

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Ігор ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2024 р.

### **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

#### **на здобуття освітнього ступеня бакалавр**

зі спеціальності 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка програми 6.141.00.02 Електротехнічні системи електроспоживання

на тему: «Розрахунок релейного захисту трансформаторної підстанції ХМЕЛІВКА 35/10 кВ»

Здобувача групи ЕТ-01

І. М. КОТЛЯРОВ

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

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_ Ігор КОТЛЯРОВ \_\_\_\_\_

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник канд. фіз.-мат. наук, доцент Михайло ПЕТРОВСЬКИЙ \_\_\_\_\_

## Анотація

с. 63, рис. 24, табл. 23.

**Бібліографічний опис:** Котляров І.М. Розрахунок релейного захисту трансформаторної підстанції ХМЕЛІВКА 35/10 кВ : робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра : спец. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / кер. М.В. Петровський. Суми : Сумський державний університет, 2024. 63 с.

**Ключові слова:**

лінія електропередавання, трансформатор, напруга, струм, вимикач;  
power line, transformer, voltage, current, circuit breaker.

**Об'єкт дослідження:** двотрансформаторна підстанція 35/10 кВ.

**Короткий огляд.**

Зроблена перевірка трансформаторів, нормального та аварійного режимів, підстанції за графіком добових навантажень. Зроблений розрахунок струмів короткого замикання. Здійснена перевірка поставлених високовольтних апаратів розподільчого пристрою. Для трансформаторів та ліній виконаний розрахунок релейного захисту. Проведений розрахунок блискавкозахисту підстанції та заземлюючого контуру.

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Аркуш
						3
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Перелік скорочень, умовних позначень, термінів

АПВ - автоматичне повторне ввімкнення

АСКУ - автоматизована система контролю і управління

АЧР - автоматичне частотне розвантаження

ВН – висока напруга

ЗП – заземлюючий пристрій

КЗ - коротке замикання

ЛЕП – лінія електропередачі

НН - низька напруга

ПС – підстанція

ПЛ – повітряна лінія

СВ - струмова відсічка

РЗ – релейний захист

ТП - трансформаторна підстанція

ТС - трансформатор струму

ТН - трансформатор напруги

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4

## Зміст

Вступ.....	7
1. Загальна характеристика об'єкта проектування .....	8
1.1 Трансформаторні підстанції – різновиди та призначення .....	8
1.2 Види захисту та автоматики.....	11
1.2.1 Релейний захист ліній .....	11
1.2.2 Основний захист силових трансформаторів .....	13
1.3 Склад основного обладнання підстанції.....	16
1.3.1 Силові трансформатори підстанції.....	16
1.3.2 Комутаційні пристрої підстанції .....	16
1.3.3 Захисні пристрої.....	17
1.3.4 Трансформатори напруги та струму .....	18
1.4 Власні потреби підстанції .....	19
2. Вибір силового та комутаційного обладнання.....	20
2.1 Перевірка потужності трансформаторів .....	20
2.2 Розрахунок струмів КЗ .....	23
2.3 Вибір вимикачів ВН.....	27
2.4 Вибір роз'єднувача.....	29
2.5 Вибір вимикачів на стороні НН.....	29
3. Вибір пристроїв релейного захисту та їх уставок.....	32
3.1 Розрахунок уставок ліній 10 кВ.....	34
3.2 Розрахунок захисту трансформатора: .....	37

					<b>БР 3.6.14.1.103 ПЗ</b>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Розрахунок релейного захисту трансформаторної підстанції ХМЕЛІВКА 35/10 кВ. Пояснювальна записка	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Розробив</i>		<i>Котляров І.М.</i>				5	63	
<i>Керівник</i>		<i>Петровський М.В.</i>				<b>СумДУ, ЕТ-01</b>		
<i>Консульт.</i>								
<i>Н.контроль</i>								
<i>Завтвер.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

3.3	Розрахунок захисту трансформатора .....	40
3.4	Перевірка уставок за картою селективності.....	44
4	Розрахунок блискавкозахисту ПС .....	49
5	Розрахунок заземлюючого контуру ПС.....	54
	Висновки .....	61
	Список використаних джерел .....	62

					<i>БР 3.6.14.1.103 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

## Вступ

Релейний захист (РЗ) – це система автоматичного захисту електричних мереж і обладнання, яка використовує реле для виявлення несправностей або аномальних умов і автоматичного відключення пошкоджених ділянок мережі. Основна мета релейного захисту — мінімізувати вплив несправностей на систему електропостачання, забезпечити безпеку обладнання та персоналу.

Тому можна сказати, що РЗ це найважливіша частина підстанцій. На даний момент галузь РЗ розвивається до іншого рівня, починаючи з переходом на мікропроцесорні реле і закінчуючи дистанційним комплексним управлінням та контролем показників через комп'ютерні програми.

В даній роботі бакалавра було проведено модернізацію релейного захисту, переходом на мікропроцесорні реле та перевіркою електричних апаратів, встановлених на підстанції 35/10 кВ.

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 1. Загальна характеристика об'єкта проектування

Підстанція 'ХМЕЛІВКА 35/10' призначена для живлення споживачів від двох ПЛ, Краснопілля та Жигайлівка. Дана підстанція 35/10 кВ розташована в с. Хмелівка неподалік вулиці Хмелівська, зображення із розташуванням підстанції наведено на рисунку 1. До підстанції підходять дві живлючі кабельні лінії 35 кВ від Краснопілля та Жигайлівка, довжиною 15 та 35 км відповідно. Схема підстанції наведена в доданку А.

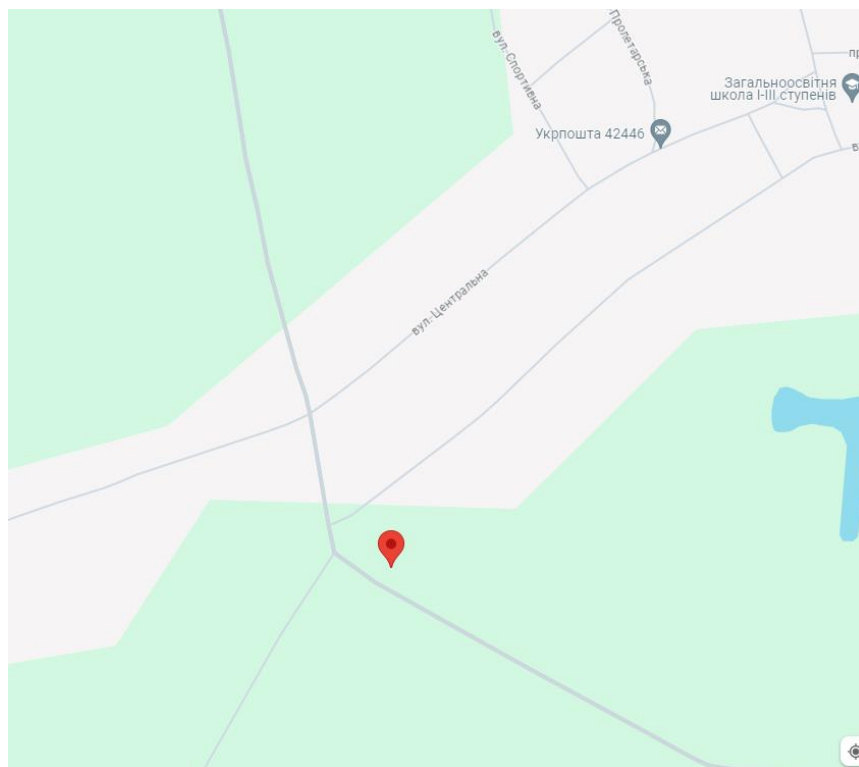


Рисунок 1 – Розташування підстанції на карті

### 1.1 Трансформаторні підстанції – різновиди та призначення

Трансформаторні підстанції (ТП) за способом перетворення змінного струму можна класифікувати на знижувальні та підвищувальні. Підвищувальні ТП використовують для підвищення напруги до вищого рівня для передачі по ЛЕП. Зазвичай підвищують напругу при передаванні на великі відстані для зменшення втрат на нагрівання проводів.

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Знижувальні ТП призначена для зниження напруги електроенергії, яка передається по високовольтних лініях, до рівня, придатного для використання в місцевих електричних мережах або на окремих об'єктах.

За призначенням ТП бувають наступних типів [1]:

- Головна знижувальна підстанція;
- Тягова підстанція;
- Трансформаторний пункт;
- Підстанція глибокого введення.

За способом приєднання підстанції розрізняють [2]:

- Тупикова;
- Відгалужувальна;
- Прохідна;
- З короткозамикачем та віддільником.

Однотрансформаторні тупикові підстанції виконують за блочною схемою лінія – трансформатор на стороні високої напруги з роз'єднувачем та запобіжниками (рис.1.1а), з роз'єднувачем, віддільником та короткозамикачем (рис. 1.1б)

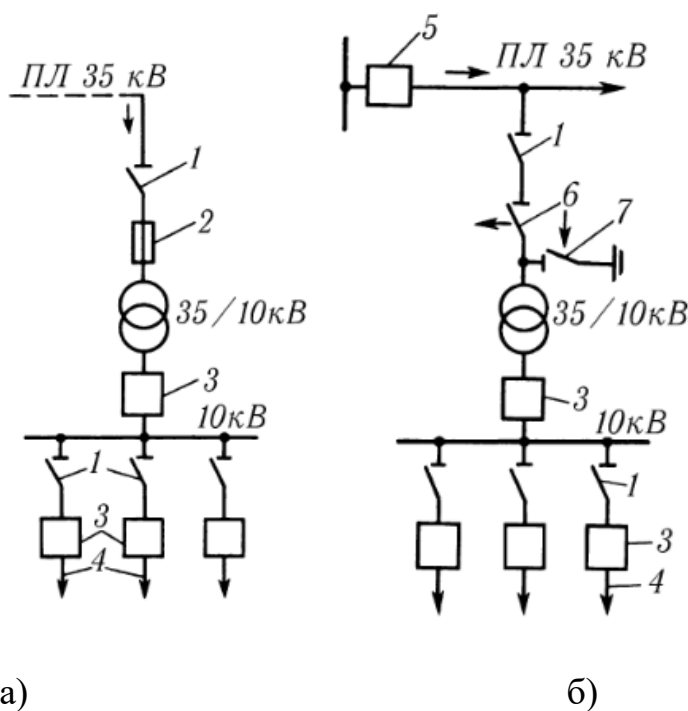


Рисунок 1.1 – Схема тупикової ТП



Відгалужувальні ТП (рис. 1.2) встановлюють на відгалуженні від ЛЕП, яка проходить в даному районі. В цих схемах передбачено збереження живлення транзитної лінії при пошкодженні на відгалуженні.

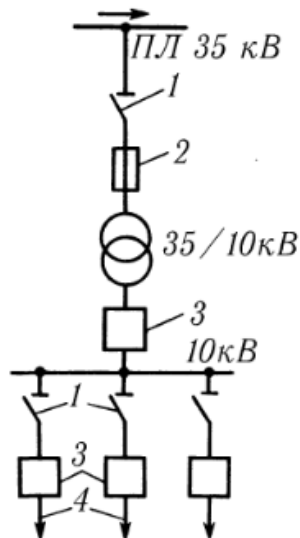


Рисунок 1.2 – Схема відгалужувальної ТП

До прохідної підстанції (рис. 1.3) безпосередньо підходять транзитні лінії високої напруги 35–220 кВ.

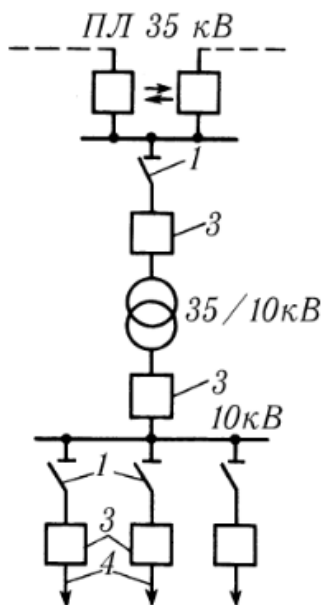


Рисунок 1.3 – Схема прохідної ТП

## 1.2 Види захисту та автоматики

### 1.2.1 Релейний захист ліній

Для захисту ліній використовують струмові реле, які поділяються на максимальні струмові захисти(МСЗ) та струмові відсічки(СВ).

МСЗ – це захист який, реагує на перевищення струму та спрацьовує з витримкою часу. Принципова схема МСЗ наведена на рисунку 1.2.1.

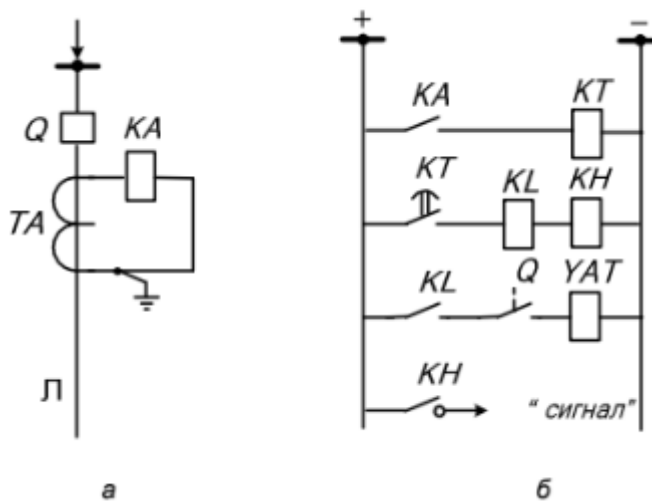


Рисунок 1.4 – Принципова схема МСЗ

Параметрами спрацювання МСЗ є струм та час спрацювання.

