 * 7,5}{2}\right)^2} = 19,35 \text{ (м)}$$

Для точки В:

$$d_{B1} = d_{B3} = \frac{L_B}{2} = \frac{7,5}{2} = 5,25 \text{ (м)}$$

$$d_{B2} = d_{B4} = \sqrt{\left(\frac{L_A}{2}\right)^2 + L_B^2} = \sqrt{\left(\frac{10,5}{2}\right)^2 + 7,5^2} = 9,15 \text{ (м)}$$

$$d_{B5} = d_{B6} = \sqrt{\left(\frac{L_A}{2}\right)^2 + \left(\frac{3 * L_B}{2}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{10,5}{2}\right)^2 + \left(\frac{3 * 7,5}{2}\right)^2} = 12,41 \text{ (м)}$$

$$d_{B5} = \sqrt{(3 * L_A)^2} = \sqrt{(3 * 10,5)^2} = 15,75 \text{ (м)}$$

В табл. 2.5 приведено розрахунок умовної освітленості світильників нової групи.

									Арк.
									58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 2.5 – Розрахунок умовної освітленості

Контрольна точка	№ світильника	d, м	α, град	I <sub>α</sub> , кд	Умовна освітленість e, Лк	
					Від одного світильника	Від групи світильників
А	1, 2, 3,4	6,45	52,22	123,452	1,135	4,542
	5,6	12,41	68,06	109,612	0,229	0,457
	7,8	16,19	72,84	110	0,113	0,226
	9	19,36	75,52	109,792	0,069	0,069
						$\sum e_A = 5,294$
В	1,2	5,25	46,4	136,04	1,785	3,569
	3,4	9,15	61,35	106,08	0,468	0,935
	5,6	12,41	68,06	109,612	0,229	0,457
	-	15,75	72,39	110	0,122	0,244
						$\sum e_b = 5,205$

$$\Phi_{\text{лр}} = \frac{1000 \cdot E \cdot k}{\mu \cdot \sum e_b} = \frac{1000 \cdot 200 \cdot 1,5}{1,43 \cdot 5,205} = 40327 \text{ (Лм)}$$

Обираємо лампу ДРІ 1000 (  $\Phi_{\text{л}} = 35\,000$  Лм,  $P_{\text{л}} = 400$  Вт)

$$\delta = \frac{\Phi_{\text{л}} - \Phi_{\text{лр}}}{\Phi_{\text{лр}}} \cdot 100\% = \frac{35\,000 - 40\,327}{40\,327} \cdot 100\% = -13,2\%$$

$$P = N \cdot P_{\text{л}} = 9 \cdot 400 = 3\,600 \text{ (Вт)}$$

### 2.3.4 Висновки

Отже, було розраховано світлотехнічний розрахунок приміщення РП - 10 кВ. В ході розрахунків для належного освітлення, необхідно 9 ламп типу ДРІ 1000, із світловим потоком 35 000 Лм та потужністю 400 Вт.

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

### 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

#### 3.1 Техніко-економічне обґрунтування вибору потужності силових трансформаторів проектованої підстанції

Для обґрунтування техніко-економічних показників буде використовуватись [17]. 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 [18]:

Величина  $E_{int}$  (чистого дисконтованого доходу) обчислюється за формулою (3.1):

					<i>MP 3.8.14.1.444 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Курочка</i>			<i>Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/35/10 кВ «Лебедин»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Маценко</i>					60	71
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

$$E_{\text{инт}} = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \alpha_t - K \quad (3.1)$$

де  $R_t$  – результат (прибутки), досягаються на  $t$ -му етапі розрахунку;

$Z_t$  – витрати (без капітальних), що здійснюються на  $t$ -му етапі розрахунку;

$T$  – тривалість розрахункового періоду або обрїй розрахунку (приймається за погодженням з керівником проекту);

$\alpha_t$  – коефіцієнт дисконтування визначається за формулою (3.2);

$E$  – норма дисконту, що дорівнює прийнятній для інвестора нормі доходу на капітал (приймається за рекомендацією консультанта);

$t$  – номер періоду розрахунку, як правило, за роками, починаючи з моменту початку здійснення проекту;

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (3.2)$$

Розмір дисконтованих капіталовкладень визначається за (3.3):

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \alpha_t \quad (3.3)$$

$K$  – сума дисконтованих капіталовкладень;

$K_t$  – капіталовкладення на  $t$ -му етапі.

