

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

## **Магістерська робота**

на тему:

**“Розробка заходів підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів ві РТП 35/10 кВ «Мільки» Прилуцького району Чернігівської області”**

**Спеціальність 8.141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”**

Виконав студент гр. ЕТмдн-91п \_\_\_\_\_ Буряк В.Ю.

Керівник, ст.викладач \_\_\_\_\_ Єфімов Г.П.

Консультанти:

по економічній частині доцент, к.е.н. \_\_\_\_\_ Маценко О.М.

по питанням охорони праці \_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, ст. викладач \_\_\_\_\_ Єфімов Г.П.

Сумський державний університет  
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання  
Кафедра електроенергетики  
**Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"**

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ**

на магістерську роботу студента групи ЕТмдн-91п

Буряк Вадима Юрійовича

1. Тема магістерської роботи: **“Розробка заходів підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів ві РТП 35/10 кВ «Мільки» Прилуцького району Чернігівської області”**
2. затверджено наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_
2. Дата здачі роботи: \_\_\_\_\_ 2020 р.
3. Вихідні дані роботи:
  - Нормативні документи;
  - План зони електропостачання;
  - Паспортні данні обладнання.
4. Зміст пояснювальної записки:
  - вступ;
  - розрахункова частина;
  - охорона праці;
  - економічна частина;
  - висновки;
  - список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу:

Лист 1. Головна схема підстанції 35/10 кВ „Мільки”

Лист 2. План-розріз підстанції 35/10 кВ „Мільки”

Лист 3. Розрахунок уставок РЗ SIEMENS 7SJ600

Лист 4. Заміна вимикачів 10 кВ на вакуумні на ПС 35/10 «Мільки»

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
1	Єфімов Г.П.		
2	Маценко О.М.		
3	Єфімов Г.П.		

7. Дата видачі завдання:

\_\_\_\_\_

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Єфімов Г.П.

Завдання отримав студент \_\_\_\_\_ Буряк В.Ю.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів магістерської роботи	Термін виконання
1	Розрахунок системи електропостачання	1.11–10.11.20
2	Розрахунок струмів короткого замикання	11.11–20.11.20
3	Економічна частина	20.11–24.11.20
4	Охорона праці	25.11–30.11.20
5	Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	01.12–10.12.20

Студент-дипломник \_\_\_\_\_ Буряк В.Ю.  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Єфімов Г.П.  
(підпис)

## РЕФЕРАТ

с. 93, рис. 12, табл. 10, кресл. 4

Бібліографічний опис: **“Розробка заходів підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів ві РТП 35/10 кВ «Мільки» Прилуцького району Чернігівської області”**

[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

/Буряк В.Ю.ст.викладач керівник Г.П.Єфімов - Суми: СумДУ, 2020. - 93 с.

**Ключові слова:** електроприймач, підстанція, коротке замикання, струм, напруга, навантаження, релейний захист.

электроприёмник, подстанция, короткое замыкание, ток, напряжение, нагрузки, релейная защита.

electric receiver, substation, short circuit, current, voltage, load.

**Короткий огляд** – В роботі розглядаються питання підвищення ефективності та надійності системи електропостачання споживачів в зоні "РТП 35/10 кВ Мільки" за рахунок модернізації комплектних розподільних пристроїв 10 кВ.

В роботі висвітлені такі питання:

- Матеріали дослідження району електропостачання;
- Розрахунок навантаження на лініях 10 кВ, вибір проводів;
- Обґрунтування та вибір релейного захисту лінії 10 кВ на базі мікропроцесорного захисту;
- Вибір електронного захисту 7SJ600.

Вибір варіанту ефективної роботи обладнання "РТП 35/10 кВ Мільки" на основі модернізації комплектних розподільних пристроїв зроблений з врахуванням вимог до надійності електропостачання та якості електроенергії.

## **Перелік прийнятих скорочень**

1. КЗ – коротке замикання;
2. КЛ – кабельна лінія;
3. МСЗ – максимальний струмовий захист;
4. СВ – струмова відсічка;
5. ЛЕП – лінії електропередачі;
6. ДФЗ – диференційний захист;
7. ТС – трансформатор струму;
8. ТН – трансформатор напруги;
9. РПН – регулювання під напругою;
10. РЗ – релейний захист;
11. СВ – секційний вимикач;
12. ПС – підстанція;
13. АПВ – автоматичне повторне включення.

## Зміст

	Анотація	
	Перелік прийнятих скорочень	
	Вступ	8
1	Матеріали обстеження району електропостачання в зоні п/ст 35/10 кВ «Мільки»	9
1.1	Характеристика зони електропостачання	9
1.2	Визначення потужності трансформаторних споживчих підстанцій	11
1.3	Розрахунок навантажень ліній 10 кВ	13
1.4	Вибір перерізів проводів на лініях 10 кВ	17
1.5	Розрахунок струмів короткого замикання	20
1.6	Вибір вимикачів на стороні 10 кВ	25
1.7	Вибір трансформаторів струму	28
1.8	Вибір трансформаторів напруги	37
1.9	Вибір трансформатора власних потреб підстанції	38
1.10	Вибір обмежувачів перенапруги	39
2	Принципи виконання релейного захисту елементів ПС 35/10 кВ	46
2.1	Призначення і загальні вимоги до релейного захисту	46
2.1.1	Основні вимоги до пристроїв релейного захисту	48
2.1.2	Основні принципи побудови захисних пристроїв	51
2.2	Принципи роботи максирисункьного струмового захисту	51
2.3	Струмова відсічка	54
3	Обґрунтування та вибір релейного захисту елементів підстанції 35/10 кВ	58
3.1	Вибір типів та апаратури релейного захисту елементів підстанції 35/10 кВ	58
3.1.1	Вибір релейного захисту повітряних лінії 10 кВ	58
3.1.2	Вибір РЗ для вводів 10 кВ та ШЗВ 10 кВ	59
3.1.3	Вибір РЗ для силового трансформатора	59
3.1.4	Вибір РЗ на ввід 35 кВ	60

					<i>MP.5.8.141.368.ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		<i>Буряк В.Ю.</i>			Розробка заходів підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів підстанції 35/10кв	Лит.	Лист	Листов
Провер.		<i>Ефімов Г.П.</i>					1	6
Реценз.						<i>Сум ДУ ЕТмдн-91п</i>		
Н. Контр.		<i>Ефімов Г.П.</i>						
Утверд.		<i>Лебединський</i>						

3.1.5	Вибір РЗ на трансформатор напруги	60
3.2	Коротка характеристика пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600	61
3.3	Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ	64
4	Економічна частина	69
5	Безпека експлуатації трансформатора струму типу ТПЛ напругою 10 кВ	75
5.1	Аналіз небезпечних та шкідливих факторів під час експлуатації трансформатора струму типу ТПЛ напругою 10 кВ	75
5.1.1	Аналіз небезпечних факторів	75
5.1.2	Аналіз шкідливих факторів	76
5.2	Профілактичні заходи щодо нормування умов праці	77
5.2.1	Заходи захисту від електричної напруги	77
5.2.2	Розрахунок захисного заземлення ЗРП-10 кВ	78
5.2.3	Електрозахисні засоби	80
5.2.4	Заходи захисту від інших небезпечних факторів	81
5.2.5	Заходи захисту від шкідливих факторів	81
5.3	Пожежна безпека	81
6	Експлуатація трансформаторного масла	83
	Висновки	91
	Література	92

					<i>MP.5.8.141.368.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Буряк В.Ю.</i>				<i>Розробка заходів підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів підстанції 35/10кв</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Ефімов Г.П.</i>						1	7
<i>Реценз.</i>						<i>Сум ДУ ЕТмдн-91п</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Ефімов Г.П.</i>							
<i>Утверд.</i>	<i>Лебединский</i>							

## ВСТУП

Основним завданням, що стоїть перед сучасною енергетичною системою є забезпечення відповідного рівня функціонування систем електропостачання, які здійснюють передачу та розподілення електричної енергії всім електроприймачам, забезпечують необхідну потужність в години максирисунокних навантажень, задану (нормовану) надійність електропостачання, нормовані межі зміни показників якості електричної енергії, має задовольняти умовам безпечної експлуатації, економічності та мати надійне керування.