Вибір часу спрацювання МСЗ можна виконувати з незалежною та залежною від величини струму витримкою часу.

Селективність МСЗ А1 та А2 (рис. 1.2.2) забезпечують так: час спрацювання захисту, розташованого ближче до джерела живлення, має бути більшим за час спрацювання захисту, віддаленішого від джерела живлення, на величину  $\Delta t$ , що називають ступенем селективності [3]. Ця умова буде забезпечуватись, коли

$$t_1 = t_2 + \Delta t \quad (1.1)$$

де  $t_1, t_2$  – час спрацювання захистів відповідно А1 та А2.

									Арк.
									11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

У разі к.з. на лінії Л2 (рис. 1.2.2) спрацювують вимірні органи двох захистів – А1 та А2, але за рахунок того, що  $t_1$  є більшим від  $t_2$ , швидше спрацює захист А2 і вимкне вимикач Q2. Після вимкнення пошкодженої лінії вимикачем Q2 вимірний орган захисту А1 повернеться у вихідний стан і непошкоджена лінія Л1 не вимкнеться.

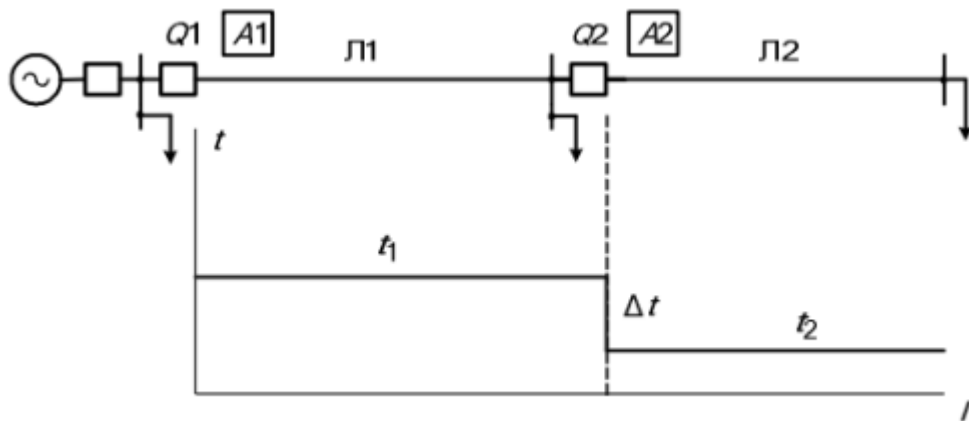


Рисунок 1.5 – Ступінчаті витримки часу спрацювання МСЗ ліній з одностороннім живленням

Вибір струму спрацювання

Уставку МСЗ за струмом вибирають з умови забезпечення таких вимог:

– неспрацювання захисту під час виникнення післяаварійних перевантажень;

– узгодження за чутливістю з захистами суміжних ліній;

Струм спрацювання МСЗ вибирають з умови відведення від робочого максимального струму лінії.

Зазвичай, розрахунковими є післяаварійні режими, що супроводжуються значними перевантаженнями. Так, під час к.з. на лінії Л2 (рис. 1.2.2) спрацювують пускові органи захистів А1 та А2. Після селективного вимкнення цього пошкодження захистом А2 пусковий орган А1 повинен повернутись у вихідне положення. Тому струм повернення пускового

органа МСЗ А1 повинен бути більшим від струму, який протікає через лінію Л1 після вимкнення пошкодження захистом А2.

СВ – це захист, що спрацьовує одразу без затримки часу після перевищення заданого струму.

Основні органи струмової відсічки (СВ) є ті самі, що і для МСЗ (рис. 1.2.1), за винятком того, що в логічній частині схеми пристрою відсутній орган витримки часу – реле часу КТ (рис. 1.2.1) [3]. Принцип роботи СВ аналогічний до принципу роботи МСЗ. Проте в роботу СВ вводять затримку часу порядку 0,06–0,1 с для узгодження роботи захисту з дією розрядників, що спрацьовують під час атмосферних розрядів, коли блискавка влучає в лінію і на її проводах виникає значна перенапруга.

Параметром спрацювання СВ є струм спрацювання. Струм спрацювання СВ відводять від максимального струму в місці встановлення захисту за трифазного к.з. у кінці лінії

$$I_{с.з}^I = k_{від} * I_{к.з.макс.Б}^{(3)} \quad (1.2)$$

де  $k_{від}$  – коефіцієнт відведення, що враховує похибку розрахунків, похибку реле, вплив аперіодичної складової, необхідний запас тощо.

### 1.2.2 Основний захист силових трансформаторів

Основними видами пошкоджень трансформаторів є:

- Міжфазні к.з. в обмотках і на виводах трансформаторів;
- Однофазні та двофазні к.з. на землю (для трансформаторів з ефективно заземленою нейтраллю) в обмотках та на виводах);
- Однофазне замикання на землю (для трансформаторів з ізольованою нейтраллю);
- ‘пожежа’ магнітопроводу.

									Арк.
									13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

- Виткові замикання.

Захист трансформаторів запобіжниками здійснюють для трансформаторів 10/0,4 кВ та 6/0,4 кВ з максимальною потужністю до 630 кВА [3]. Зазвичай це трансформатори в міських і сільських розподільчих мережах, а також у цехових підстанціях підприємств. Запобіжники встановлюються на напругах 10(6) кВ і 0,4 кВ (рис. 1.2.3а). Крім того, запобіжники можуть бути встановлені лише на напрузі 10(6) кВ трансформаторах, а на напрузі 0,4 кВ повинен бути встановлений автоматичний вимикач (рис. 1.2.3б).

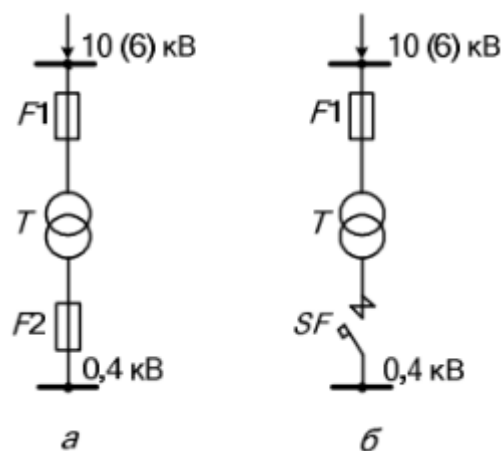


Рисунок 1.6 Захист трансформаторів запобіжниками

Для захисту трансформаторів, потужністю до 6,3 МВА, від міжфазних к.з. у обмотках, на виводах та на приєднанні до шин НН застосовують СВ без витримки часу та МСЗ.

Для трансформаторів напругою до 35 кВ застосовують типову схему струмової відсічки у двофазному виконанні рис 1.2.4.

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

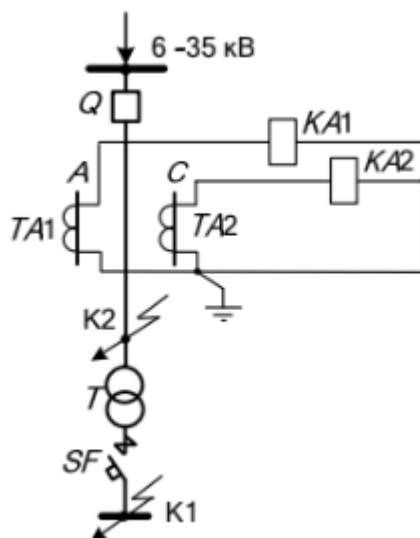


Рисунок 1.7 – Схема під'єднання вимірних органів СВ трансформатора

Струмова відсічка захищає вводи з боку високої напруги і частину первинної обмотки силового трансформатора. Захист не реагує на пошкодження зі сторони низької напруги трансформатора і в частині його обмоток, тому крім СВ, для захисту від міжфазних к.з. встановлюють МСЗ.

МСЗ захищає від міжфазних к.з. обмотки трансформатора та його виводи на стороні низької напруги. Крім того МСЗ реагує на к.з., що виникають на високій напрузі трансформатора, тобто резервує дію СВ. Типова схема під'єднання вимірних органів МСЗ наведена на рис 1.2.5.

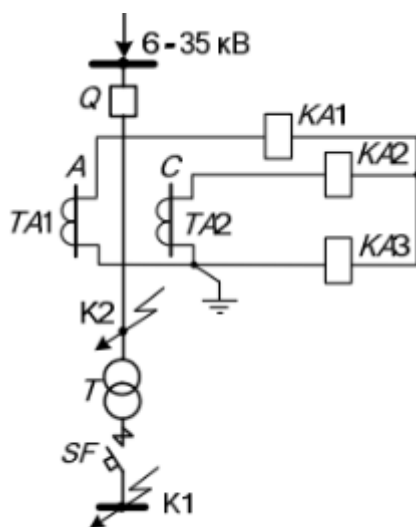


Рисунок 1.8 – Схема під'єднання вимірних органів МСЗ трансформатора

## 1.3 Склад основного обладнання підстанції

### 1.3.1 Силові трансформатори підстанції

Силові трансформатори призначені для зміни напруги в електричних мережах з метою забезпечення передачі електроенергії від станцій до споживача.

Таблиця 1.1 – Паспортні дані силових трансформаторів

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ , кВА	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ		$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
		ВН	НН				
ТМ-1600/35/10	1600	35	10	5,5	18	2,75	1,3

### 1.3.2 Комутаційні пристрої підстанції

Комутаційні пристрої в електроенергетиці використовуються для керування потоком електричного струму у мережі. Вони дозволяють ввімкнути, вимкнути або перенаправити потік електроенергії від одного електричного пристрою до іншого. Деякі типи комутаційних пристроїв включають в себе вимикачі, реле, тиристори, транзистори тощо. Вони грають ключову роль у керуванні та захисті електричних систем.

Вимикач це пристрій, який використовуються для відключення частини електричної мережі в разі потреби обслуговування, ремонту або у випадку аварійних ситуацій. Вони дозволяють безпечно відключити електричне обладнання або лінії передачі, щоб уникнути травмування персоналу або пошкодження обладнання.

Роз'єднувач – це пристрій, який використовується для фізичного роз'єднання частин електричної мережі. Він відрізняється від вимикача тим, що призначений для відключення частини мережі при малих струмах або відсутності навантаження. Роз'єднувачі зазвичай використовуються для

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

безпечної ізоляції електричного обладнання для обслуговування, ремонту або перевірки.

Перелік комутаційних апаратів та загальні характеристики наведені в таблицях 1.2, 1.3

Таблиця 1.2 – Загальні характеристики та кількість вимикачів

Тип	$U_{\text{ном}}$ кВ	$U_{\text{макс}}$ кВ	$I_{\text{ном}}$ А	$I_{\text{ном.відкл}}$ кА	$I_{\text{терм.стійко}}$ кА	$t_{\text{відк}}$ с	Тип привода	К- сть
ВТ-35/630	35	40,5	630	12,5	12,5	0,06	ШПЕ-11	4
ВМП-10П	10	12	630	20	20	0,12	-	3
ВВВ-10- 4/400	10	12	400	4	4	0,025		4

Таблиця 1.3 – Загальні характеристики та кількість роз'єднувачів

Тип	$U_{\text{ном}}$ кВ	$I_{\text{ном}}$ А	$I_{\text{терм.стійко}}$ кА	$I_{\text{елктр.стійко}}$ кА	$t_{\text{зам.нож}}$ с	К-сть
РНДЗ- 35/1000	35	1000	25	63	3	7
РВЗ- 10/400	10	400	16	40	-	15

### 1.3.3 Захисні пристрої

Для захисту силових агрегатів від короткочасних скачків напруги використовують розрядники. Розрядник це пристрій для захисту від перенапруги.

Також використовують запобіжники, для запобігання струмового перенавантаження. Він відключає ланцюг шляхом перегорання спеціальної струмопровідної частини.

Кількість та характеристики захисних пристроїв наведені в таблиці 1.4.



Таблиця 1.4 – Загальні характеристики та кількість розрядників

Тип	Клас напруги кВ	$U_{\text{ном}}$ кВ	$U_{\text{проб}}$ кВ	К-сть
РВС-35	35	40,5	125	2
РВС-10	10	12,7	48	2
РВП-10	10	12,7	26	2

### 1.3.4 Трансформатори напруги та струму

Вимірювальний трансформатор напруги - це спеціальний тип трансформатора, призначений для вимірювання напруги в електричних системах. Вимірювальні трансформатори напруги використовуються в електромережах, електронних приладах, вимірювальних приладах тощо. Вони дозволяють отримувати точні вимірювання напруги без потреби підключення приладів напряму до основних електричних систем.