Індекс прибутковості  $ІД$  є відношенням суми наведених ефектів до величини дисконтованих капіталовкладень і визначається за формулою (3.4):

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$ID = \frac{ЧДД}{K_0} \quad (3.4)$$

Якщо розрахунок інтегрального ефекту ЧДД проекту дає відповідь на питання, є він ефективним чи ні при заданій нормі дисконту  $E$ , то ВНД проекту визначається в процесі розрахунку і потім порівнюється з необхідною інвестором нормою доходу на капітал, що вкладається. Що стосується, коли ВНД дорівнює чи більше необхідної інвестором норми доходу на капітал, капіталовкладення у цей проект виправдано (3.5):

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t)}{(1 + E_{вн})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{вн})^t} \quad (3.5)$$

Термін окупності – мінімальний часовий інтервал (від початку здійснення проекту), за межами якого інтегральний ефект ЧДД стає додатнім. Іншими словами, це – період (вимірюваний у роках або місяцях), після якого початкові вкладення та інші витрати покриваються сумарними результатами (доходами) його здійснення. Термін окупності знаходиться графічно після визначення інтегральних ефектів.

### 3.2 Показники фінансової ефективності

Після визначення інтегральних показників економічної ефективності проекту необхідно оцінити фінансовий стан запропонованого проекту (варіантів проекту). Як критерії фінансової оцінки використовуються: рентабельність виробництва, рентабельність продукції, коефіцієнт ліквідності.

Рентабельність виробництва визначається за формулою (3.6):

					MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$p^{\%} = \frac{\Pi_B}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100\% \quad (3.6)$$

де  $\Pi_B$  – валовий прибуток від виробничо-господарської діяльності за розрахунковий період  $T$ , (тис. грн/рік);

$\sum_{t=0}^T K_t$  – середньорічна ціна виробничих фондів (тис. грн).

Рентабельність продукції визначається за формулою (3.7):

$$p^{\%} = \frac{\Pi_q}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100\% \quad (3.7)$$

де  $\Pi_q$  – чистий прибуток від виробничо-господарської діяльності за розрахунковий період  $T$  (тис. грн/рік);

$\sum_{t=0}^T R_t$  – сумарна виручка від реалізації (тис. грн/рік).

### 3.3 Вихідні дані

Визначаємо капіталовкладення з урахуванням коефіцієнта подорожчання  $K_{уд}=35$ , при наступних параметрах для трансформатора

1) 2·ТДТН – 25000/110/35/10       $\Delta W_1 = 335$  тис.кВт год/рік;

Норма прибутковості грн. приймається відповідно до середнього відсотка за банківськими кредитами ( $E=10\%$ ). При визначенні витрат за обслуговування енергетичного об'єкта приймається норма обслуговування  $p_0=6\%$  від капіталовкладень

Прийmemo тривалість будівельної стадії - 3 роки, причому з початку третього року підстанція буде введена в роботу, розподілимо капіталовкладення за першим, другим та третім роками будівництва – 20%, 40% і 40% відповідно.

Прийmemo тривалість розрахункового періоду (горизонт розрахунку) рівним 15 рокам (2022-2036 рр.), тариф на електроенергію, коефіцієнт диско-

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



нтування задається керівником економічною частиною проекту, час використання максимуму навантаження становить 5600 год, кількість електроенергії переданої за рік  $\Delta W_1 = 335$  тис.кВт год/рік.

Очікувані техніко-економічні показники представлені в додатку А. Результати розрахунку представлені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків

Техніко-економічне обґрунтування варіанту електропостачання		
Показники	Од. вим.	Варіант 1
Напруга	кВ	110/35/10
Потужність	МВА	25
Число годин використання максимуму навантаження	год/рік	5600
Рентабельність продукції	%	49,9
Термін окупності	роки	4

### 3.4 Висновки по розділу

В даному розділі розраховано техніко-економічне обґрунтування варіанту електропостачання. По вихідним даним терміну та розміру капіталовкладення, норми прибутку, тариф на електроенергію, коефіцієнт дисконтування, час використання максимуму навантаження, кількість електроенергії переданої за рік розраховано очікуваний термін окупності заміни силового трансформатора. Як видно, термін окупності складає 4 роки.

## ВИСНОВОК

В магістерській роботі було проведено реконструкцію понижувальної підстанції 110/35/10 кВ "Лебедин". 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 "Лебедин та розраховано освітлювальну систему РП низької сторони. Обрано апарати захисту та комуючі прилади для освітлювальної мережі.