Практика експлуатації систем електропостачання свідчить про те, що електрична енергія ще не завжди використовується технічно та економічно ефективно не тільки при споживанні у виробничих процесах, але й при передачі її споживачу. Тому значне місце у вирішенні задач електропостачання займають питання правильного проектування, тобто вибору найбільш економічно та технічно досконалого варіанту побудування і функціонування систем електропостачання виробничого об'єкту.

Перш ніж здійснити будівництво систем електропостачання, треба зробити розрахунок та вибір необхідної апаратури та приладів, слід обґрунтувати необхідність виконання даної роботи, спів ставити її з раніш виконаними подібними видами робіт, здійснити необхідні розрахунки як системи в цілому, так і окремих її елементів.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8



# 1. Матеріали обстеження району електропостачання в зоні РТП 35/10 кВ «Мільки»

## 1.1. Характеристика зони електропостачання

Район електропостачання КТП та ПС 35/10 кВ розташований в східній частині Прилуцького району Чернігівської області. Сама підстанція знаходиться в селі Мільки. Вона живить такі споживачі як КТПН та КТП. Підстанція живиться повітряною лінією 35 кВ від п/ст 110/35/10 кВ „Срібне”, є прохідною і має резерв від п/ст 35/10 кВ „Яблуневе”.

По району проходить залізнична колія і також район має густу сітку доріг з твердим покриттям. Біля п/ст знаходиться газоперекачуюча станція «Гніденці»-споживач 2 категорії надійності електропостачання, перерва в живленні якого може призвести до тяжких наслідків в роботі всього підприємства.

Район електропостачання знаходиться в II кліматичному районі по вітру і по ожеледі, що відповідає товщині стінки ожеледі  $b=10$  мм і швидкісному напору вітру  $q=40$  даН/м<sup>2</sup>, (25 м/с). Ґрунти - чорнозем з поміссю, середній питомий опір ґрунту 200 Ом·м.

ПС „Мільки” живить електроенергією ряд ТП та КТПН-10/0,4 згідно рисунок. 1.1.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

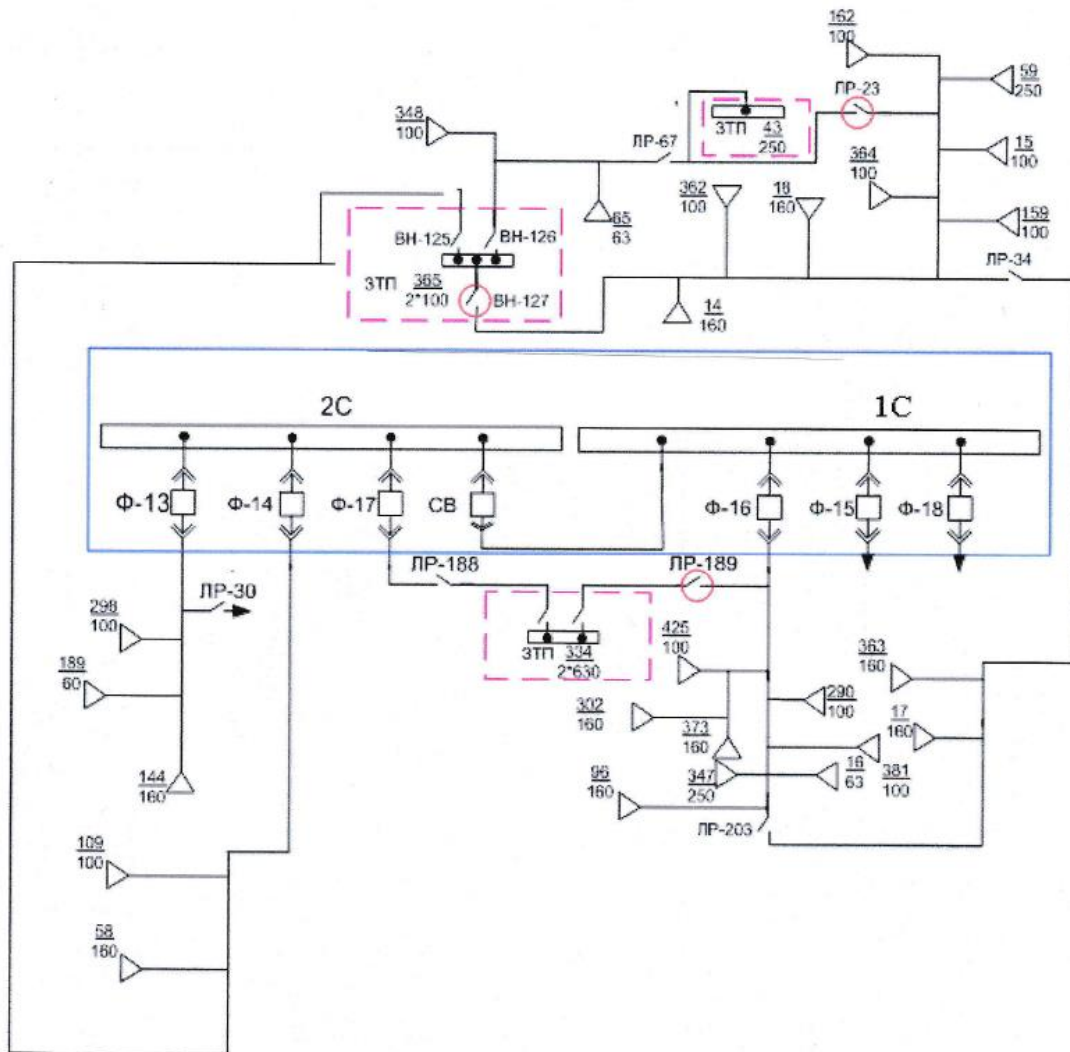


Рисунок. 1.1. Схема з'єднань ПС «Мільки» з ТТ-10/0,4 кВ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP.5.8.141.368.ПЗ

Арк.

10

## 1.2. Визначення потужності трансформаторних споживчих підстанцій

Для прикладу приведемо вибір потужності ТП 10/0,4 кВ, диспетчерський номер 16. Навантаження підстанції змінюється постійно за добу.

Знаходимо денне розрахункове навантаження за формулою:

$$P_d = 0,66 \cdot I_{\text{зам}} \cdot k_n \cdot k_c \cdot k_d \cdot \text{Cos}\varphi_d \quad ,\text{кВт} \quad (1.1)$$

де,  $I_{\text{зам}}$  – струм заміру, А (зібрані дані під час проходження практики);

$$I_{\text{зам}} = 80 \text{ А}$$

$k_n$  – коефіцієнт росту навантаження;

$$k_n = 1,3 \quad [3]$$

$k_c$  – коефіцієнт сезонності;

$$k_c = 1$$

$k_d$  – коефіцієнт денного максимуму;

$$k_d = 0,3 \quad [3]$$

$\text{Cos}\varphi_d$  – денний коефіцієнт потужності;

$$\text{Cos}\varphi_d = 0,9$$

Отже,  $P_d = 0,66 \cdot 80 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 0,3 \cdot 0,9 = 18,5 \text{ кВт}$

Знаходимо вечірнє розрахункове навантаження за формулою:

$$P_b = 0,66 \cdot I_{\text{зам}} \cdot k_n \cdot k_c \cdot k_b \cdot \text{Cos}\varphi_b \quad ,\text{кВт} \quad (1.2)$$

де  $k_b$  – коефіцієнт вечірнього максимуму;

$$k_b = 1 \quad [3]$$

$\text{Cos}\varphi_b$  – коефіцієнт вечірньої потужності;

$$\text{Cos}\varphi_b = 0,92 \quad [3]$$

Отже,  $P_b = 0,66 \cdot 80 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,92 = 63,1 \text{ ,кВт}$