На даній підстанції використовують 2 типи трансформаторів напруги, каталожні дані наведені в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Каталожні дані трансформаторів напруги

Тип	Клас напруги	$U_{\text{ном}}, \text{В}$			$P_{\text{ном}}$			$P_{\text{макс}}$
		Первинна	Вторинна	додаткова	0.5	1	3	
НТМИ-10	10	10000	100	100/3	120	200	500	1000
ЗНОЛП-Е-12	10	10000	100	100/3	75	150	300	630
ЗНОМ-35	35	$\frac{35000}{\sqrt{3}}$	$100/\sqrt{3}$	100/3	150	250	600	1000

Вимірювальний трансформатор струму - це пристрій, який використовується для вимірювання струму в електричних системах. Він має спеціально розроблені обмотки, що дозволяють забезпечити точне вимірювання струму при мінімальному впливі на електричну систему, де він встановлений.

На даній підстанції використовують трансформатор струму ТВК-10, каталожні дані наведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 Каталожні дані трансформатора струму

Тип	$U_{\text{ном}}$ кВ	$U_{\text{макс}}$ кВ	$I_{\text{ном}}$ А		К-сть
			$I_1$	$I_2$	
ТФЗМ-35	35	40,5	50	5	2
ТВК-10	10	12	150	5	4
ТВК-10	10	12	50	5	5

#### 1.4 Власні потреби підстанції

Власні потреби підстанції – це електроенергія, яка споживається самою підстанцією для підтримання підстанції в робочому стані.

До приймачів енергії можна віднести: пристрої обігріву вимикачів, шаф із установленими в неї електричними апаратами, електродвигуни охолодження трансформаторів, електродвигунів компресорів для повітряних вимикачів, освітлення та опалення.

Для даної підстанції були обрані два трансформатори ВП типу ТМ потужністю 25 кВА та напругою 10кВ. Каталожні дані трансформатора ВП наведені в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 Каталожні дані ТВП

Тип	$S_{\text{ном}}$ , кВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ		$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , Вт	$\Delta P_x$ , Вт	К-сть
		ВН	НН				
ТМ-25/10	25	10	0,4	4,5	880	150	2

## 2. Вибір силового та комутаційного обладнання

### 2.1 Перевірка потужності трансформаторів

Перед розрахунком струмів короткого навантаження перевіriamo правильність вибору трансформатора, за завантаженістю по ДСТУ 3463-96 [4]. Добовий графік навантаження – це динамічне навантаження споживача, яке змінюється з часом доби.

Добовий графік навантаження наведений в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Графік добовий навантажень

	Навантаження в % від номінальної потужності											
години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
% нав.	50	40	70	90	90	80	80	110	100	105	110	105



Рисунок 2.1 – Графік добових навантажень

Навантаження споживача 1500 кВА.

Розрахункове навантаження споживача:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ.НАВ}}}{\cos\phi} = \frac{1500}{0,88} = 1704,5 \text{ кВА}, \quad (2.1)$$

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою [5]:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} * \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 \dots S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 \dots + t_n}} \quad (2.2)$$

де  $S_1, S_2 \dots S_n$  – відповідно навантаження першої, другої, n-ї ступенів графіка навантаження, розміщених нижче лінії номінальної потужності трансформатора;

$t_1, t_2, \dots t_n$  – тривалість ступіні, год.

Отже потужність трансформатора повинна бути:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_{\text{НОМ.НАВ}}}{1,4} = \frac{1704,545}{1,4} = 1217,532 \text{ кВА} \quad (2.3)$$

$$K_1 = \frac{1}{2 * 1600} * \sqrt{\frac{852,27^2 * 2 + 681,82^2 * 2 + 1193,18^2 * 2 + 1534,09^2 * 4 + 1363,64^2 * 4 + 1704,55^2 * 4}{2 + 2 + 2 + 4 + 4 + 4}} = 0,427 \quad (2.4)$$

В нормальному режимі трансформатор недовантажений.

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

$$K_2 = \frac{1}{2 * 1600} * \sqrt{\frac{1875^2 * 4 + 1789,77^2 * 4}{4 + 4}} = 0,572 \quad (2.5)$$

Як бачимо з розрахунку в цьому режимі трансформатор також не довантажений.

Тепер перевіримо трансформатор в аварійному режимі:

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_1 = \frac{1}{1600} * \sqrt{\frac{852,27^2 * 2 + 681,82^2 * 2 + 1193,18^2 * 2 + 1534,09^2 * 4 + 1363,64^2 * 4 + 1704,55^2 * 4}{2+2+2+4+4+4}} = 0,855 \quad (2.6)$$

Також визначаємо для другого ступеня:

$$K_2 = \frac{1}{1600} * \sqrt{\frac{1875^2 * 4 + 1789,77^2 * 4}{4+4}} = 1,145 \quad (2.7)$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{1875}{1704.545} = 1.1 \quad (2.8)$$

$$K_2' = 0.9 * 1.1 = 0.99 \quad (2.9)$$

Так як  $K_2' < K_2$ , то беремо значення  $K_2 = K_2' = 0,99$

Визначаємо значення  $K_2$  за ДСТУ 3463-96 (рис. 2.2) враховуючи такі значення:

Аварійний режим роботи ( $t = +20^0C$ , тип охолодження M,  $t = 8$  год)

Тривалість перевантаження протягом доби, год	Перевантаження в частках номінального струму, залежно від температури охолодного середовища під час перевантаження											
	0 °C				10 °C				20 °C			
	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD
0,5	1,7	1,5	1,4	1,3	1,7	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2
1,0	1,7	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2
2,0	1,6	1,5	1,4	1,3	1,5	1,4	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2
4,0	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2
8,0	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2
24,0	1,5	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2

Рисунок 2.2 - Значення  $K_2$  за ДСТУ

$$K_{2 \text{ ДСТУ}} = 1,3 \quad (2.10)$$

Так як  $K_{2 \text{ ДСТУ}} > K_2$ , отже можна використовувати цей трансформатор при нормальному та аварійному режимах.

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2.2 Розрахунок струмів КЗ

Для отримання максимальних струмів КЗ, будемо розраховувати трифазне симетричне КЗ.

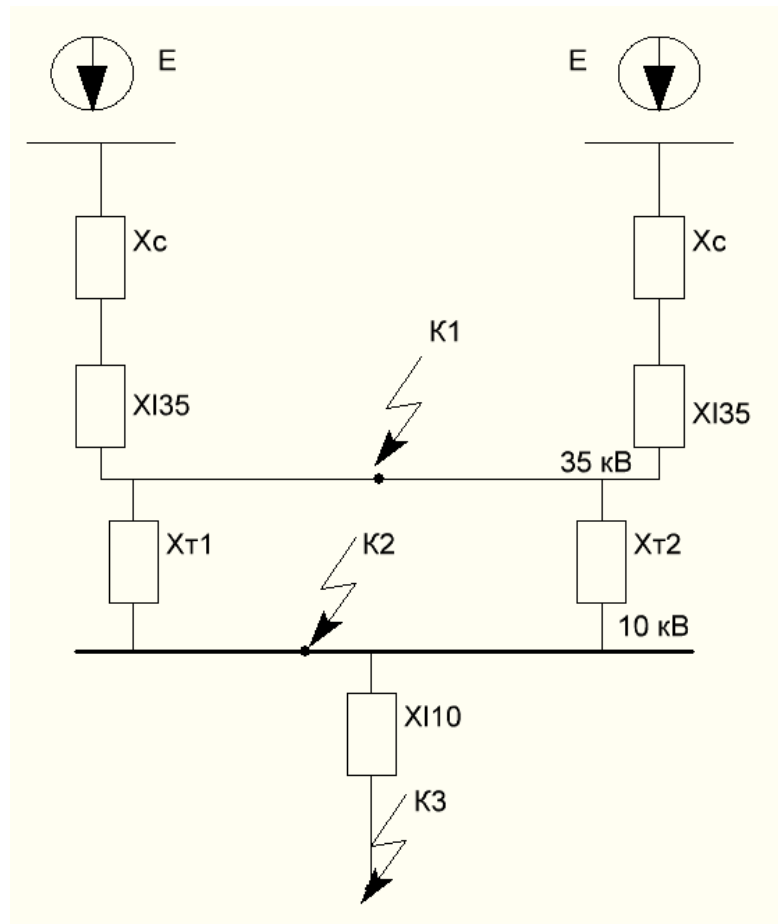


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема, для розрахунку струмів КЗ

Розрахунок виконуємо у в.о. з урахуванням базисних величин:

$$S_6 = 100\text{MVA}; \quad U_{6.в.} = 37\text{kV}; \quad U_{6.н.} = 10,5\text{kV},$$

Спростимо розрахункову схему:

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

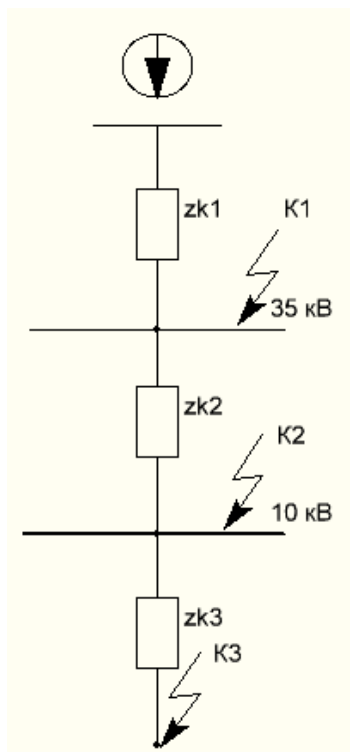


Рисунок 2.4 Спрощена схема мережі

Розрахуємо базисний струм за формулою [6]:

$$I_{б.в} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б.в}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 1,56 \text{ кА} \quad (2.11)$$

$$I_{б.н} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б.н}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,498 \text{ кА} \quad (2.12)$$

Розраховуємо опори схеми заміщення, рис 2.3

Опір системи:

$$X_{c*} = \frac{S_б}{S_{к.з.}} = \frac{100}{500} = 0,2 \quad (2.13)$$

де  $S_{к.з.}$  – це потужність к.з. на шинах 35 кВ,  $S_{к.з.} = 500$  кВА.

Опір ПЛ 1

$$X_{135*} = (x_0 \cdot l_1) \cdot \frac{S_б}{U_{б.в}} = (0,4 \cdot 15) \cdot \frac{100}{37^2} = 0,46 \text{ в. о.} \quad (2.14)$$

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{135*} = (r_0 * l_1) * \frac{S_6}{U_{6.B}} = (0,422 * 15) * \frac{100}{37^2} = 0,462 \text{ в. о.} \quad (2.15)$$

де  $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$  – питомий індуктивний опір лінії 35 кВ;

$l$  – довжина лінії;

$r_0 = 0,422$  – питомий активний опір лінії 35 кВ.

Опір ПЛ 2, за формулами (2.14, 2.15)

$$X_{235*} = (x_0 * l_2) * \frac{S_6}{U_{6.B}} = (0,4 * 35) * \frac{100}{37^2} = 1,073 \text{ в. о.}$$

$$R_{235*} = (r_0 * l_2) * \frac{S_6}{U_{6.B}} = (0,422 * 35) * \frac{100}{37^2} = 1,078 \text{ в. о.}$$

Опір трансформатора підстанції:

$$X_{T*} = \frac{u_k}{100} * \frac{S_6}{S_T} = \frac{5,5}{100} * \frac{100}{1,6} = 3,437 \text{ в. о.} \quad (2.16)$$

де  $S_T = 1,6 \text{ МВА}$  – Потужність силового трансформатора.

Опір лінії 35 кВ.

$$X_{L.135*} = \sqrt{X_{135}^2 + R_{135}^2} = 0,652 \text{ в. о.} \quad (2.17)$$

$$X_{L.235*} = \sqrt{X_{235}^2 + R_{235}^2} = 1,522 \text{ в. о.} \quad (2.18)$$

$$X_{L.сум*} = \frac{X_{L.135*} * X_{L.235*}}{X_{L.135*} + X_{L.235*}} = 0,456 \text{ в. о.} \quad (2.19)$$

$$X_{T.сум*} = \frac{X_{T*}}{2} = \frac{3,437}{2} = 1,718 \text{ в. о.} \quad (2.20)$$

Опір лінії 10 кВ згідно з (2.14, 2.15) :

$$X_{10*} = (x_0 * l_3) * \frac{S_6}{U_{6.B}} = (0,4 * 6) * \frac{100}{10,5^2} = 2,285 \text{ в. о.}$$

$$R_{10*} = (r_1 * l_3) * \frac{S_6}{U_{6.B}} = (1,150 * 6) * \frac{100}{10^2} = 6,258 \text{ в. о.}$$

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Опір в точці К1:

$$Z_{k1*} = X_C + X_{l.cym*} = 0,522 \text{ в. о.} \quad (2.21)$$

Струм в точці К1:

$$I_{k1} = \frac{I_{6.в}}{Z_{k1*}} = 2988,5 \text{ А} \quad (2.22)$$

Струм в точці К2:

$$I_{k1} = \frac{I_{6.н}}{Z_{k2*}} = 2988,5 \text{ А} \quad (2.23)$$

$$Z_{k2*} = Z_{k1*} + X_{T.cym*} = 2,24 \text{ в. о.} \quad (2.24)$$

Струм в точці К3:

$$X_{l.10*} = \sqrt{X10^2 + R10^2} = 6,662 \text{ в. о.} \quad (2.25)$$

$$I_{k3} = \frac{I_{6.н}}{Z_{k3*}} = 2453,8 \text{ А} \quad (2.26)$$

$$Z_{k3*} = Z_{k2*} + X_{l.10*} = 8,903 \text{ в. о.} \quad (2.27)$$

$$X_{рез*} = X_{екв*} + X_{T.cym*} = 0,382 + 1,718 = 2,089 \text{ в. о.} \quad (2.28)$$

Періодична складова струму трифазного КЗ в точці К1:

$$I_{n0.K1} = \frac{I_{6.в}}{Z_{k1*}} = 2,988 \text{ кА} \quad (2.29)$$

Так же само визначаємо для точки К2:

$$I_{n0.K2} = \frac{I_{6.н}}{Z_{k2*}} = 2,453 \text{ кА} \quad (2.30)$$

					<i>БР 3.6.14.1.103 ПЗ</i>	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ударний струм КЗ, в початковий момент часу:

$$i_y = \sqrt{2} * I_{n0} * k_y \quad (2.31)$$

З урахуванням коефіцієнтів ударний струм рівний:

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} * I_{n0.K1} * k_{y1} = \sqrt{2} * 4,208 * 1,608 = 6,796 \text{ кА} \quad (2.32)$$

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} * I_{n0.K2} * k_{y2} = \sqrt{2} * 2,616 * 1,369 = 4,75 \text{ кА} \quad (2.33)$$

де  $k_y = 1,608$  та  $1,369$  відповідно з [6].