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. ДСТУ 3463-96 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97, IEC 354-91). С поправкой.
2. Вибір вакуумних вимикачів - [http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati\\_1472639412/vakuumni-vimikachi-110-kv\\_1472638806/vrs110\\_1472638787.htm](http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-110-kv_1472638806/vrs110_1472638787.htm).
3. Трансформатор струму ТФЗМ 110 вимірювальний, продаж трансформаторів ТФЗМ 110 кл. т. 0,5 S, ціна ТФЗМ 110 кл. т. 0,5 S у Харкові, ма-слонаповнені трансформатори вимірювальні купити від ЭлМисто оптом [Electronic resource]. URL: <https://elmisto.com.ua/ua/p868329240-transformator-toka-tfzm.html> (accessed: 22.11.2022).
4. Трансформатор напруги НКФ-110 однофазний вимірювальний масляний, продаж трансформаторів напруги НКФ 110 опт, ціна трансформаторів напруги НКФ 110 в Харкові, трансформатори вимірювальні НКФ-110 від “ЭлМисто, підприємство” - 712-03-91 [Electronic resource]. URL: <https://elmisto.com.ua/ua/p865041729-transformator-napryazheniya-nkf.html> (accessed: 22.11.2022).
5. Роз'єднувач РДЗ-110/1000 УХЛ 1: продаж, ціна у Запоріжжі. Роз'єднувачі від “УкрЕлектро” - 4792800 [Electronic resource]. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p4792800-razedinitel-rdz-1101000.html> (accessed: 22.11.2022).
6. ВР35НСМ [Electronic resource]. URL: [http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati\\_1472639412/vakuumni-vimikachi-35-kv\\_1472639116/vr35nsm\\_1472639053.htm](http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-35-kv_1472639116/vr35nsm_1472639053.htm) (accessed: 24.11.2022).
7. Трансформатор струму ТФЗМ-35: продаж, ціна у Запоріжжі. Трансформатори струму від “УкрЕлектро” - 557807 [Electronic resource]. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/p557807-transformator-toka-tfzm.html> (accessed: 24.11.2022).

					<i>МР 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

8. 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).

9. 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).

10. 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).

11. 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).

12. Трансформатор напруги НТМИ-6, НТМИ-10, паспорт, держ. повірка, 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).

13. 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).

14. 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.

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

15. 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.

16. 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).