Знаходимо повне денне навантаження ТП10/0,4 кВ

$$S_d = P_d / \text{Cos}\varphi_d \quad ,\text{кВА} \quad (1.3)$$

$$S_d = 18,5 / 0,9 = 20,5 \quad ,\text{кВА}$$

Знаходимо повне вечірнє навантаження ТП10/0,4 кВ

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

$$S_B = P_B / \cos\varphi_B \quad ,\text{кВА} \quad (1.4)$$

$$S_B = 63,1/0,92 = 68,5 \quad ,\text{кВА}$$

Потужність ТП 10/0,4 кВ приймається за умовою

$$S_{e.n.} < S_{роз} < S_{e.в.},$$

,де  $S_{e.n.}$  – нижня економічна межа потужності, кВА

$S_{роз}$  – більше розрахункове навантаження підстанції

$S_{e.в.}$  - верхня економічна межа потужності, кВА

$$56 \text{ кВА} < 68,5 \text{ кВА} < 86 \text{ кВА}.$$

Приймаємо підстанцію з трансформатором потужністю  $S_{н.тр} = 63$  кВА

Вибір потужностей інших трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ виконуємо аналогічно.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 1.3. Розрахунок навантажень ліній 10 кВ

На кожній ділянці лінії входять виробничі навантаження  $P_{\text{вир}}$ , яке включає в себе в денний час навантаження ТП з виробничим і змішаним видами споживачів, у вечірній час – тільки навантаження ТП з виробничим видом, та загальне навантаження  $P_{\text{заг}}$ , яке включає навантаження всіх ТП.

Розрахункові навантаження окремих ділянок лінії 10 кВ знаходять підсумовуючи навантаження окремих споживачів, що підключені до лінії. Розрахунок ведуть починаючи з кінця лінії, навантаження підсумовують за методом добавок:

$$P_{\text{д}} = P_{\text{дб}} + \Delta P(P_{\text{дм}}); \quad (1.7)$$

$$P_{\text{в}} = P_{\text{вб}} + \Delta P(P_{\text{вм}}), \quad (1.8)$$

де,  $P_{\text{дб}}$  - найбільше навантаження денного максимуму, кВт;

$P_{\text{вб}}$  - найбільше навантаження вечірнього максимуму, кВт;

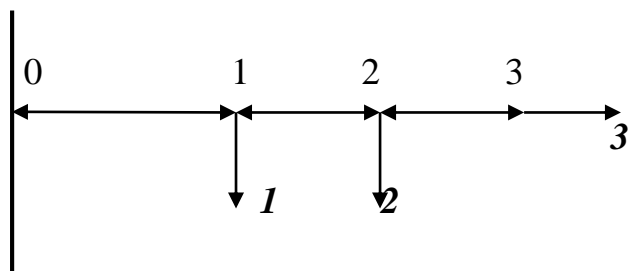
$P_{\text{дм}}$  - найменше навантаження денного максимуму, кВт;

$P_{\text{вм}}$  - найменше навантаження вечірнього максимуму, кВт;

$\Delta P(P)$  - добавка від меншого навантаження до найбільшого, кВт;

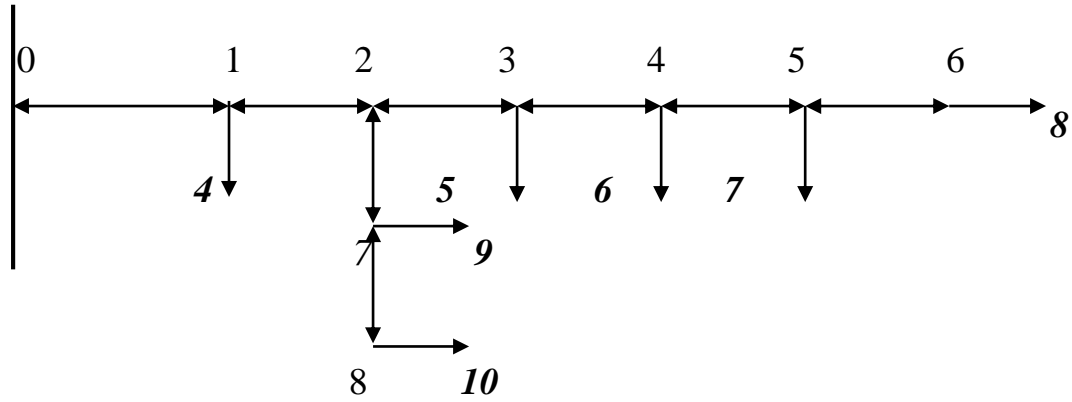
Розраховуємо навантаження на усіх ділянках ліній (за допомогою коефіцієнта одночасності або за допомогою добавок), а розраховані дані заносимо до таблиці 1.1.

Повітряна лінія №1

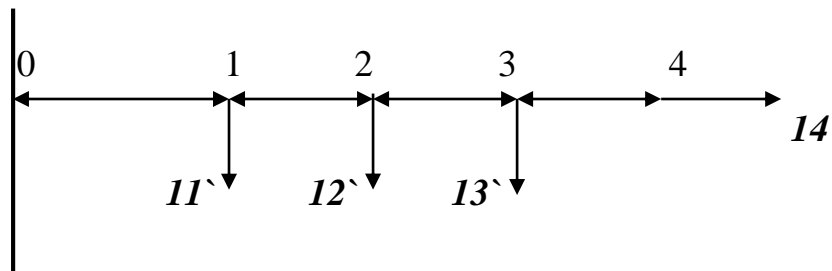


					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Повітряна лінія №2



Повітряна лінія №3



Повітряна лінія №4

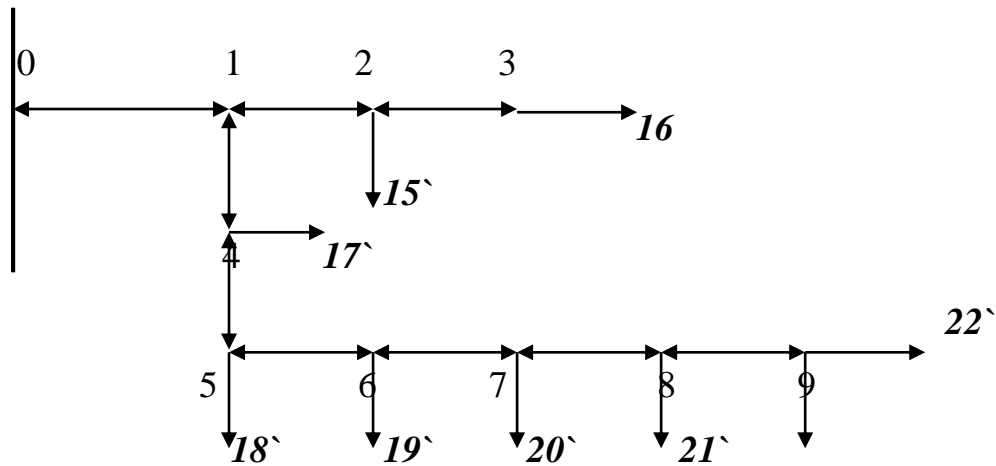


Рис.1.2. Розрахункова схема ліній електропередачі (1 – порядковий номер ТП)

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Таблиця 1.1. Розрахунок навантажень ліній 10 кВ