### 2.3 Вибір вимикачів ВН

Вибір вимикачів виконують за наступними параметрами:

- номінальна напруга апарату повинна бути більшою або рівною напрузі електроустановки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (2.34)$$

- номінальний струм апарату більшим або рівним струму навантаження

$$I_{мак} \leq I_{ном} \quad (2.35)$$

- струм відключення також повинен бути більше або рівним розрахунковому струму

$$I_{к.з.} \leq I_{відк.вим} \quad (2.36)$$

- струм електродинамічної стійкості апарату має бути більшим або рівним ударному струму

$$I_{уд} \leq I_{дин} \quad (2.37)$$

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Термічна стійкість апарату має бути більшою або рівною термічній стійкості розрахованій для точки КЗ

–

$$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}} \quad (2.38)$$

де  $B_K$  – тепловий імпульс струму КЗ за розрахунком;

$I_{\text{тер}}$  – середньоквадратичне значення струму термічної стійкості, А;

$t_{\text{тер}}$  – тривалість протікання струму термічної стійкості, с.

Максимальний струм навантаження для режиму, коли на шинах 35 кВ протікає потужність аварійного режиму

$$I_{\text{нав.мак}} = \frac{S_{\text{ном}} * 1,4}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.ВН}}}, \quad (2.39)$$

де  $S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном.ВН}}$  – номінальна напруга високої сторони трансформатора, кВ.

$$I_{\text{нав.мак}} = \frac{1600 * 1,4}{\sqrt{3} * 35} = 36,95 \text{ А} \quad (2.40)$$

Тепловий імпульс в точці КЗ:

$$B_K = I_{\text{н0}}^2 * (t_{\text{відкл}} + T_a) \quad (2.41)$$

де  $T_a = 0,02$  с, відповідно з [4].

$$t_{\text{відкл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{відкл.в}} = 1,513 + 0,06 = 1,573 \text{ с} \quad (2.42)$$

$$B_K = 2,988^2 * (1,573 + 0,02) = 14,254 \text{ кА}^2 * \text{с} \quad (2.43)$$

На підстанції були обрані вимикачі типу ВТ-35/630.

					<i>БР 3.6.14.1.103 ПЗ</i>	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Вибір вимикача на ВН 35 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні дані вимикача ВТ-35/630
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{макс} \leq I_{ном}$	36,95 А	630 А
$I_{к} \leq I_{відкл.вим.}$	2,453 кА	12,5 кА
$I_{уд} \leq I_{дин}$	6,796 кА	12,5 кА
$B_{к} \leq I_{т}^2 t_{т}$	14,254 кА <sup>2</sup> * с	468,75 кА <sup>2</sup> * с

## 2.4 Вибір роз'єднувача

Роз'єднувачі потрібні для створення розриву між частинами під напругою для виконання ремонтних робіт.

Роз'єднувачі повинні забезпечувати електродинамічну та термічну стійкість при протіканні струмів КЗ та чіткого вмикання та вимикання при всіх можливих режимах роботи.

На підстанції встановлені роз'єднувачі РНДЗ-35/1000.

Таблиця 2.3 – Вибір роз'єднувачів

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення роз'єднувача РНДЗ-35/1000
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{макс} \leq I_{ном}$	36,95 А	1000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	6,796 кА	63 кА
$B_{к} \leq I_{т}^2 t_{т}$	14,254 кА <sup>2</sup> * с	2500кА <sup>2</sup> * с

## 2.5 Вибір вимикачів на стороні НН

Максимальний струм навантаження для режиму, коли на шинах 35 кВ протікає потужність аварійного режиму

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Максимальний струм для кіл вводу:

$$I_{\text{нав.мак.вв}} = \frac{S_{\text{ном}} * 1,4}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.нн}}} = \frac{1600 * 1,4}{\sqrt{3} * 10} = 129,326 \text{ А}$$

Струм для кіл секційного вимикача:

$$I_{\text{нав.мак.ск}} = \frac{S_{\text{ном}} * 0,7}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.нн}}} = \frac{1600 * 0,7}{\sqrt{3} * 10} = 64,663 \text{ А}$$

Струм для ліній, що відходять:

$$I_{\text{нав.мак.вп}} = \frac{S_{\text{ном}} * 1,4}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.нн}}} = \frac{1600 * 1,4}{\sqrt{3} * 10 * 4} = 32,331 \text{ А}$$

Тепловий імпульс струму в точці КЗ:

$$B_K = I_{n0}^2 * (t_{\text{відкл}} + T_a)$$

де  $T_a = 0,01$  с, відповідно з [4].

$$t_{\text{відкл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{відкл.в}} = 1,013 + 0,025 = 1,023 \text{ с}$$

$$B_K = 2,453^2 * (0,53 + 0,01) = 6,309$$

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів на стороні НН

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення вимикача МВП-10П	Каталожні значення вимикача ВВВ-10-4/400
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ	10
$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$	129,326 А	630 А	400 А
$I_K \leq I_{\text{відкл.вим.}}$	2,453 кА	20 кА	4 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$	4,75 кА	20 кА	4 кА
$B_K \leq I_T^2 t_T$	6,309 кА <sup>2</sup> * с	1200 кА <sup>2</sup> * с	48 кА <sup>2</sup> * с

Вимикач ВВВ-10-4/400, не підходить по ударному струму, замінимо його на вимикач типу ВВТЕ-М-10-12,5/630, він підходить по всім параметрам.

Таблиця 2.6 – Каталожні дані переобраного вимикача

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення вимикача ВВТЕ-М-10-12,5/630
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{макс} \leq I_{ном}$	129,326 А	630 А
$I_{к} \leq I_{відкл.вим.}$	2,453 кА	12,5 кА
$I_{уд} \leq I_{дин}$	4,75 кА	12,5 кА
$B_{к} \leq I_{т}^2 t_{т}$	6,309 кА <sup>2</sup> * с	468,75 кА <sup>2</sup> * с

### 3. Вибір пристроїв релейного захисту та їх уставок

Для захисту ліній 10 кВ будемо використовувати реле типу МРЗС-05Л [7].

Зовнішній вигляд реле наведено в Рис. 3.1



Рисунок 3.1 – Зовнішній вигляд реле МРЗС-05Л

МРЗС-05 це мікропроцесорне реле на базі високоефективної 32-х розрядної мікропроцесорної системи. Використовують таке реле для захисту ПЛ напругою 6-35 кВ і забезпечує:

- чотирьохступінчастий максимальний струмовий захист (МСЗ);
- захист від замикань на землю по струму нульової послідовності;
- автоматичне повторне ввімкнення (АПВ)
- автоматичне частотне розвантаження (АЧР)

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- резервування відмовлення вимикача
- автоматичне прискорення МТЗ при включенні вимикача

Реле забезпечує контроль напруг, струмів, частоти, активної і реактивної потужностей, максимального струму в ушкодженій фазі, мінімальної напруги на ушкодженій фазі.

Керування і конфігурація реле проводиться за допомогою кристалічного дисплея з кнопками та за допомогою комп'ютера через інтерфейс USB та RS485.

Інтерфейс USB являється сервісним і призначений для:

- установки сигналів на дискретні виходи, входи та світодіоди;
- перегляду та змін уставок і відержки часу;
- зчитування результатів вимірів;
- зчитування реєстрації самодіагностики і аварій;
- вводу коефіцієнтів трансформації трансформаторів;
- Установка і зчитування часу та дати.

В реле за допомогою інтерфейсу RS485 забезпечена можливість включення в автоматичну систему контролю і управління (АСКУ). Максимальна довжина кабеля – 1000м, а максимальна кількість пристроїв які підключаються АСКУ не більше 31.

На рис.3.2 наведена схема підключення МРЗС-05Л

					<i>БР 3.6.14.1.103 ПЗ</i>	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



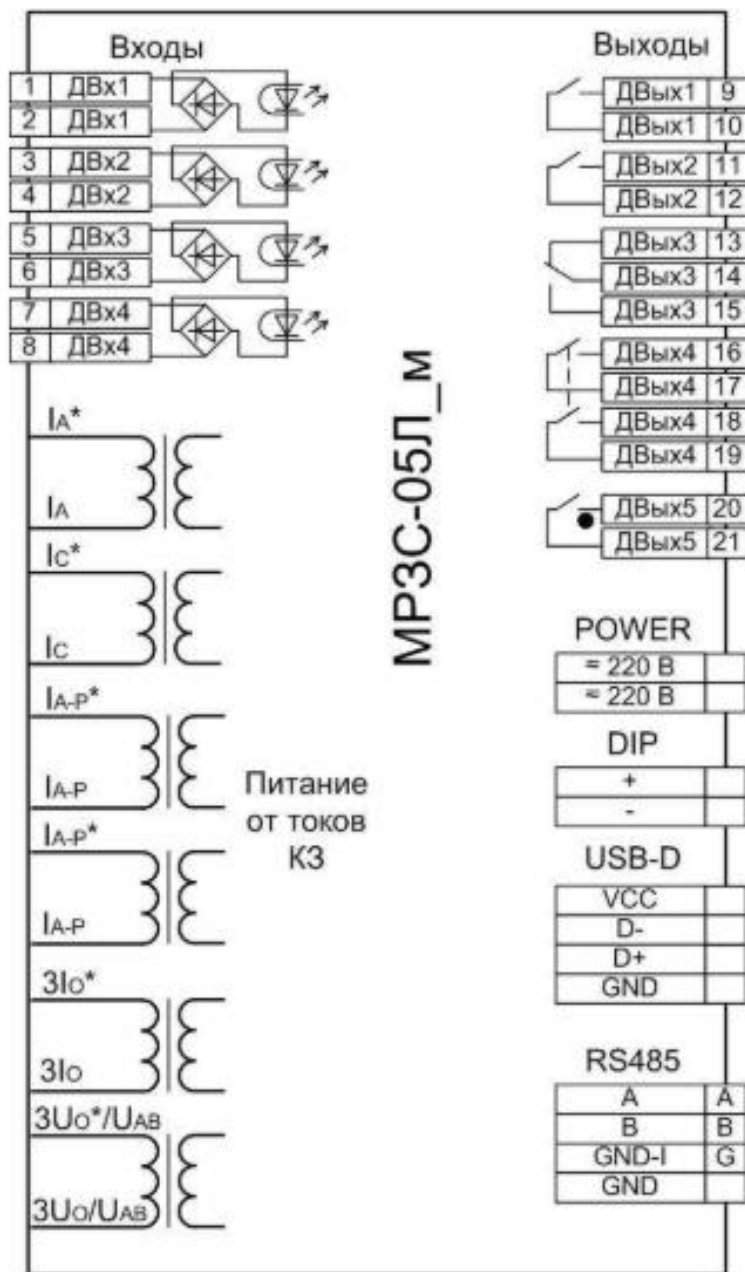


Рисунок 3.2 – Схема підключення МРЗС-05М

### 3.1 Розрахунок уставок ліній 10 кВ

РЗ відхідних ліній виконано на базі мікропроцесорного реле МРЗС-05.

Максимально робочий струм лінії 10 кВ:

$$I_{rmax1} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{425}{\sqrt{3} \cdot 10} = 24,537 \text{ A} \quad (3.1)$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

де  $S_{\max} = 425$ , - максимальне навантаження однієї лінії 10 кВ.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.1} \geq \frac{K_H * K_{сп}}{k_{п}} * I_{рmax1} = \frac{1,1 * 1,3}{0,95} * 24,537 = 36,935 \text{ A} \quad (3.2)$$

де  $K_H$  – коефіцієнт надійності, приймається  $K_H = 1,1$ ;

$K_{сп}$  – коефіцієнт самозапуску, за умовою КСЗП = 1,3;

$k_{п}$  – коефіцієнт повернення реле, приймається  $k_{п} = 0,95$ ;

Струм спрацювання реле визначаємо з урахуванням коефіцієнтом схеми та коефіцієнтом трансформації ТМ.

$$I_{ср.1} = \frac{k_{сх.1}}{n_{ТЗ}} * I_{с.з.} = 3,693 \text{ A} \quad (3.3)$$

де  $n_{ТЗ} = \frac{50}{5}$  – коефіцієнт трансформації ТС для ліній 10 кВ.