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

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

					<i>MP 3.8.14.1.4.44 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

# ДОДАТКИ

					MP 3.8.141.444 ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

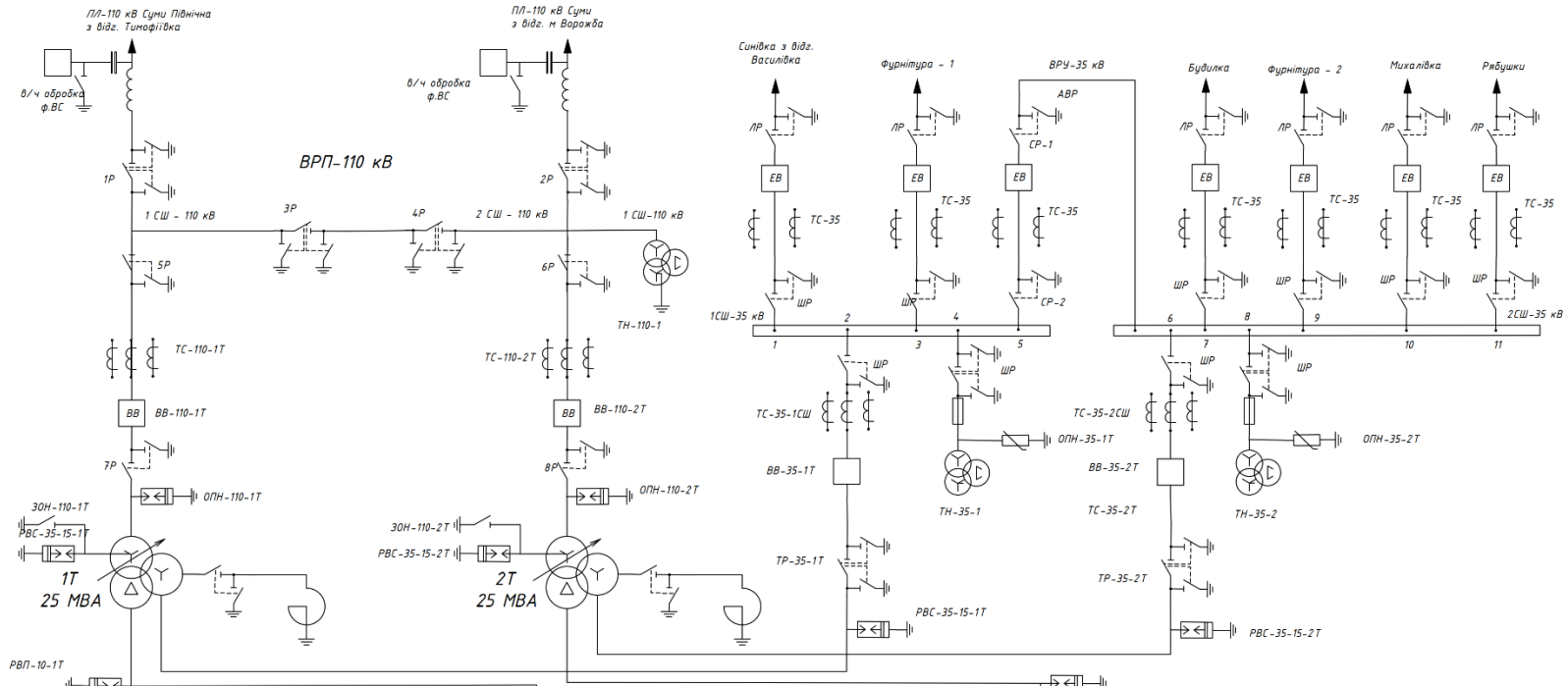
## ДОДАТОК А

### Техніко-економічні показники системи електропостачання

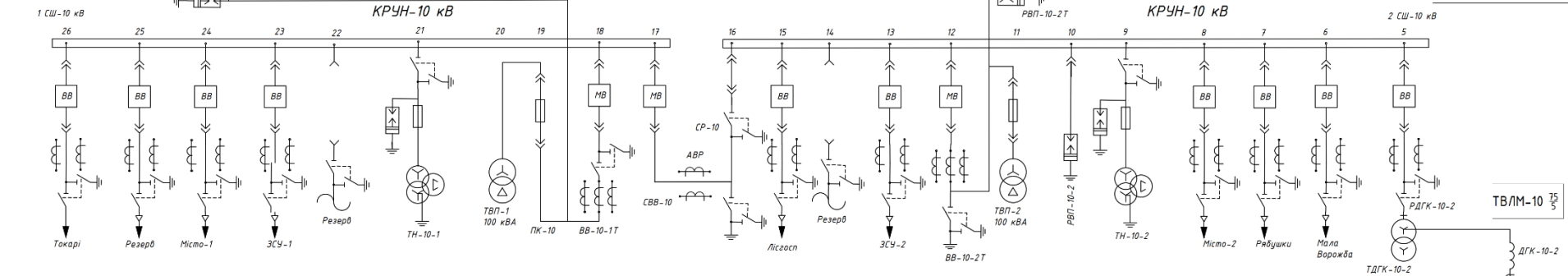
Таблиця А.1 – Очікувані техніко-економічні показники системи електропостачання

Показники	Од.вим.	Величина показника														
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
виручка від реалізації	т.грн.				7736,832	8502,456	9348,672	10275,48	11323,176	12451,464	13700,64	15030,408	16561,656	18213,792	19644,3	21151,37
кап. вкладення	т.грн.	1100	2200	2200												
уд. собівартість передачі та розпред.ел.ен.	р/кВтгод				0,16	0,178	0,192	0,197	0,201	0,206	0,21	0,22	0,233	0,247	0,2547	0,2652
витрати на втрати ел.ен.	т.грн.				124,91	135,32	145,73	149,19	152,66	156,13	159,6	166,54	176,95	187,36	196,035	205,404
відрахування на експл. обслуговування	т.грн.				330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
податки і збори	т.грн.				3421,38	3707,36	3993,31	4088,63	4183,99	4279,27	4374,59	4565,23	4851,21	5137,14	5375,45	5632,813
чистий дохід (без дисконт-я)	т.грн.	-1100	-2200	-2200	3860,542	4329,776	4879,632	5707,66	6656,526	7686,064	8836,45	9968,638	11203,496	12559,292	13742,815	14983,153
коэф-т дисконт-я	о.е.	1,331	1,21	1,1	1	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,375	0,329
ЧДД	т.грн.	-1464,1	-2662	-2420	3860,54	3940,1	4050,09	4280,75	4526,44	4765,36	4948,41	5084,01	5265,64	5274,9	5153,56	4929,46
ЧДД наростаючим підсумком	т.грн.	-1464,1	-4126,1	-6546,1	-2685,56	1254,54	5304,63	9585,38	14111,82	18877,18	23825,59	28909,6	34175,24	39450,14	44603,7	49533,16
рентабельність продукції	%				49,9	46,34	43,32	41,66	39,98	38,27	36,12	33,82	31,79	28,96	26,23	23,31
валовий прибуток	т.грн.				7281,92	8037,14	8872,94	9796,29	10840,52	11965,33	13211,04	14533,87	16054,71	17696,43	19118,27	20615,97
тариф	грн/кВт год	1,44	1,58	1,74	1,92	2,11	2,32	2,55	2,81	3,09	3,4	3,73	4,11	4,52	4,875	5,249