Ділянка	Вид	Навантаження							
		Денне, кВт				Вечірнє, кВт			
		$P_{дб}$	$P_{дм}$	$\Delta P(P_{дм})$	$P_{д}$	$P_{вб}$	$P_{вм}$	$\Delta P(P_{вм})$	$P_{в}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лінія №1									
3-2	$P_{вир}$	120,9	-	-	120,9	77,75	-	-	77,75
	$P_{заг}$	120,9	-	-	120,9	77,75	-	-	77,75
2-1	$P_{вир}$	120,9	-	-	-	77,75	-	-	-
	$P_{заг}$	120,9	18,5	12	132,9	77,75	63,1	43,5	121,25
0-1	$P_{вир}$	132,9	32,4	22	154,9	121,25	110,5	82	203,25
	$P_{заг}$	132,9	32,4	22	154,9	121,25	110,5	82	203,25
Лінія №2									
8-7	$P_{вир}$	116,4	32,4	22,5	138,9	110,5	74,8	56	166,5
	$P_{заг}$	116,4	32,4	22,5	138,9	110,5	74,8	56	166,5
6-5	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	28,4	-	-	28,4	97	-	-	97
5-4	$P_{вир}$	176	-	-	176	113,09	-	-	113,09
	$P_{заг}$	176	28,4	19	195	113,09	97	72	185
4-3	$P_{вир}$	195	32,4	22	217	185,09	110,5	78	263,09
	$P_{заг}$	195	32,4	22	217	185,09	110,5	78	263,09
3-2	$P_{вир}$	217	-	-	217	263,09	-	-	263,09
	$P_{заг}$	217	28,7/3 3,5	20/24	261	263,09	97,8/1 14,4	73/85	425,09
2-7	$P_{вир}$	138,9	122,2	92	232,9	166,5	78,5	60	246,5
	$P_{заг}$	138,9	122,2	92	232,9	166,5	-	-	166,5
2-1	$P_{вир}$	232,9	217	170	402,9	263,09	246,5	190	453,09
	$P_{заг}$	261	232,9	189	452,3	425,09	166,5	127	552,09
0-1	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	452,3	124,1	93,2	545,5	552,09	79,8	60	612,09
Лінія №3									
3-4	$P_{вир}$	183,7	-	-	183,7	118,1	-	-	118,1
	$P_{заг}$	183,7	-	-	183,7	118,1	-	-	118,1
2-3	$P_{вир}$	183,7	-	-	183,7	118,1	-	-	118,1
	$P_{заг}$	183,7	18,7	11,8	195,5	118,1	63,9	47,2	165,3
1-2	$P_{вир}$	195,5	-	-	195,5	165,3	-	-	165,3
	$P_{заг}$	195,5	30,3	20,4	215,9	165,3	103,4	76	241,3
0-1	$P_{вир}$	215,9	-	-	215,9	241,3	-	-	241,3
	$P_{заг}$	215,9	31,7	22	237,9	241,3	108,1	80	321,3

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.1.

Лінія №4									
8-9	$P_{\text{вир}}$	123	-	-	123	79	-	-	79
	$P_{\text{заг}}$	123	-	-	123	79	-	-	79
7-8	$P_{\text{вир}}$	123	-	-	123	79	-	-	79
	$P_{\text{заг}}$	123	115,7	87	210	79	74,4	56	135
6-7	$P_{\text{вир}}$	210	183,7	131	341	135	118,1	85	220
	$P_{\text{заг}}$	210	183,7	131	341	135	118,1	85	220
5-6	$P_{\text{вир}}$	341	17,3	11	352	220	59,2	43	263
	$P_{\text{заг}}$	341	17,3	11	352	220	59,2	43	263
4-5	$P_{\text{вир}}$	352	-	-	352	220	59,2	43	263
	$P_{\text{заг}}$	352	31,7	20,5	372,5	263	108,1	80	343
1-4	$P_{\text{вир}}$	372,5	-	-	372,5	343	-	-	343
	$P_{\text{заг}}$	372,5	32,4	21	393,5	343	110,5	82	425
2-3	$P_{\text{вир}}$	125,4	-	-	125,4	80,6	-	-	80,6
	$P_{\text{заг}}$	125,4	-	-	125,4	80,6	-	-	80,6
1-2	$P_{\text{вир}}$	125,4	-	-	125,4	80,6	-	-	80,6
	$P_{\text{заг}}$	125,4	31,04	21	146,4	105,7	80,6	60	165,7
0-1	$P_{\text{вир}}$	373,5	125,4	95	468,5	343	80,6	60	403
	$P_{\text{заг}}$	393,5	146,4	115	508,5	425	165,7	127	552

Сумарне денне навантаження по лініях визначають за формулою:

$$\sum P_{\text{д}} = P_{\text{бд}} + \Delta P(P_{\text{мд}}), \text{ кВт} \quad (1.9)$$

де  $P_{\text{б}}$  – більша потужність, кВт;

$\Delta P(P_{\text{м}})$  – добавка від меншої потужності, кВт.

$$\sum P_{\text{д}} = 154,9 + 545,5 + 237,9 + 508,5 = 1446,8 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє навантаження по лініях обраховується за формулою:

$$\sum P_{\text{в}} = P_{\text{бв}} + \Delta(P_{\text{мв}}), \text{ кВт.} \quad (1.10)$$

$$\sum P_{\text{в}} = 203,25 + 612,09 + 321,3 + 552 = 1688,64 \text{ кВт.}$$

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



#### 1.4. Вибір перерізів проводів на лініях 10 кВ

Проводимо розрахунок по вибору перерізів проводів, який починають з головної ділянки лінії і отримані дані заносять у таблицю 1.2.

Для прикладу візьмемо лінію №1 :

Згідно таблиці в колонку 1 записуємо № розрахункової ділянки. В колонку 2 та 3 – розрахункове денне та вечірнє навантаження, яке береться з таблиці 2 згідно ділянки:

$$P_{д3-2}=121\text{кВт} \quad (1.11)$$

$$P_{в3-2}=77,7\text{кВт} \quad (1.12)$$

В колонки 4 і 5 заносимо значення коефіцієнта потужності на кожній ділянці (  $\cos \phi$  ), що вибирається в залежності від виду навантаження [3].

В колонках 6, 7 вписуються повні потужності на ділянках, що визначаються за формулами:  $S_o = \frac{P_o}{\cos \phi}$ , кВА (1.13)

$$S_e = \frac{P_e}{\cos \phi}$$
, кВА (1.14)

Наприклад знайдемо повну денну потужність на ділянці 3-2:

$$S_{в3-2} = \frac{P_{в3-2}}{\cos \phi_{в3-2}}$$
, кВА

де,  $\cos \phi_{д3-2}=0,7$  - значення денного коефіцієнта потужності ділянки, що має виробниче навантаження.

Отже  $S_{в3-2} = \frac{121}{0,7} = 173,7$ , кВА

Марки і перерізи проводів лінії 10 кВ вибирають методом економічних інтервалів потужностей за еквівалентною потужністю  $S_e$  на ділянці лінії враховуючи район за вітром та ожеледдю а також тип опор. Еквівалентна потужність ділянки лінії 10кВ  $S_e$  дорівнює:

$$S_e = K_d \cdot S_M, \quad (1.15)$$

де,  $S_M$  – максирисунокнє навантаження ділянки лінії (найбільша з повних навантажень денного  $S_d$  або вечірнього  $S_v$  максимумів), кВА;

						Арк.
					MP.5.8.141.368.ПЗ	17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$K_d$  – коефіцієнт, який враховує динаміку зростання навантаження (для сільських мереж рекомендується  $K_d = 0,7$ ) колонка 8.