Обираємо струм уставки захисного пристрою  $I_{вст1} \geq 3,393 \text{ A}$ .

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.1}} = 14,48 \quad (3.4)$$

де  $I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{КЗ}^{(3)} = 534,822 \text{ A}$ , - мінімальний струм двофазного КЗ в кінці лінії 10 кВ.

$K_{ч} > 1,5$ , отже чутливість забезпечується.

Розрахуємо струмову відсічку:

$$I_{св} = K_H * I_{КЗ}^{(3)} = 679,315 \text{ A} \quad (3.5)$$

Струм уставки СВ:

$$I_{у.СВ} = \frac{I_{СВ} * k_{СХ.1}}{n_{ТЗ}} = 67,931 \text{ А} \quad (3.6)$$

Отже уставка СВ дорівнює  $I_{у.СВ} \geq 67,931 \text{ А}$ .

Коефіцієнт чутливості для СВ:

$$K_{ч.СВ} = \frac{I_{КЗ}^{(3)} * k_{СХ.1}}{I_{СВ}} = 0.9 \leq 1,2, \quad (3.7)$$

Отже чутливість не забезпечується і використання СВ не доцільно.

Час спрацювання захисту:

Селективність МСЗ з запобіжником типу ПКТ-10 забезпечується при умові:

$$t_{сз} = t_{пз} + t \quad (3.8)$$

де  $t_{сз}$  – час спрацювання захисту лінії;

$t_{пз}$  – час перегорання плавкої вставки запобіжника ПК-10;

$t$  – ступінь селективності, приймаємо:  $t = 0,5 \text{ с}$ .

Час спрацювання запобіжника при вставці 8 А дорівнює 0,013 с [6].

Час спрацювання захисту МСЗ:

$$t_{сз} = 0,013 + 0,5 = 0,513 \text{ с.}$$

$$t_{у.сз} \geq 0,513 \text{ с.}$$

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3.2 Розрахунок захисту трансформатора:

РЗ трансформаторів виконаний за допомогою мікропроцесорного реле РЛЗ-05.Т2 [8]. Зовнішній вигляд зображений на рис.3.3.



Рисунок 3.3 – Зовнішній вигляд реле РЛЗ-05.Т2

Реле РЛЗ-05.Т2 призначене для виконання основного захисту двообмоткового трансформатора або автотрансформатора напругою до 110 кВ.

Це реле забезпечує:

- Струмові захисти сторони високої напруги (ВН) від різних видів пошкоджень (струмова відсічка (ТО), максимальний струмовий захист (МТЗ ВН) – 3 ступені, спрямований максимальний струмовий захист (у лінію, в шину, з вільним сектором), прискорення МТЗ ВН, блокування МТЗ ВН за напругою (ВМ-блокування)) та за кидками струму

намагнічування, затримка повернення пускового органу МТЗ ВН (у разі нестійкого пошкодження лінії) (для МТЗ ВН-1 та МТЗ ВН-2), часові характеристики (для МТЗ ВН -3) - 5 характеристик;

- Максимальний струмовий захист сторони низької напруги
- Захист від замикань на землю (ЗНЗ) по струму ЗІО від аналогового входу, по розрахунковому струму ЗІО із фазних струмів сторони високої напруги – 3 ступені;
- Захист від несиметрії навантаження та обриву фаз струму сторони високої напруги (ЗОФ);
- Зовнішній захист з контролем струму (ВНЗ) – 8 ступенів;
- Дуговий захист з оптоволоконними датчиками (ДгЗ) – 3 датчики;
- Дуговий захист по ДВ (ДгЗ) (3 ступені) – для роботи з блоками реєстрації дугових замикань, що мають контактний вихід;
- Температурний захист по внутрішньому датчику пристрою;
- Функція керування вимикачем;
- Функція пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ за запитом та на резервування);
- Функція контролю справності вимикача, контроль ланцюгів відключення та включення (КЦО та КЦВ);
- Технічний облік електроенергії;
- Додаткові граничні елементи для редактора СПЛ;
- Аварійна та попереджувальна сигналізація з енергонезалежною індикацією за допомогою бістабільного реле.

Управління реле виконується за допомогою OLED дисплею, функціональних та мембранних кнопок для вводу значень уставок. Реле має 20 світлодіодів (в тому числі 15 – з можливістю вільного налаштування функціоналу). Також для налаштування можна використовувати комп'ютер за допомогою портів USB та RS-485.

На рис. 3.4 наведена схема підключення реле.

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

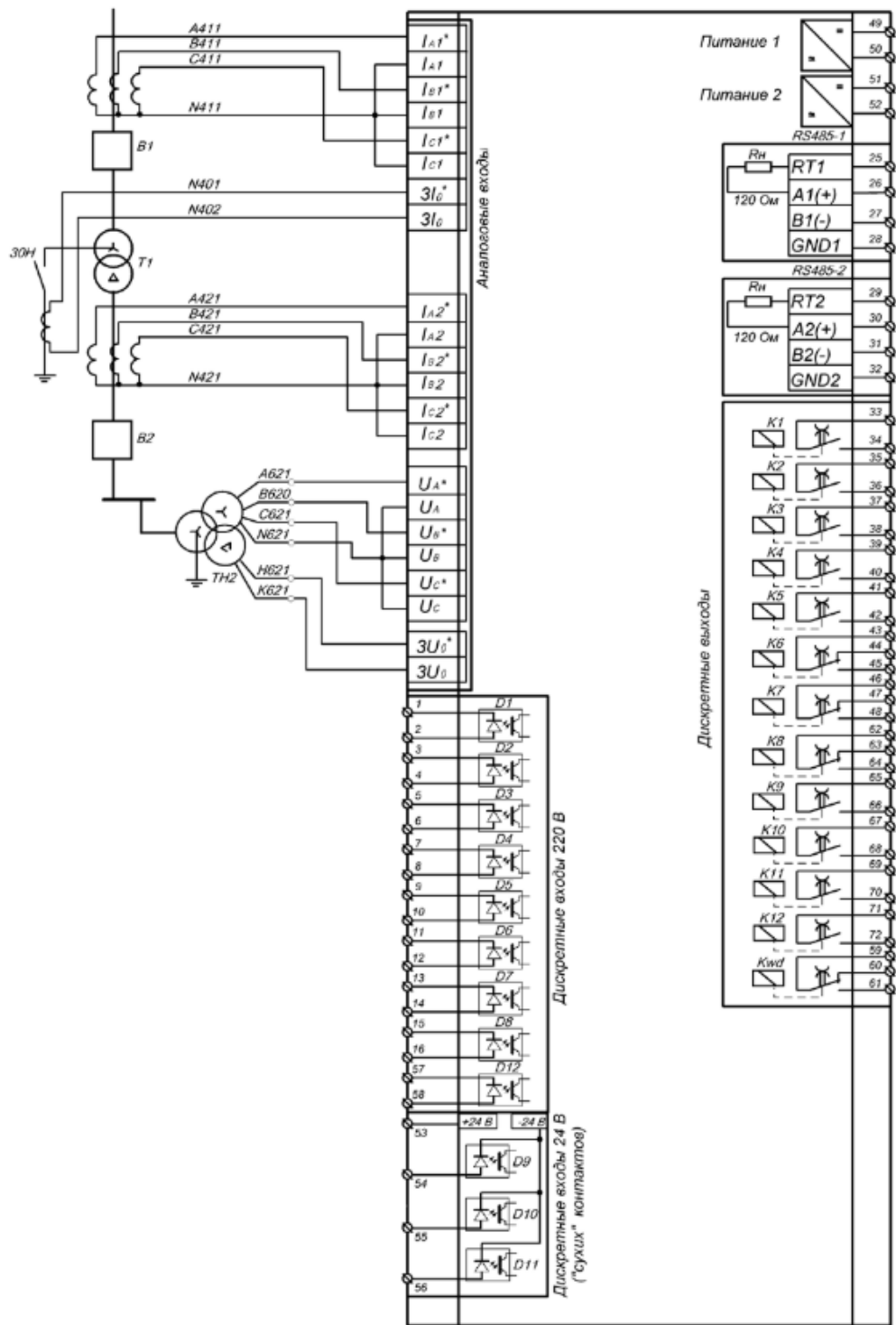


Рисунок 3.4 – Схема підключення реле

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

### 3.3 Розрахунок захисту трансформатора

Робочий максимальний струм трансформатора на стороні НН:

$$I_{pmax2} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129,326 \text{ А} \quad (3.9)$$

Узгоджений струм спрацювання МСЗ:

$$I_{МСЗ.1} = \frac{K_H \cdot K_{СП}}{K_B} \cdot I_{pmax2} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 129,326 = 194,67 \text{ А} \quad (3.10)$$

Визначимо уставку МСЗ:

$$I_{ср.НН} = \frac{k_{сх.1}}{n_{Т2}} \cdot I_{МСЗ.1} = 6,489 \text{ А} \quad (3.11)$$

де  $n_{Т2} = \frac{150}{5}$  – коефіцієнт трансформації ТС, силового трансформатора на стороні НН.

Час спрацювання захисту з умовою селективності з попереднім:

$$t_{сз2} = t_{сз} + \Delta t = 0,513 + 0,5 = 1,013 \text{ с}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч2} = IK_{32} / MSZ / K_{ч2} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{МСЗ1}} = 2,747, \text{ що більше } 1,5$$

Робочий максимальний струм силового трансформатора на стороні ВН:

$$I_{pmax3} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 36,950 \text{ А} \quad (3.12)$$

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{МСЗ.2} = \frac{K_H * K_{сп}}{K_{п}} * I_{рmax3} = \frac{1,1 * 1,3}{0,95} * 36,950 = 55,62 \text{ А} \quad (3.13)$$

Визначимо уставку МСЗ:

$$I_{ср.вн} = \frac{k_{сх.1}}{n_{т1}} * I_{МСЗ.2} = 5,562 \text{ А} \quad (3.14)$$

де  $n_{т3} = \frac{50}{5}$  - коефіцієнт трансформації ТС, силового трансформатора на стороні ВН.

Коефіцієнт чутливості:

Для основної зони захисту:

$$K_{ч3.0} = \frac{I_{К2мін}^{(2)}}{I_{МСЗ.2}} = 30,564, \text{ що більше } 1,5$$

де  $I_{К2мін}^{(2)} = (I_{К2}^{(3)} * 0,8) * \sqrt{3}/2 = 1700 \text{ А}$  – мінімальний двофазний струм КЗ на шинах 10 кВ.

Для резервної зони захисту.

$$K_{ч3.р} = \frac{I_{К3}^{(2)}}{I_{МСЗ.2}} = 9,615, \text{ що більше } 1,2$$

Час спрацювання захисту:

$$t_{сз3} = t_{сз2} + \Delta t = 1,013 + 0,5 = 1,513 \text{ с}$$

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Струміву відсічку розраховуємо за формулою

$$I_{\text{сп.св}} \geq k_{\text{н}} * I_{\text{к.макс}}^{(3)} \quad (3.15)$$

де  $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$  - струм трифазного КЗ за трансформатором, приведений до сторони живлення, А;

$$I_{\text{к.макс}}^{(3)} = I_{\text{К2}}^{(3)} * \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} \quad (3.16)$$

Окрім того, струміву відсічку трансформатора необхідно відстроювати від кидків струму намагнічування:

$$I_{\text{сп.св}} \geq I_{\text{нам}} \quad (3.17)$$

$$I_{\text{нам}} = (3 \dots 5) * I_{\text{н.тр}} \quad (3.18)$$

де  $I_{\text{нам}}$  – струм намагнічування трансформатора, А;

$I_{\text{н.тр}}$  – номінальний струм трансформатора, що захищається, А.

$$I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 2453,8 * \frac{10}{35} = 701,085 \text{ А}$$

$$I_{\text{сп.св}} = 1,1 * 701,085 = 771,193 \text{ А} \quad (3.19)$$

$$I_{\text{нам.мак}} = 5 * 26,39 = 131,966 \text{ А} \quad (3.20)$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{\text{сп.р.св}} = \frac{I_{\text{сп.св}} * k_{\text{сх.1}}}{n_{\text{т1}}} = 77,119 \text{ А}$$

де  $I_{\text{сп.св}}$  – найбільше із значень, отримане за виразами (3.19) та (3.20).

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається співвідношенням:

$$K_{ч.СВ} = \frac{I_{K1min}^{(2)}}{I_{сп.СВ}} = 2.684, \text{ що більше ніж } 1,2$$

де  $I_{K1min}^{(2)} = (I_{K1}^{(3)} * 0,8) * \sqrt{3}/2 = 2070,509 \text{ А}$  – мінімальний двофазний струм КЗ на шинах 35 кВ.

Отже чутливість забезпечується.