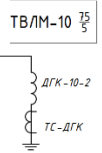
ВЧЗ-300-015 СР-110/3-0,0022
1Р, 2Р, 3Р, 4Р: РДЗ-110/1000 УХЛ1
ТН-110-1, ТН-110-2: НКФ 110
5Р, 6Р: РДЗ-110/1000 УХЛ1
ТС-110-1Т, ТС-110-2Т: ТФЭМ 110
ВВ-110-1Т, ВВ-110-2Т: ВРС-110
7Р, 8Р: РДЗ-110/1000 УХЛ1
ОПН-110-1Т, ОПН-110-2Т: ОПН-П-110/100 УХЛ1
ЗОН-110 РВС-35+15
1Т, 2Т: ТДНТ-25000/110/35/10
РВС-35-1Т: РВС-35, ОПН-35-2Т: ОПН-П-35/40,5 УХЛ1



ЛР: РДЗ 35/1000 СР-2: РДЗ 35/1000
ТТ-35 ком. 1, 3 ТФЭМ-35А-У1, 300 ТТ-35 ком. 7, 9, 10, 11: ТФЭМ-35А-У1, 200 ТТ-35 ком. 5: ТФЭМ-35-Б-У1, 400
ВВ ком. 1, 3, 5, 7, 9, 10, 11: ВРЗ5НСМ
ШР, СР-1: РДЗ 35/1000
ШР ком. 2, 4, 6, 8: РДЗ 35/1000
ТТ-35-1СШ: ТФЭМ-35-Б-У1, 400 ТТ-35-2СШ: ТФЭМ-35-А-У1, 400
ОПН-35-1СШ, ОПН-35-2СШ: ОПН-П-35/40/10/550-02
ВВ-35-1Т, ВВ-35-2Т: ВРЗ5НСМ
ТН-35-1, ТН-35-2: НАМИ-35
ТР-35-1Т, ТР-35-2Т: РДЗ 35/1000
ТС-35-1Т, ТС-35-2Т: ТФЭМ-35



Токари	Резерв	Місто-1	ЗСУ-1	ТН-10-1	ТВП-1	ВВ-10-1Т	СВВ-10	Лісгосп	ЗСУ-1	ВВ-10-2Т	ТВП-2	РВП-10-1	ТН-10-2	Місто-2	Рядушки	Мала Ворожба	ТДГК-10-1
ПЛ - 10 кВ	КЛ-20 кВ	ПЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ		100 кВА			КЛ - 10 кВ	КЛ - 10 кВ		100 кВА			ПЛ - 10 кВ	ПЛ - 10 кВ	ПЛ - 10 кВ	
ТОЛ-Е-12 1000	ТОЛ-Е-12 50	ТОЛ-Е-12 300	ТОЛ-Е-12 100	НТМІ-10 УЗ	ТМ-100/10	ТЛШ-Е-12 1000	ТЛШ-Е-12 1000	ТОЛ-Е-12 40	ТОЛ-Е-12 100	ТОЛ-Е-12 40	ТШЛ-20-1		НТМІ-10 УЗ	ТОЛ-Е-12 200	ТОЛ-Е-12 200	ТОЛ-Е-12 100	ТОЛ-Е-12 50
ВРС-10	ВРС-10	ВРС-10	ВРС-10	ВРС-10	ПК-10	ВРС-10	ВРС-10	ВРС-10	ВРС-10	ВРС-10	ВРС-10	РВП-10	РВП-10	ВРС-10	ВРС-10	ВРС-10	ВРС-10
РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	ПКТ-10	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1	РЛНДз-10/400 УХЛ1



Проект №...  
 Дата...  
 Інше...

МР 3.8.14.1445 ПЗ										
Регістрація об'єкту виконання досліджень розробленої підстанції 110/35/10 кВ «Левобережжя»										
Зм.	Кільк.	Арх.	№ дкв.	Підпис	Дата					
Розробити	Курочка					Місце виконання дослідження	110/35/10 кВ	Сторінка	Архив	Архив
Твердити	Петровський					Ім'я організації виконання дослідження				
Місце комп.	Львівський					Ім'я організації виконання дослідження				
Заставити	Львівський					Ім'я організації виконання дослідження				