Отже, для прикладу визначемо еквівалентну потужність на ділянці 3-2:

$$S_{e3-2} = K_d \cdot S_{M3-2} , \text{кВА}$$

де,  $S_{M3-2}$  – повна максирисунокна потужність на ділянці 3-2:

$$S_{M3-2} = S_{B3-2} = 172,7 , \text{кВА};$$

$$S_{екв} = 172,7 \cdot 0,7 = 120,8 , \text{кВА}.$$

Враховуючи, що район електропостачання знаходиться в II кліматичному районі по вітру та ожеледі, що відповідає товщині стінки ожеледі  $b=10$  мм і використані залізобетонні опори вибираємо для ділянки 3-2 провід АС – 25 й записуємо марку проводу в колонку 10.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2. Розрахунки по вибору перерізів проводів для ліній 10 кВ

№ Ділянки	Розрахункове навантаження, кВт		Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$		Повна потужність, кВА		Коефіцієнт росту навант. $K_n$	Еквівалентна потужність $S_e$ , кВА	Марка проводу
	$P_d$	$P_b$	$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_b$	$S_d$	$S_b$			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Лінія №1</b>									
0-1	120,9	77,75	0,7	0,75	172,7	103,6	0,7	120,8	АС-25
2-1	132,9	121,25	0,9	0,92	147,6	131,7	0,7	103,3	АС-25
3-2	154,9	203,25	0,7	0,75	221,2	271	0,7	189,7	АС-50
<b>Лінія №2</b>									
0-1	545,5	612,09	0,7	0,75	779,2	816,12	0,7	571,2	АС-50
2-1	452,3	552,09	0,9	0,92	502,5	600	0,7	420	АС-50
2-7	232,9	166,5	0,8	0,83	291,1	200	0,7	203,7	АС-25
3-2	261	425,09	0,9	0,92	290	462,05	0,7	323,4	АС-50
4-3	217	263,09	0,7	0,75	310	350,7	0,7	245,5	АС-50
5-4	195	185	0,7	0,75	278,5	246,6	0,7	195	АС-25
6-5	28,4	97	0,7	0,75	40,5	129,3	0,7	90,5	АС-25
8-7	138,9	166,5	0,7	0,75	198,4	222	0,7	155,4	АС-25
<b>Лінія №3</b>									
0-1	237,9	321,3	0,9	0,92	264,3	349,2	0,7	244,4	АС-50
1-2	215,9	241,3	0,9	0,92	239,8	262,2	0,7	183,5	АС-25
2-3	195,5	165,3	0,9	0,92	217,2	179,6	0,7	152,04	АС-25
3-4	183,7	118,1	0,7	0,75	262,4	157,4	0,7	183,6	АС-25

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

МР.5.8.141.368.ПЗ

Арк.

19

Продовження таблиці 1.2.

Лінія №4									
0-1	508,5	552	0,8	0,83	635,6	665	0,7	465,5	АС-50
1-2	146,4	165,7	0,9	0,92	162,6	180	0,7	126	АС-25
2-3	125,4	80,6	0,7	0,75	179,1	107,4	0,7	125,3	АС-25
1-4	393,5	429	0,9	0,92	437,2	466,3	0,7	326,4	АС-50
4-5	372,5	343	0,9	0,92	413,8	372,8	0,7	289,6	АС-50
5-6	352	263	0,7	0,75	502,8	350,6	0,7	352	АС-50
6-7	341	220	0,7	0,75	487,1	293,3	0,7	342	АС-50
7-8	210	135	0,7	0,75	300	180	0,7	210	АС-25
8-9	123	79	0,7	0,75	175,7	105,3	0,7	123	АС-25

### 1.5. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання необхідний для перевірки вибраної апаратури на термічну і електродинамічну стійкість, чутливості релейного захисту і для узгодження характеристик релейного захисту лінії 10 кВ з характеристиками запобіжників ТП-10/0,4 кВ.

За струмами короткого замикання розраховують і вибирають вставки релейного захисту та заземлюючі пристрої підстанції.

Вихідною величиною для розрахунку струмів короткого замикання є потужність короткого замикання на шинах 35 кВ районної трансформаторної підстанції.

Вихідні дані:

Базисна потужність, МВА  $S_6 = 100$

Напруга повітряної лінії живлення, кВ  $U_{л35} = 35$

Потужність короткого замикання (для точки К0), МВА  $S_{кз} = 110$

Довжина лінії живлення, км  $L_{л35} = 19.8$

Питомий індуктивний опір лінії живлення, Ом/км  $X_{o35} = 0,4$

Питомий активний опір лінії живлення, Ом/км:

для АС-95:  $R_{o35} = 0,31$

										Арк.
										20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

MP.5.8.141.368.ПЗ

Номинальна потужність силового трансформатора РТП, кВА  
 $S_{\text{нРТП}} = 2500$

Кількість силових трансформаторів на РТП, шт:  $N=2$

Напруга короткого замикання силового трансформатора районної трансформаторної підстанції, %  
 $U_{\text{кзРТП}} = 6.05$

Питомий індуктивний опір розподільної лінії 10кВ, Ом/км  $X_{o10} = 0,4$

Питомий активний опір розподільної лінії 10 кВ, Ом/км:

для АС - 70:  $R_{o10} = 0,415$  , АС - 50:  $R_{o10} = 0,6$  , АС - 25:  $R_{o10} = 1.26$

Напруга розподільчої лінії 10 кВ, кВ  $U_{o10} = 10$

Коефіцієнт ударного струму, в.о.  $K_y = 1,7$

Довжини ділянок розподільчої лінії 10 кВ до найвіддаленішої трансформаторної підстанції записані в таблиці 1.3:

Таблиця 1.3

Ділянка	Довжина	Провід
8-9	0,13	АС – 25
7-8	0,9	АС – 25
6-7	3	АС – 50
5-6	1,75	АС – 50
4-5	0,13	АС – 50
1-4	0,45	АС – 50
2-3	0,5	АС – 25
1-2	0,2	АС – 25
1-РТП	1	АС - 50

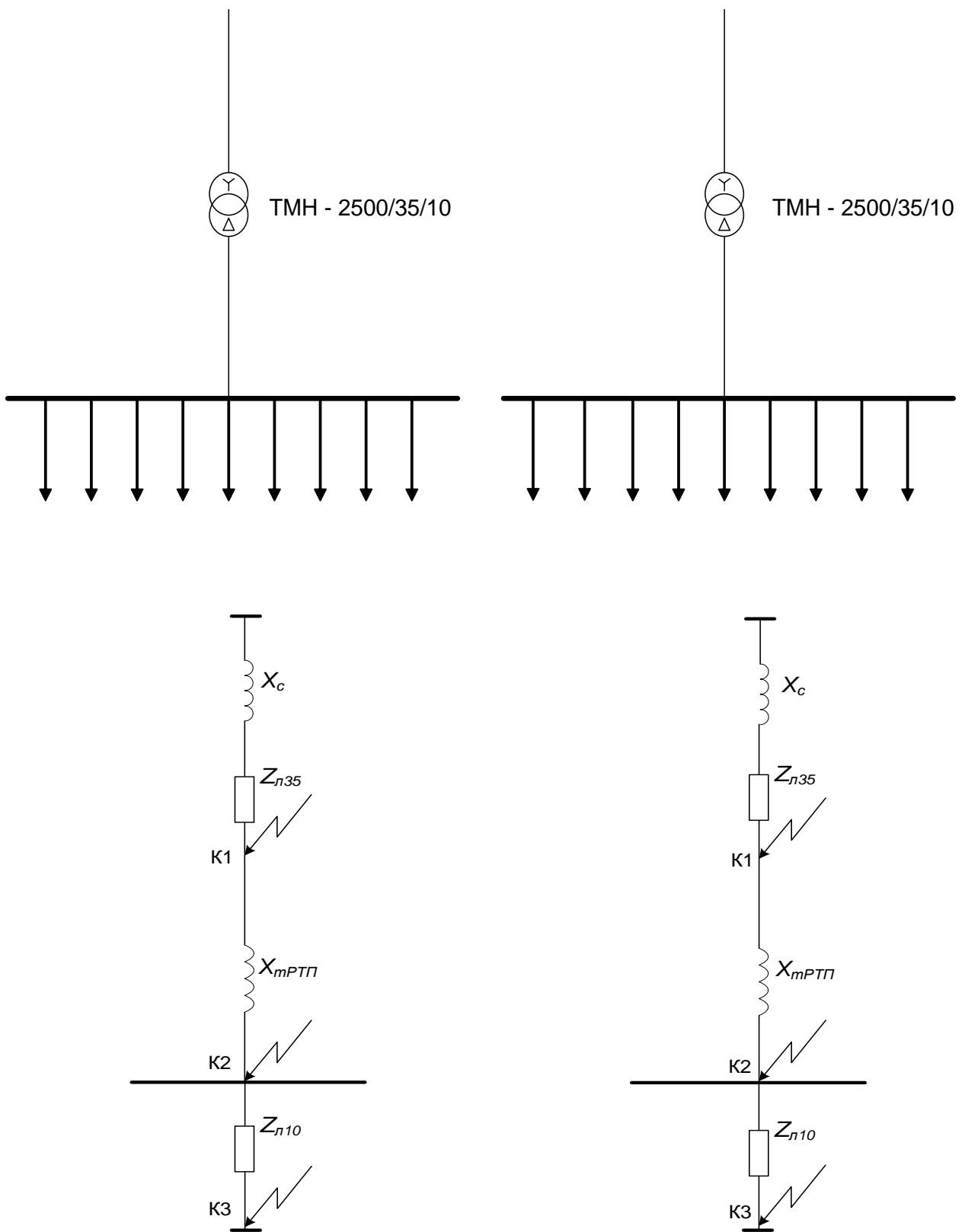


Рис. 1.3. Розрахункова схема підстанції, для визначення струмів КЗ

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$L_{л10} = 8,06$  км.