Таблиця 3.1 – Уставки захисту

Уставка	Значення	Опис
$I_{рmax1}$	24,537	Максимальний робочий струм лінії 10 кВ
$I_{с.з.1}$	36,935	Струм спрацювання захисту лінії 10 кВ
$I_{ср.1}$	3,693	Струм спрацювання реле лінії 10 кВ
$K_{ч}$	14,48	Коефіцієнт чутливості лінії 10 кВ
$t_{у.сз}$	0,513	Час спрацювання МСЗ лінії 10 кВ
$I_{рmax2}$	129,326	Максимальний струм трансформатора НН
$I_{МСЗ.1}$	194,67	Струм спрацювання захисту трансформатора НН
$I_{ср.нн}$	6,489	Струм спрацювання реле трансформатора НН
$K_{ч2}$	2,747	Коефіцієнт чутливості трансформатора НН
$t_{сз2}$	1,013	Час спрацювання МСЗ трансформатора НН
$I_{рmax3}$	36,950	Максимальний струм трансформатора ВН
$I_{МСЗ.2}$	55,62	Струм спрацювання захисту трансформатора ВН
$I_{ср.вн}$	5,562	Струм спрацювання реле, трансформатора ВН
$K_{ч3.0}$	30,564	Основний коефіцієнт чутливості трансформатора ВН
$K_{ч3.р}$	9,615	Резервний коефіцієнт чутливості трансформатора ВН
$I_{сп.СВ}$	771,193	Струм спрацювання захисту СВ трансформатора ВН
$I_{сп.р.СВ}$	77,119	Струм спрацювання реле СВ трансформатора ВН
$K_{ч.СВ}$	2,684	Коефіцієнт чутливості СВ трансформатора ВН
$t_{сз3}$	1,8	Час спрацювання МСЗ трансформатора ВН

### 3.4 Перевірка уставок за картою селективності

На підстанції встановлено запобіжник з плавкою вставкою 8А.

На рис. 3.5 наведені характеристики плавких запобіжників [9].

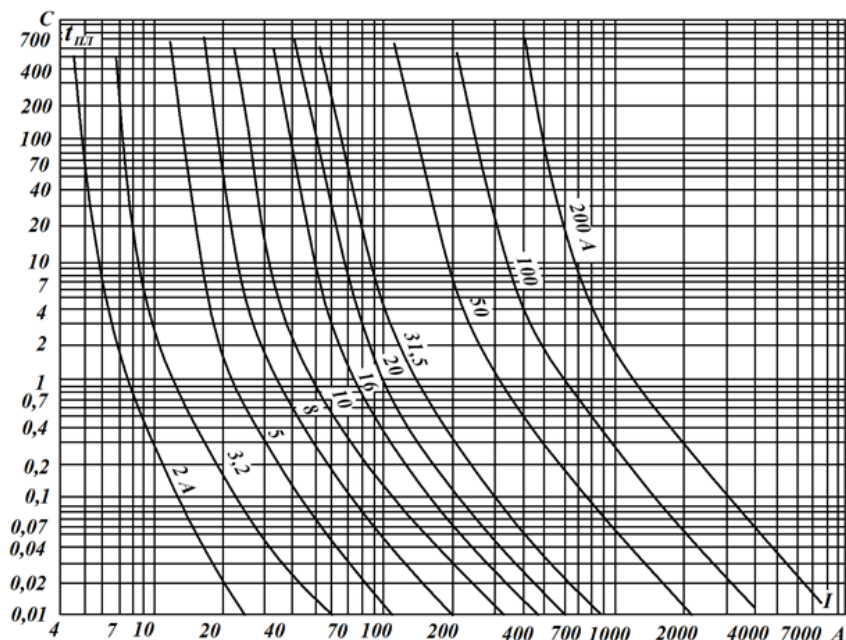


Рисунок 3.5 – Захисні характеристики плавких запобіжників типу ПКТ напругою 10 кВ з номінальним струмом вимикання 12,5 кА

Побудова здійснюється за такими точками типової характеристики при  $I = 8 \text{ A}$  (характеристика 1', рис. 3.6):

Таблиця 3.2 – Точки типової характеристики запобіжника при  $I = 8 \text{ A}$

Ik, A	30	35	41	49	55	59	69	75	78	83	97
t, c	5	2,7	1,4	0,65	0,4	0,3	0,185	0,145	0,125	0,1	0,05

Відхилення значення очікуваного струму КЗ при даному часі плавлення плавкого елемента пл  $t$  від значення струму КЗ, отриманого за типовою часструмовою характеристикою плавлення, не повинне перевищувати  $\pm 20\%$ .

Тому типова характеристика 1' (рис. 3.6) повинна бути зміщена вправо на 20%.

Побудова граничної час струмової характеристики 1:

											Арк.
											44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.103 ПЗ						

Таблиця 3.3 – Точки типової характеристики запобіжника при  $I = 8 \text{ A}$  зміщені вправо на 20%

$I_k, \text{A}$	36	42	49.2	58.8	66	70.8	82.8	90	93.6	99.6	116.4
$t, \text{c}$	5	2,7	1,4	0,65	0,4	0,3	0,185	0,145	0,125	0,1	0,05

Для розрахунку часу спрацювання реле МРЗС-05Л, використаємо формулу [7]:

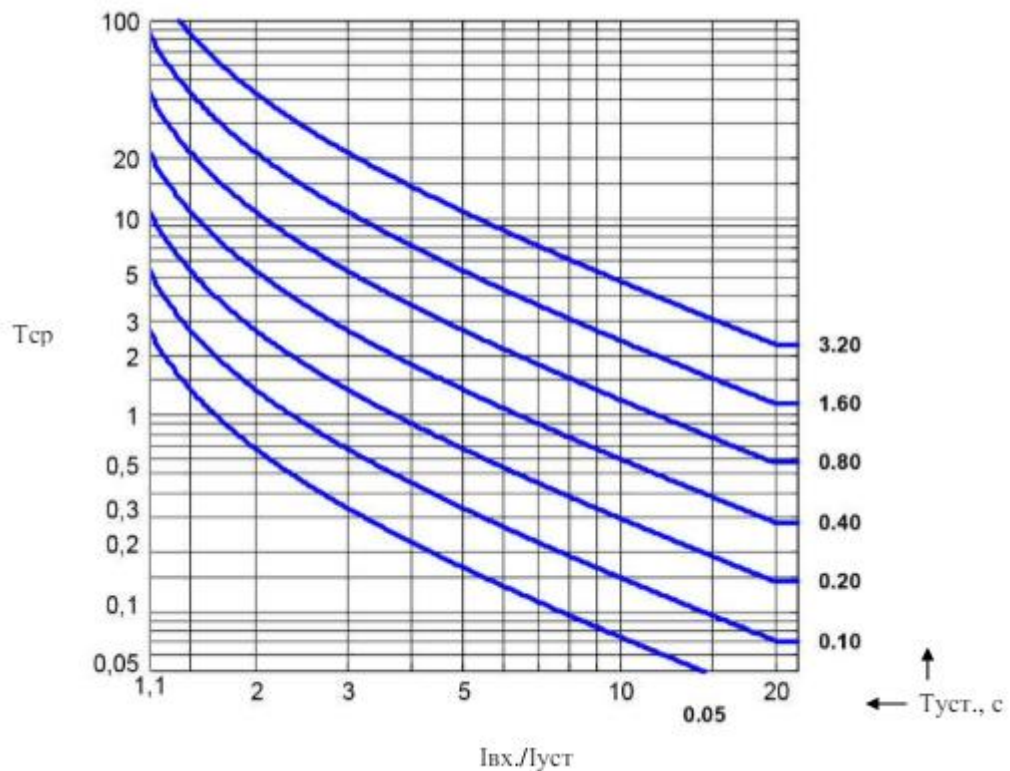


Рисунок 3.6 – Час-струмова характеристика реле МРЗС-05Л\_м

Таблиця 3.4 – Розрахунок часу спрацювання реле МРЗС-05Л\_м

$k$	1,8	2	2,5	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
$t_{сз}$	8,7	6,9	4,6	3,5	2,3	1,7	1,4	1,2	1,0	0,9	0,8	0,5	0,4
$I_k$	66	74	92	111	148	185	222	259	295	332	369	554	739

$$t_{сз} = \frac{13,5 \cdot t_{уст}}{k-1}; \quad (3.21)$$

Струм  $I_K$  визначимо за виразом:

$$I_K = \frac{k I_{c.p} n_T}{100 k_{cx}^{(3)}}; \quad (3.22)$$

де  $k$  – кратність  $\frac{I_p}{I_{c.p}}$ , одержана за типовою характеристикою, (рис. 3.5);

$I_{c.p}$  – струм спрацьовування реле, А;

$n_T$  – коефіцієнт трансформації;

$k_{cx}^{(3)}$  – коефіцієнт схеми.

$t_y$  – час уставки;

Також розраховуємо для реле РЗЛ-05.Т2

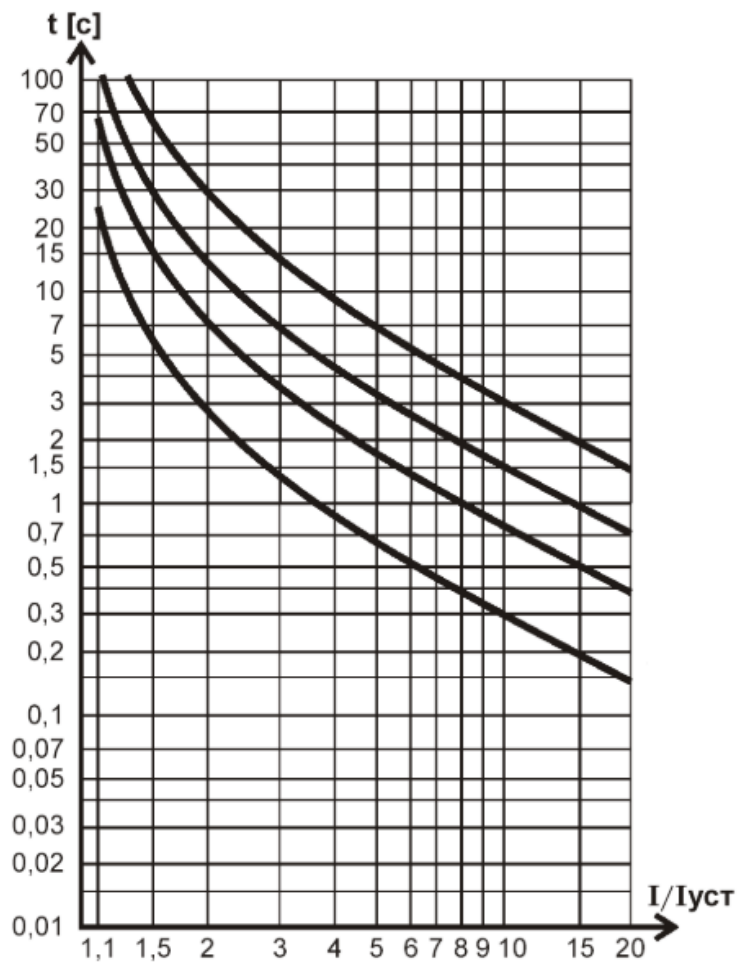


Рисунок 3.7 – Час-струмова характеристика реле РЗЛ-05.Т2

Розраховуємо час спрацьовування реле відповідно до (3.21, 3.22)

Таблиця 3.5 – Розрахунок часу спрацювання реле РЗЛ-05.Т2, для трансформатора на стороні ВН

k	1,8	2	2,5	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
tcз	20,5	16,4	10,9	8,2	5,5	4,1	3,3	2,7	2,3	2,0	1,8	1,2	0,9
Ik	100	111	139	167	222	278	334	389	445	501	556	834	1112

Таблиця 3.6 – Розрахунок часу спрацювання реле РЗЛ-05.Т2, для трансформатора на стороні НН

k	1,8	2	2,5	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
tcз	32,3	25,8	17,2	12,9	8,6	6,5	5,2	4,3	3,7	3,2	2,9	1,8	1,4
Ik	350	389	487	584	779	973	1168	1363	1557	1752	1947	2920	3893

На рис. 3.8 наведена карта селективності релейного захисту підстанції «Хмелівка».

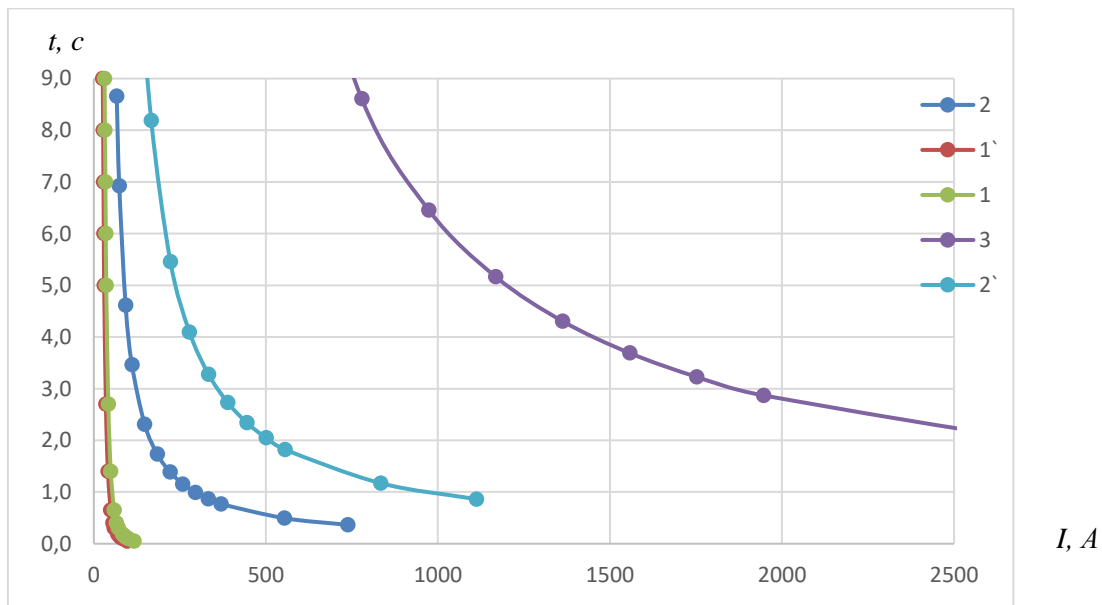


Рисунок 3.8 – Карта селективності релейного захисту підстанції Хмелівка  
(2) - захист лінії 10 кВ;

(2') - захист трансформатора на стороні ВН;

(3) - захист трансформатора на стороні НН

Для забезпечення селективності по часу спрацювання, замінили уставки часу спрацювання:

Таблиця 3.7 – Замінені уставки часу спрацювання

	Розрахована уставка, с	Уставка для забезпечення селективності, с
$t_{сз1}$	0,513	0,513
$t_{сз2}$	1,013	1,213
$t_{сз3}$	1,513	1,913

Селективність забезпечується, отже уставки по струму розраховані правильно.

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

#### 4 Розрахунок блискавкозахисту ПС

Блискавкозахист підстанції є важливим компонентом для забезпечення безпеки та надійності електроенергетичної системи [10]. Основне завдання блискавкозахисту полягає в запобіганні пошкодженням обладнання та конструкцій підстанції внаслідок прямого удару блискавки або перенапруг, викликаних блискавичними розрядами.

Потрібно розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ПС. Надійність зони захисту від уражень блискавки приймаємо  $P_3 = 0,999$ .

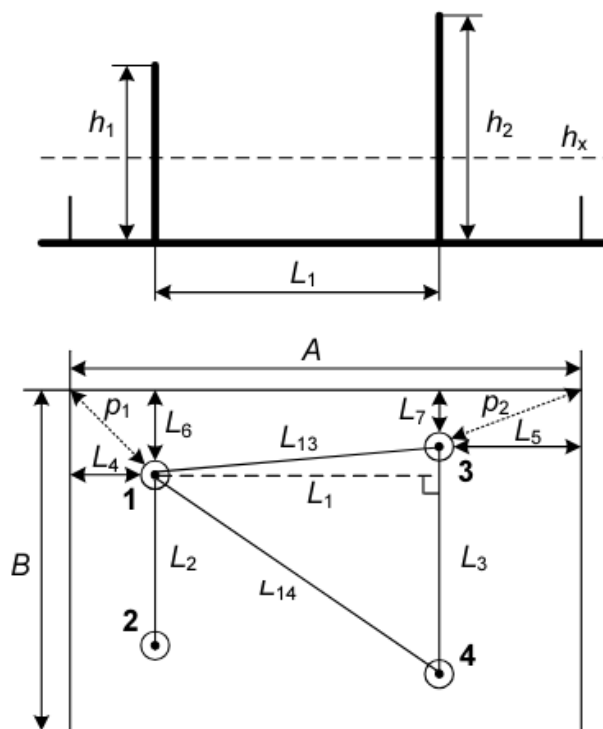


Рисунок 4.1 Схема розміщення стрижневих блискавковідводів

Таблиця 4.1 – Вихідні дані

A, м	B, м	L1, м	L2, м	L3, м	h <sub>12</sub> , м	h <sub>34</sub> , м	h <sub>x</sub> , м
40	30	36	16	30	13	19	4



1. Визначимо відстані  $L_6$  та  $L_7$ :

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{30 - 16}{2} = 7 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{30 - 30}{2} = 0 \text{ м}$$

2. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$h_1 = h_2 = h_{12} = 13 \text{ м}$$

$$h_3 = h_4 = h_{34} = 19 \text{ м}$$

$$L_{12} = L_2 = 16 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0.6 * h_1 = 0.6 * 13 = 7.8 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0.7 * h_1 = 0.7 * 13 = 9.1 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{7.8 * (9.1 - 4)}{9.1} = 4.371 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2.25 * h_1 = 2.25 * 13 = 29.25 \text{ м}$$

$$L_{max12} = 4.25 * h_1 = 4.25 * 13 = 55.25 \text{ м}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{c12} = h_{01} = 9.1 \text{ м}, \quad L_{12} \leq L_{c12} \\ r_{cx} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{7.8 * (9.1 - 4)}{9.1} = 4.37 \text{ м}, \quad h_x < h_{c12} \end{array} \right.$$

3. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 30 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0.6 * h_3 = 0.6 * 19 = 11.4 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0.7 * h_3 = 0.7 * 19 = 13.3 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{11.4 * (13.3 - 4)}{13.3} = 7.97 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2.25 * h_3 = 2.25 * 19 = 42.75 \text{ м}$$

$$L_{max34} = 4.25 * h_3 = 4.25 * 19 = 80.75 \text{ м}$$

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{c34} = h_{03} = 13.3 \text{ м}, \quad L_{34} < L_{c34} \\ r_{cx} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{11.4 * (13.3 - 4)}{13.3} = 7.97 \text{ м}, \quad h_x < h_{c34} \end{array} \right.$$

4. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 3 (2 та 4):

$$L_{13} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{(36)^2 + \left(\frac{30 - 16}{2}\right)^2} = 36.67 \text{ м}$$

5. Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту  $h_1 = 13 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2.25 * h_1 = 2.25 * 13 = 29.25 \text{ м}$$

$$L_{max13} = 4.25 * h_1 = 4.25 * 13 = 55.25 \text{ м}$$

$$h_{c13} = \frac{L_{max13} - L_{13}}{L_{max13} - L_{c13}} * h_{01} = 6.5 \text{ м}, \quad L_{c13} < L_{13} < L_{max13}$$

6. Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту  $h_3 = 19 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2.25 * h_3 = 2.25 * 19 = 42.75 \text{ м}$$

$$L_{max31} = 4.25 * h_3 = 4.25 * 19 = 80.75 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 13.3 \text{ м}, \quad L_{31} \leq L_{c31}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{cmin13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 9.9 \text{ м}, \\ r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 9.6 \text{ м}, \\ r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{cmin13} - h_x)}{h_{cmin13}} = 5.72 \text{ м}. \end{array} \right.$$

7. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 4 (2 та 3):

$$L_{14} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{(36)^2 + \left(16 + \frac{30 - 16}{2}\right)^2} = 42.72 \text{ м}$$

8. Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту  $h_1 = 13 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2.25 * h_1 = 2.25 * 13 = 29.25 \text{ м}$$

$$L_{max14} = 4.25 * h_1 = 4.25 * 13 = 55.25 \text{ м}$$

$$h_{c14} = \frac{L_{max14} - L_{14}}{L_{max14} - L_{c14}} h_{01} = 4.38 \text{ м}, \quad L_{c14} < L_{14} < L_{max14}$$

9. Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту  $h_4 = 19 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2.25 * h_4 = 2.25 * 19 = 42.75 \text{ м}$$

$$L_{max41} = 4.25 * h_4 = 4.25 * 19 = 80.75 \text{ м}$$

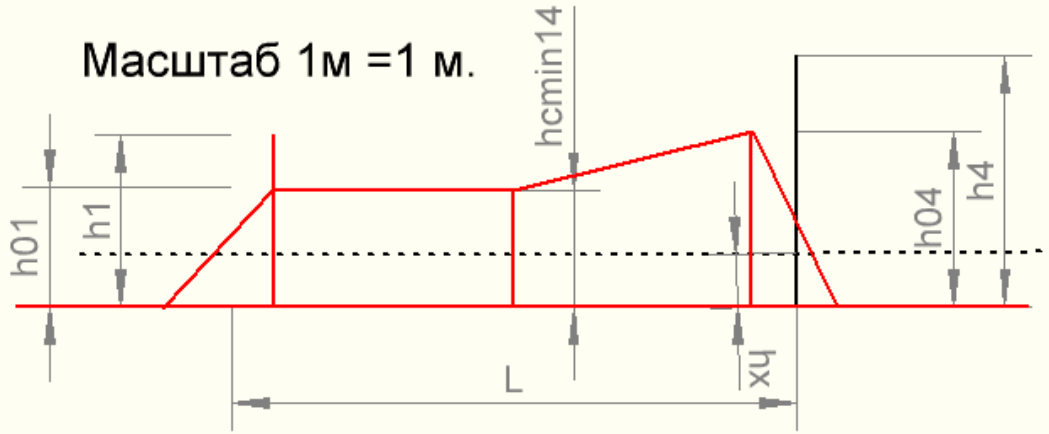
$$h_{c41} = h_{04} = 13.3 \text{ м}, \quad L_{14} \leq L_{c41}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{cmin14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 8.84 \text{ м}, \\ r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = 9.6 \text{ м}, \\ r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{cmin14} - h_x)}{h_{cmin14}} = 5.25 \text{ м}. \end{array} \right.$$

Вертикальний та горизонтальний переріз зони захисту показаний на рис.

4.2.

									Арк.
									52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



Масштаб 1 м = 1 м.

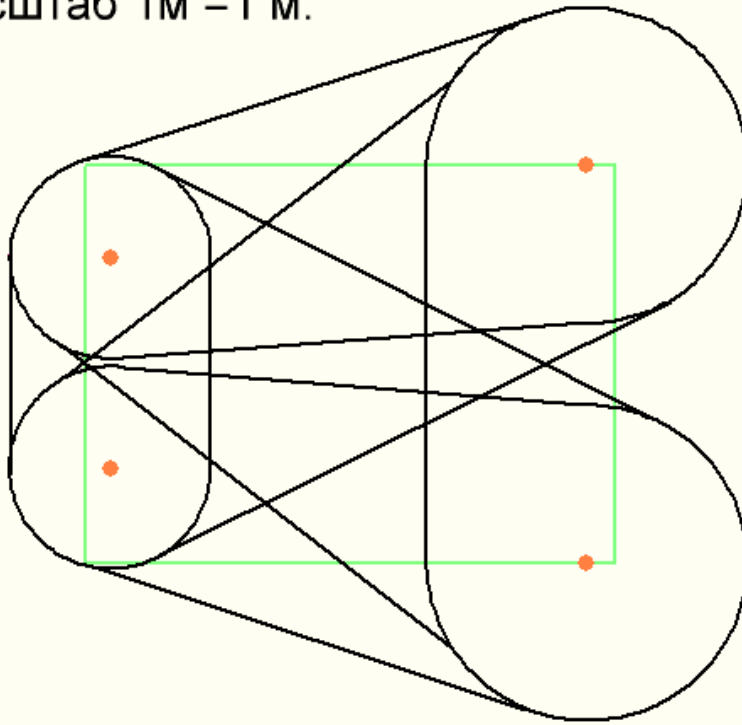


Рисунок 4.2 – Горизонтальний та вертикальний переріз захисту ПС

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

## 5 Розрахунок заземлюючого контуру ПС

Заземлюючий контур є важливим компонентом електричних систем, призначеним для безпечного відведення струмів у землю з метою захисту обладнання і людей від ураження електричним струмом [10]. Він забезпечує надійний шлях для струмів короткого замикання, блискавичних розрядів та інших надлишкових струмів.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані

А, м	В, м	Питомий опір ґрунту, ρ Ом·м	Кліматична зона, К	Струм замикання на землю, А		Довжина вертикальних електродів Ів
				на стороні 35 кВ $I_3^{35}$	на стороні 10 кВ $I_3^{10}$	
<b>40</b>	<b>30</b>	<b>50</b>	<b>I</b>	<b>10</b>	<b>24</b>	<b>5</b>

1. За таблицею 9.1 опір ЗП для установок 35 кВ :

$$R_{ЗП} \leq \frac{250}{I_3^{35}} = \frac{250}{10} = 25 \text{ Ом}$$

а для установок 10 кВ:

$$R_{ЗП} \leq \frac{250}{I_3^{10}} = \frac{250}{24} = 10,416 \text{ Ом}$$

В установках з ізольованою нейтраллю і з компенсацією ємнісних струмів замикання на землю, включаючи опори повітряних ліній 3 – 35 кВ із установленим електроустаткуванням для заземлюючого пристрою, що використовується тільки заземлюючого пристрою, використовуваного спільно для електроустановок до і вище 1000 В; заземлення повинно бути не більше 4 Ом [11].

Для питомого опору землі  $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  допускається збільшувати значення опору заземлення в  $0,01\cdot\rho$  раз, але не більш ніж в 10 разів, за винятком опору заземлюючих пристроїв і заземлювачів, що використовуються одночасно для електроустановок напругою вище 1 кВ.

2. Визначається розрахунковий опір одного вертикального електрода.

$$r_B = \frac{\rho_{\text{розрах.в}}}{2\pi l_B} * \left( \ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{2p + \frac{l_B}{2}}{2p - \frac{l_B}{2}} \right)$$

де  $r_B$  – розрахунковий опір одного вертикального електрода, Ом;

$\rho_{\text{розрах.в}} = \rho * K_{\text{сез.в}}$  – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом·м;

$\rho$  – питомий опір ґрунту, виміряний при нормальній вологості, Ом·м, приймається за таблицю 1.