Опори елементів мережі, в.о.

Опір системи становить:

$$X_{л35} = \frac{S_{л35}}{S_3} \cdot X_{л35} \quad (1.16)$$

Індуктивний  $X_{л35}$  та активний  $R_{л35}$  опори лінії живлення 35кВ визначаються за формулами:

$$X_{л35} = \frac{S_{л35}}{U_{л35}^2} \cdot X_{л35} \quad (1.17)$$

$$R_{л35} = \frac{S_{л35}}{U_{л35}^2} \cdot R_{л35} \quad (1.18)$$

Індуктивний опір силових трансформаторів на РТП:

$$X_{л10} = \frac{S_{л10}}{U_{л10}^2} \cdot X_{л10} \quad (1.19)$$

Індуктивний  $X_{л10}$  та активний  $R_{л10}$  опори лінії живлення 10кВ визначаються за формулами:

$$X_{л10} = \frac{S_{л10}}{U_{л10}^2} \cdot X_{л10} \quad (1.20)$$

$$R_{л10} = \frac{S_{л10}}{U_{л10}^2} \cdot R_{л10} \quad (1.21)$$

Розрахунок струмів к.з. у точці К1, кА

$$X_{л10} = \frac{S_{л10}}{U_{л10}^2} \cdot X_{л10} \quad (1.23)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2} \quad (1.23)$$

Базисний струм:

$$I_{\Sigma} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\Sigma}} = 16 \quad (1.24)$$

Трифазний струм короткого замикання визначається за формулою, кА :

$$I_{K3}^{\phi} = \frac{I_{\Sigma} \sqrt{3}}{Z_{\Sigma}} = 10 \quad (1.26)$$

Ударний струм короткого замикання дорівнює, кА:

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{K3}^{\phi} = 24 \quad (1.27)$$

Двофазний струм короткого замикання визначається за формулою, кА:

$$I_{K3}^{\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{\phi} = 8 \quad (1.28)$$

Діюче значення короткого замикання дорівнює, кА:

$$I_{K3} = \sqrt{I_{K3}^{\phi 2} + I_{K3}^{\phi 2}} = 11 \quad (1.29)$$

Розрахунок струмів к.з. у точці К2, кА

$$X_{\Sigma} = X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2} = 11 \quad (1.30)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2} \quad (1.31)$$

Базисний струм:

$$I_{\Sigma} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\Sigma}} = 57 \quad (1.32)$$

Трифазний струм короткого замикання визначається за формулою:

$$I_{K3}^{\phi} = \frac{I_{\Sigma} \sqrt{3}}{Z_{\Sigma}} = 35 \quad (1.33)$$

Ударний струм короткого замикання дорівнює:

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{K3}^{\phi} = 8 \quad (1.34)$$

Двофазний струм короткого замикання визначається за формулою:

$$I_{K3}^{\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{\phi} = 30 \quad (1.35)$$

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Діюче значення короткого замикання дорівнює:

$$I_{\Sigma} = \sqrt{I_{K3}^2 + I_{K1}^2 + I_{K2}^2} \quad (1.36)$$

Розрахунок струмів к.з. у точці КЗ, кА

$$I_{K3} = \frac{I_{\Sigma}}{\sqrt{3}}, \quad (1.37)$$

$$I_{K1} = I_{K3} \cdot \sqrt{3} \quad (1.38)$$

$$I_{K2} = I_{K3} \cdot \sqrt{3} \quad (1.39)$$

Трифазний струм короткого замикання визначається за формулою:

$$I_{\Sigma} = \frac{I_{\Sigma}}{Z_{\Sigma}} \quad (1.40)$$

Ударний струм короткого замикання дорівнює:

$$i_{\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{\Sigma} \quad (1.41)$$

Двофазний струм короткого замикання визначається за формулою:

$$I_{\Sigma} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\Sigma} \quad (1.42)$$

Діюче значення короткого замикання дорівнює:

$$I_{\Sigma} = \sqrt{I_{K3}^2 + I_{K1}^2 + I_{K2}^2} \quad (1.43)$$

## 1.6. Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

На даний момент на підстанції здійснюють захист ліній масляні вимикачі типу ВМГ-10. Вони дещо застаріли й не зовсім надійні, ми їх замінюємо новими вимикачами - вакуумними.

Вакуумні вимикачі виробництва фірми „Таврида Електрик” (ВВ/TEL) призначені для роботи в комплектних розподільчих пристроях і стаціонарних камерах одностороннього обслуговування внутрішнього і зовнішнього виконання.

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

Вакуумні вимикачі даного типу є комутаційними апаратами нового покоління. В основі конструктивного рішення вимикача лежить використання "повнофазних електромагнітних приводів з магнітною заціпкою", механічно зв'язані одним валом. Така їх конструкція досягає слідуєчих переваг в порівнянні з маслонаповненими вимикачами, а саме:

1. високий механічний ресурс;
2. рисуніке споживання електричної енергії по колах включення;
3. рисунікі габарити і маса;
4. можливість керування, як по колах оперативного постійного, так і оперативного змінного струму(з допомогою відповідних блоків керування);
5. відсутність необхідності ремонтів в експлуатаційних умовах на протязі всього періоду експлуатації;
6. низька трудомісткість виробництва.

Вибір вакуумних вимикачів проводяться за наступними умовами наведеними в таблиці 1.4.:

Таблиця 1.4. Умови вибору вакуумних вимикачів

Параметри вимикача	Умови вибору
Номінальна напруга, кВ	$U_{HB} > U_H$
Номінальний струм, А	$I_{HB} > I_{P.MAX}$
Допустимий струм вимикання, кА	$I_{Д.ВИМ} > I_{КЗ}^3$
Струм динамічної стійкості	$i_{MAX} > i_{УД}$
Струм термічної стійкості	$I_{ТН}^2 > (I_{КЗ}^3)^2 \cdot t_K$

де  $U_{НВ}$  – номінальна напруга вимикача, кВ;  $I_{НВ}$  – номінальний струм вимикача, А;  $I_{P.MAX}$  – робочий максирисунокний струм, А;  $I_{Д.ВИМ}$  – допустимий струм вимикача, А;  $I_{КЗ}^3$  - усталений струм трифазного короткого замикання, кА;  $i_{MAX}$  - струм динамічної стійкості, кА;  $i_{УД}$  - ударний струм трифазного короткого замикання, кА;  $I_{ТН}^2$  - струм термічної стійкості вимикача, кА;

$t_K$  - номінальний час термічної стійкості вимикача при протіканні струму ( $t_K = 1,5c$ ).

Порівняння вибраного вимикача з каталожними даними приведені в таблиці 1.5. [5,6].

Таблиця 1.5. Порівняння вибраного вимикача

Умова вибору	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{НВ} > U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{НВ} > I_{P.MAX}$	630 А	64,74 А
$I_{Д.ВИМ} > I_{КЗ}^3$	12,5 кА	3,56 кА
$i_{MAX} > i_{УД}$	30 кА	8,5 кА
$I_{ТН}^2 > (I_{КЗ}^3)^2 \cdot t_K$	12,5 кА	19,01 кА

Отже вибираємо вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-12.5/630-У2-45.