$K_{\text{сез.в}}$  – коефіцієнт сезонності, =1,9

$K_{\text{сез.в}} = 1,9$  значення взяте з табл. 2 (I кліматична зона);

$K_{\text{сез.в}} = 5,8$  значення взяте з табл. 2 (II кліматична зона);

$$p = t + \frac{l_B}{2};$$

$t = 0,7$  – глибина закладання горизонтального заземлювача, м

Таблиця 5.2 – Питомий опір ґрунту  $\rho$

Ґрунт	Торф	Глина, земля садова	Чорнозем	Суглинок	Кам'янистий ґрунт	Супісок	Пісок з галькою
$\rho$ , Ом·м	20	40	50	100	200	300	800

Для визначення питомого опору землі за розрахункове варто приймати його сезонне значення, що відповідає найменш сприятливим умовам.

Таблиця 5.3 – Коефіцієнти сезонності

Кліматична зона	Вид заземлювача		Додаткові відомості
	вертикальний	горизонтальний	
I	2	3	4
II	1,9	5,8	Глибина закладення вертикальних заземлювачів від поверхні землі 0,5...0,7м
III	1,7	4,0	
IV	1,5	2,3	Глибина закладення горизонтальних заземлювачів 0,3...0,8 м
	1,3	1,8	

Таким чином приймаємо  $\rho = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

$$r_B = \frac{50 * 1,9}{2 * \pi * 5} * \left( \ln \frac{2 * 5}{15 * 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{2 * \left(0,7 + \frac{5}{2}\right) + \frac{5}{2}}{2 * \left(0,7 + \frac{5}{2}\right) - \frac{5}{2}} \right) = 20,901 \text{ Ом}$$

3. Визначаємо кількість вертикальних електродів без урахування екранування (розрахункове):

$$N'_{\text{в.р}} = \frac{r_B}{R_{\text{ЗП}}}$$

де  $N'_{\text{в.р}}$  - кількість вертикальних електродів без урахування екранування (розрахункове округлюємо до найбільшого кратного 2);

$R_{\text{ЗП}}$  - граничний опір сполученого ЗП.

$$N'_{\text{в.р}} = \frac{20,901}{4} = 5.227 \approx 6 \text{ (шт)}$$

Визначається кількість вертикальних електродів з урахуванням екранування:

$$N_{\text{в.р}} = \frac{N'_{\text{в.р}}}{\eta_B}$$

де  $N_{в.р}$  - кількість вертикальних електродів з урахуванням екранування;  
 $\eta_{в}$  - коефіцієнти використання вертикального й горизонтального електродів, визначаються за таблицею 3;

$$\eta = f \left( \text{тип ЗП, вид заземлювача, } \frac{a}{l_{в}}, N_{в} \right)$$

де  $a$  – відстань між вертикальними заземлювачами, м;  
 $l_{в}$  – довжина вертикального заземлювача, м;  
 $N_{в}$  – число вертикальних заземлювачів.

Таблиця 5.4 – Коефіцієнти використання вертикальних  $\eta_{в}$  і горизонтальних  $\eta_{г}$  електродів заземлювального пристрою

$N_{в}$	$\frac{a}{l_{в}}$						Додаткові відомості
	1		2		3		
	$\eta_{в}$	$\eta_{г}$	$\eta_{в}$	$\eta_{г}$	$\eta_{в}$	$\eta_{г}$	
4	0,69	0,45	0,78	0,55	0,85	0,70	Чисельник для контурного ЗП, Знаменник — для рядного
	0,74	0,77	0,83	0,89	0,88	0,92	
6	0,62	0,40	0,73	0,48	0,80	0,64	
	0,63	0,71	0,77	0,83	0,83	0,88	
10	0,55	0,34	0,69	0,40	0,76	0,56	
	0,59	0,62	0,75	0,75	0,81	0,82	
20	0,47	0,27	0,64	0,32	0,71	0,45	
	0,49	0,42	0,68	0,56	0,77	0,68	
30	0,43	0,24	0,60	0,30	0,68	0,41	
	0,43	0,31	0,65	0,46	0,75	0,58	

Так як контурний ЗП закладається на відстані не менше 1 м до будівлі, то довжина по периметру закладання дорівнює:

$$L_n = (A + 2) * 2 + (B + 2) * 2 = (40 + 2) * 2 + (30 + 2) * 2 = 148 \text{ м,}$$

де  $A$  – довжина приміщення;

$B$  – ширина приміщення;

$L_n$  – довжина по периметру закладання;

Визначимо відстань між вертикальними електродами

					<i>БР 3.6.14.1.103 ПЗ</i>	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$a = \frac{L_n}{N'_{в.р}} = \frac{148}{6} = 28,311 \text{ м}$$

$$\frac{a}{l_B} = \frac{28,311}{5} = 5,662$$

Прийmemo в як розрахункове значення  $\frac{a}{l_B} = 3$

Таким чином:

$$\eta = f(\text{контурний, вертикальний, 3, 6}) = 0,8$$

$$N_{в.р} = \frac{N'_{в.р}}{\eta_B} = \frac{6}{0,8} = 7,5 \text{ шт}$$

Приймається  $N_{в.р} = 8 \text{ шт.}$

Далі відстань між електродами уточнюється з урахуванням форми об'єкта. По кутах установлюють по одному вертикальному електроду, а ті що залишилися – між ними. Розміщуємо елементи ЗП на плані та уточнюємо відстані (рис. 5.1).

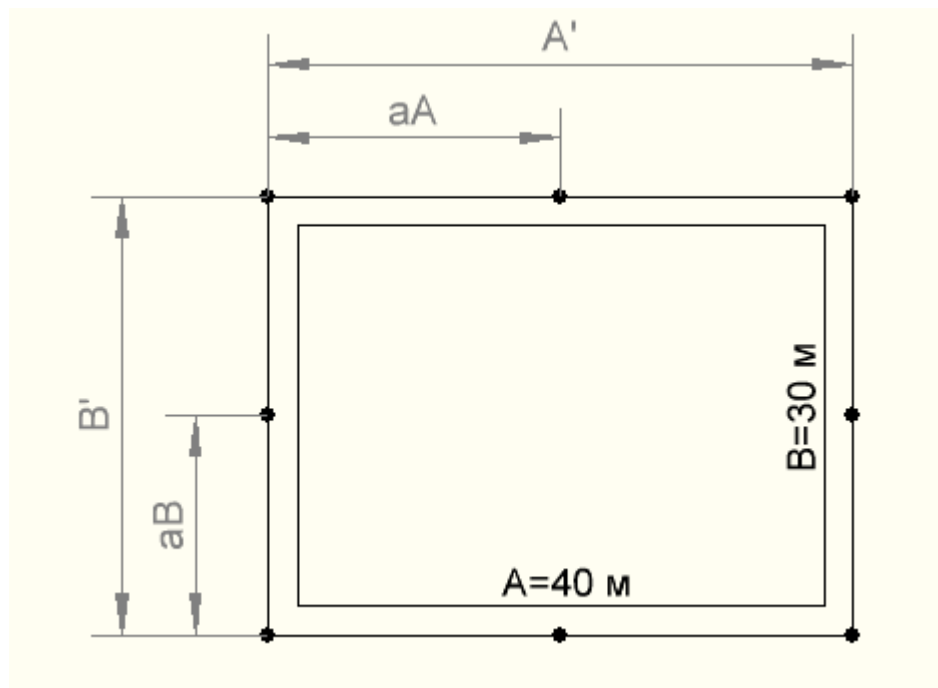


Рисунок 5.1 – План заземлювального контуру

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для рівномірного розподілу електродів остаточно приймається,  
 $N_{в.р} = 8$ , тоді .

$$a_A = \frac{A'}{n_A - 1}$$

$$a_B = \frac{B'}{n_B - 1}$$

де  $a_B$  – відстань між електродами по ширині об'єкта, м;  
 $a_A$  – відстань між електродами по довжині об'єкта, м;  
 $n_B = 3$  – кількість електродів по ширині об'єкта;  
 $n_A = 3$  – кількість електродів по довжині об'єкта.

$$a_A = \frac{40}{2} = 20 \text{ м}$$

$$a_B = \frac{30}{2} = 15 \text{ м}$$

Для уточнення приймається середнє значення відношення

$$\left(\frac{a}{l_B}\right)_{\text{сер}} = \frac{1}{2} \left(\frac{a_A + a_B}{l_B}\right)$$

де  $l_B$  – довжина вертикального заземлювача, м;  
 $a$  – відстань між вертикальними заземлювачами, м;

$$\left(\frac{a}{l_B}\right)_{\text{сер}} = \frac{1}{2} * \left(\frac{20 + 15}{5}\right) = 3,5$$

Тоді по табл. 5.4 уточнюються коефіцієнти використання за допомогою апроксимації.

					<i>БР 3.6.14.1.103 ПЗ</i>	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\eta_B = f(\text{контурний, вертикальний, 3, 8}) = 0,78$$

$$\eta_T = f(\text{контурний, горизонтальний, 3, 8}) = 0,60$$

Визначаються уточнені значення опорів вертикальних і горизонтальних електродів.

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \eta_B} = \frac{20,910}{8 * 0,78} = 3,351 \text{ Ом}$$

де  $R_B$  – уточнене значення опору вертикальних електродів

$$R_T = \frac{0.4}{L_n \eta_T} \rho K_{\text{сез.г}} \lg \frac{2L_n^2}{bt}$$

де  $R_T$  – уточнене значення опору горизонтальних електродів, Ом;

$b$  – ширина смуги, м;

$L_n$  – довжина смуги, м.

$$R_T = \frac{0.4}{148 * 0.6} * 50 * 5.8 * \lg \frac{2 * 148^2}{40 * 10^{-3} * 0.7} = 8.091 \text{ Ом}$$

Визначаємо  $R_{\text{ЗП.Ф}}$  фактичний опір ЗП

$$R_{\text{ЗП.Ф}} = \frac{R_B * R_T}{R_B + R_T} = \frac{3.351 * 8.091}{3.351 + 8.091} = 2.369 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ЗП.Ф}} < R_{\text{ЗП}}$$

Отже ЗП підстанції складається з 8 вертикальних заземлювачів довжиною 5 м, відстань між ними по довжині - 20 м і 15 м – по ширині. Вертикальний електрод кругла сталь  $\varnothing 15$ , горизонтальний електрод смуга 40x4 мм.

									Арк.
									60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

## Висновки

В даній роботі на основі графіка добових навантажень підстанції було виконано перевірку силових трансформаторів на завантаженість у відповідності з ДСТУ 3463-96. Трансформатори не перенавантажені в нормальному та аварійних режимах при виході з ладу одного з них. Зроблений висновок, що трансформатори що використовуються на ПС обрані вірно.

Зроблена перевірка комутаційних електричних апаратів підстанції та проведена заміна вимикача ВВВ-10-4/400 на вимикач ВВТЕ-М-10-12,5/630, за розрахунковим ударним струмом.

Обране мікропроцесорне реле МРЗС-05Л яке призначене для захисту, автоматики, контролю і управління відхідних ліній 10 кВ. Розраховані уставки струму МСЗ та часу, після чого перевірені розраховані вставки за картою селективності. За перевіркою по карті селективності, було замінено уставки часу для забезпечення селективності захисту.

Для захисту та автоматики силового трансформатора було обране мікропроцесорне реле серії РЛЗ-05.Т2 призначене для захисту двообмоткового трансформатора напругою 35-110 кВ. Розраховані вставки струму МСЗ та часу також були перевірені за картою селективності, за результатом перевірки були збільшені уставки часу для забезпечення селективності захисту.

Також були розраховані зони захисту стрижневих блискавковідводів підстанції та проведено розрахунок параметрів заземлюючого контуру підстанції.

					БР 3.6.14.1.103 ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Список використаних джерел

1. Електричні Підстанції – ЕП [Електронний ресурс] / URL: <http://surl.li/tzxyt>
2. Призначення, схеми і конструктивне виконання районних і споживчих трансформаторних підстанцій [Електронний ресурс] / URL: <https://studfile.net/preview/5247227/>
3. Релейний захист електроенергетичних систем: Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 500 с.
4. Керівництво з навантажень силових масляних трансформаторів [Електронний ресурс] / URL: <http://surl.li/uapkp>
5. Вибір потужності силових трансформаторів [Електронний ресурс] / URL: <http://surl.li/uapon>
6. Розрахунок струмів короткого замикання [Електронний ресурс] / URL: <http://surl.li/uaery>
7. Пристрій мікропроцесорний захисту, автоматики, контролю і управління приєднань [Електронний ресурс] / URL: <https://ur0.jp/8AK7>
8. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики двообмоткового/трьохобмоткового трансформатора або автотрансформатора з вищою напругою 35-110 кВ РЗЛ-05.Т2 та РЗЛ-05.Т3 [Електронний ресурс] / URL: <https://reلسis.ua/ua/products/relay-protection-automation/rzl-05/rzl-05-spl/rzl-05t>
9. Методичні вказівки до виконання курсової роботи на тему «Розрахунок захисту ліній 6-10 кВ» з курсу: Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем / укладач: М.В. Петровський. – Суми: Вид-во СумДУ, 2022. – 86 с.
10. Блискавкозахист і перенапруги у електричних мережах [Електронний ресурс] / URL: <http://surl.li/ubisb>
11. Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. - Суми: ВТД "Університетська книга", 2007. – 280 с.
12. Методичні вказівки до оформлення дипломних робіт / Укладачі: М.А. Никифоров, І.Л. Лебединський. – Суми: Вид-во СумДУ, 2008. – 74 с.

									Арк.
									62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Додаток А  
Електрична схема підстанції 'Хмелівка'