Рис. 1.4. Зовнішній вигляд вакуумного вимикача типу ВВ/TEL

### 1.7. Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються за наступними умовами приведеними в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6. Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформаторів струму	Умови вибору
Номінальна напруга, кВ	$U_{HT} > U_H$
Номінальний первинний струм, А	$I_{H1} > I_{P.MAX}$

Продовження таблиці 1.6

Номінальний вторинний струм, кА	$I_{H2} = 5$
Клас точності	(*)
Номінальна вторинна потужність	$S_{H2} > S_2$
Кратність струму:  Термічної стійкості $K = \frac{I_t}{I_{H1}}$  Динамічної стійкості $K = \frac{I_{\text{МАКС}}}{\sqrt{2} I_H}$	$(K \cdot I_{H1})^2 > (I_{K3}^{(3)})^2 \cdot t_K$  $\sqrt{2} \cdot I_{H1} \cdot K > i_{y0}$

(\*)-у відповідності з приєднувальними приладами;  $I_t$  - струм термічної стійкості трансформаторів струму, А

Для вибору трансформаторів струму знайдемо максирисунковий робочий струм для лінії 10 кВ по формулі:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{S'}{\sqrt{3} U}, \text{ А} \quad (1.44)$$

де:  $S'$  - розрахункова потужність лінії 10 кВ.

$$S' = \frac{P_{\text{МАКС}}}{\cos \varphi}, \text{ кВа} \quad (1.45)$$

де:  $P_{МАКС}$  - максирисунокьна активна потужність лінії 10 кВ(найбільша з розрахункових навантажень денного  $P_D$  чи вечірнього  $P_B$  максимумів).

Значення розрахункового струму лінії 10 кВ заносяться до таблиці 1.7.

Таблиця 1.7. Розрахункові струми лінії 10 кВ

Параметри	Лінія
$P_{МАКС}$ , кВт	612
$S_P$ , кВа	816
$I_{P.МАХ}$ , А	47,1

Номінальний струм на виводі шин 10 кВ складає 300 А.

Вибір трансформаторів струму виконуємо в табличній формі (таблиця 1.8).

Таблиця 1.8. Вибір трансформаторів струму

Параметри	Лінія
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний первинний струм, А	75
Клас точності	0,5/P
Кратність струму: Термічної стійкості	90
Динамічної стійкості	175

Продовження таблиці 1.8

Марка трансформатора струму	ТПЛ-10
-----------------------------	--------

Перевірка на необхідний клас точності виконується для найбільш навантаженої фази у вторинній обмотці на виводі 10 кВ.

За розрахункову фазу приймаємо фазу "А". Необхідні дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму приведені в таблиця 1.9.

Опір з'єднувальних проводів у фазі знаходиться за формулою:

$$R_{\text{провод}} = \frac{\sum S_H \cdot I_{H2}^2}{I_{H2}^2}, \text{ Ом} \quad (1.46)$$

де  $R_K$  - опір контактів, Ом;  $R_K = 0,1$  Ом;

$I_{H2}$  - номінальний вторинний струм, А;  $I_{H2} = 5$  А;

$\sum S_H$  - сумарна потужність послідовно ввімкнених приладів (лічильника та амперметрів), ВА;

$S_{H2}$  - допустиме номінальне навантаження трансформаторів струму, кВА;  $S_{H2} = 10$  ВА;

$$R_{\text{провод}} = \frac{\sum S_H \cdot I_{H2}^2}{I_{H2}^2}, \text{ Ом.}$$

Таблиця 1.9. Дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму

Навантаження	Тип	Кількість	Фаза "А"		Фаза "С"	
			Ом	ВА	Ом	ВА
Лічильник активної і реактивної енергії	FINTRONIC ФПН-2306	1	0,031	0,245	0,031	0,245
Амперметр	Э-30	1	0,07	1,75	-	-
Всього		2	0,101	1,995	0,031	0,245

Необхідний переріз приєднувальних проводів знаходять по

формулі:

$$S_{\text{ПРОВОД}} = \frac{\rho L}{R_{\text{ПРОВОД}}} \quad (1.47)$$

де:  $\rho$  - питомий опір дроту приєднувальних проводів,

$0,017 \frac{\text{Ом} \cdot \text{м}^2}{\text{м}}$ ,

L - розрахункова довжина проводів, м

Згідно з положенням приймаємо довжину приєднувальних проводів

L=3 м, матеріал проводу-мідь,  $\rho=0,017$ ,  $0,017 \frac{\text{Ом} \cdot \text{м}^2}{\text{м}}$ .

Тоді ,  $S_{\text{ПРОВОД}} = \frac{\rho L}{R_{\text{ПРОВОД}}}$

За результатами розрахунку приймаємо близький стандартний переріз, але не менше  $2,5 \text{ мм}^2$ , згідно прийнятих норм для мідних проводів. Отже,

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32



виходячи з цього, вибираємо провід марки ПВ-2,5. Тоді дійсне значення опору проводу знаходять за формулою:

$$R_{\text{ДПРОВ}} = \frac{\rho L}{F_{\text{ДПР}}}, \text{Ом}, \quad (1.48)$$

де  $F_{\text{ДПРОВ}}$  - дійсне значення перерізу проводу,  $\text{М}^2$ .

Отже :

$$R_{\text{ДПРОВ}} = \frac{1570}{2510} \text{Ом}, \quad (1.49)$$

Знайдемо повний опір проводу за формулою:

$$Z_{\text{ДПРОВ}} = R_{\text{ДПРОВ}} + jX_0, \text{Ом} \quad (1.50)$$

де  $X_0$  - питомий реактивний опір проводу,  $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ ,

$L$  - довжина проводу,  $L = 3 \cdot 10^{-3} \text{ км}$ .

Отже :

$$Z_{\text{ДПРОВ}} = 0,6101 + j0,0012 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір у фазі знаходять по формулі :

$$Z_{\text{ДПРОВ}} = Z_{\text{ДПРОВ}} + Z_{\text{Н}} + Z_{\text{К}}, \text{Ом}, \quad (1.51)$$

де :  $Z_{\text{Н}}$  - повний опір послідовно ввімкнених приладів, Ом;

$$Z_{\text{Н}} = 0,101 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{К}} - \text{повний опір контактів, Ом; } Z_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}.$$

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33



Сумарна потужність складає:

$$S_{TP} = I_{HP}^2 \cdot \Sigma Z, \text{ ВА} \quad (1.52)$$

$$S_{TP} < Q_{25}, \text{ ВА.}$$

Аналізуючи розрахункові дані, бачимо, що сумарні опір та потужність не перевищують номінальні навантаження:

$$\Sigma Z < 0,4 \text{ Ом} \quad \text{та} \quad S_{TP} < 10 \text{ ВА.} \quad (1.53)$$

Отже, можна зробити висновок, що вибраний трансформатор струму задовольняє умови заданому класу точності.

Вибраний трансформатор струму перевіряють на термічну і динамічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання.

Перевірка на термічну стійкість здійснюється за умовою:

$$K_{PRO3} < K_{ДИС} \quad (1.54)$$

де  $K_{PRO3}$  та  $K_{ДИС}$  відповідно розрахункове та допустиме значення кратності струму;  $K_{ДИС} = 90$

$$K_{PRO3} = \frac{I_{к.з}^3}{I_{HP}^3} \cdot \sqrt{t}, \quad (1.55)$$

де  $I_{к.з}^3$  - струм трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму, А

$I_{HP}$  - номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

t-фіктивний час проходження струму к.з.

Отже :

$$K_{\text{проз}} = 29,7 < 90.$$

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

$$29,7 < 90.$$

Перевірка на динамічну стійкість здійснюється за умовою:

$$K_{\text{проз}} \leq K_{\text{д.доп}} \quad (1.56)$$

де:  $K_{\text{проз}}$  і  $K_{\text{д.доп}}$  - відповідно розрахункове і допустиме значення кратності струму динамічної стійкості;  $K_{\text{д.доп}} = 175$ .

$$K_{\text{проз}} = \frac{i_y}{\sqrt{2} I_{\text{н.р.}}} \quad (1.57)$$

де :  $i_y$  - ударне значення струму трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму, А;

$I_{\text{н.р.}}$  - номінальний робочий струм силового трансформатора ,А

Отже:

$$K_{\text{проз}} = \frac{80}{\sqrt{2} \cdot 175} = 80,18$$

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

$$80,18 < 175.$$

Отже, трансформатор струму вибраний вірно.

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 1.8. Вибір трансформаторів напруги

Для живлення кіл напруги вимірювальних приладів, а також для контролю ізоляції передбачується встановлення трансформаторів напруги на стороні 35 кВ двох НАМИ-35, а на стороні 10 кВ трансформаторів напруги типу НАМИ-10. Клас точності трансформаторів - 0,5. Номінальні дані трансформаторів напруги приведені у таблиці 1.10.

Таблиця 1.10. Номінальні дані трансформаторів напруги

Тип	Номінальна напруга, кВ		$S_{H2}$ ВА	З'єднання обмоток	Коефіцієнт трансформації
	ВН	НН			
НАМИ-10	10	0,1	120	Y/Y/ $\Delta$	100

Трансформатори напруги вибирають за наступними умовами:

- номінальною напругою  $U_{HT} \geq U_H$ ; (1.58)

- номінальною вторинною потужністю  $S_{H2} > S_2$ ; (1.59)

- класом точності (клас точності при розрахунковому навантаженні повинен відповідати найвищому класу точності приєднувальних приладів)

навантаження трансформаторів напруги записуємо в таблицю 1.11.

Таблиця 1.11. Навантаження трансформаторів напруги

Назва і тип приладу	Кількість	P, Вт	Q, вар
Лічильник активної/реактивної енергії – FINTRONIK ФПН – 2306	1	23	53,7
Вольтметр	2	12	-
Всього	3	47	53,7

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Вторинне навантаження  $S_2$  (ВА) знаходиться за формулою:

$$S_2 = \sqrt{P + Q}, \quad (1.60)$$

де  $P$ ,  $Q$  – відповідно активна і реактивна потужність приладів, приєднаних до вторинної обмотки трансформатора напруги.

$$S_2 = \sqrt{120^2 + 71,4^2}, \text{ ВА}$$

$$120 > 71,4$$

Отже, трансформатор напруги вибраний вірно[9].

### 1.9. Вибір трансформатора власних потреб підстанції

Витрати електроенергії на власні потреби підстанції пов'язані з наявністю електроприводу для допоміжних механізмів і засобів, а також освітленням підстанції та її території.

До власних потреб відноситься спожита електроенергія, необхідна для роботи кіл керування, автоматики, захисту, сигналізації, обігріву електричних лічильників та вимикачів, освітлення лінійного поста.

В період ремонтних робіт до трансформатора власних потреб (ТВП) під'єднують електрозварювальний апарат 12 кВт, компресор 4,5 кВт і т.д. Для освітлення території підстанції та обігріву приладів і обладнання необхідна потужність 5 кВт, для поста керування підстанцією - 4 кВт.

Кількість ТВП, що встановлюють на РТП відповідає кількості силових трансформаторів( або кількості секцій шин РП-10 кВ).

Розрахункове навантаження ТВП знаходять за виразом:

$$S_{ТВП} = Q \cdot S_{\Sigma}, \text{ кВА}, \quad (1.61)$$

де  $S_{\Sigma}$  – сумарна номінальна потужність силових трансформаторів на РТП.

$$S_{ТВП} = 0,01 \cdot 5000 = 50, \text{ кВА}.$$

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Загальна потужність споживачів власних потреб першої черги забезпечення електроспоживання ( за умов надійності ) складає:

$$S_{ТВП} = 0.6 \cdot S_{ТВП} \quad (1.62)$$

$$S_{ТВП} = 0,6 \cdot 50 = 30, \text{ кВА.}$$

а величиною  $S_{ТВП}$  здійснюють вибір потужності кожного ТВП. При цьому повинна виконуватись умова :

$$S_{ТВП} \leq S_{н.ТВП}, \quad (1.63)$$

де  $S_{н.ТВП}$  - номінальна потужність одного ТВП на РТП

$$30 \leq 40$$

Виходячи з розрахункових даних вибираємо трансформатор ТМ 40/10-У1 10/0,4 кВ. Трансформатор встановлюється у шафи КРЗ-10 та під'єднується до вводу через запобіжники типу ПК-10. Захист здійснюється плавкою вставкою.

### 1.10. Вибір обмежувачів перенапруги

Для захисту відхідних повітряних ліній електропередачі, котрі комутуються вакуумними вимикачами типу ВВ/TEL-10 встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПН-КС/TEL.

Наведемо приклад вибору таких обмежувачів перенапруги та їх зовнішній вигляд приведено на рис.1.5.

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

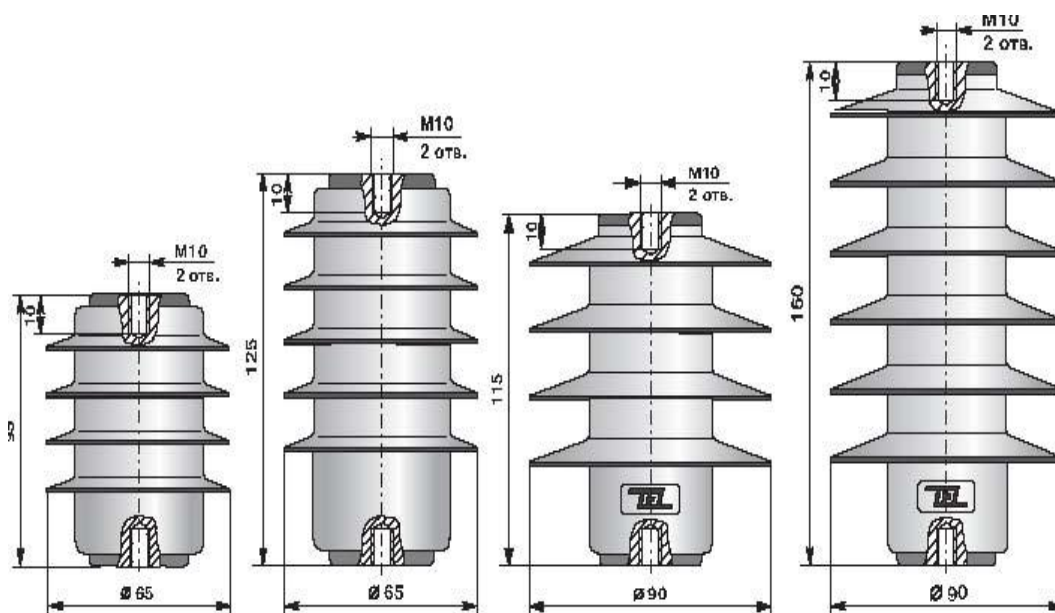


Рис 1.5. Зовнішній вигляд ОПН – КР/TEL-10/10.5-УХЛ2 та КР/TEL-10/10.5-УХЛ1

Конструкція і принцип дії.

При виготовленні обмежувачів використовуються нелінійні металооксидні варистори кращих світових виробників. Технологія складання нелінійних варисторів у полімерний корпус обмежувача унікальна й аналогів у світовій практиці не має. Колонка варисторів міститься між металевими електродами і спресовується в оболонку зі спеціального атмосферостійкого полімерного матеріалу. Полімерний корпус забезпечує необхідні механічні й ізоляційні властивості обмежувача. ОПН/TEL являє собою герметичний монолітний виріб, надійно захищений від зовнішніх впливів.

Обмежувачі випускаються у виконаннях УХЛ1 і УХЛ2, які призначені відповідно для зовнішнього та внутрішнього встановлення згідно ГОСТ 15150.

При випробуваннях руйнація обмежувача відбувається без вибухового ефекту. Обмежувачі є екологічно безпечним апаратом.

Нормований термін служби обмежувачів складає 25 років при гарантійному терміні збереження і експлуатації 5 років.

					МП.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Повітряна мережа 10 кВ з вихідними параметрами:

- клас напруги—10 кВ;
- найбільша робоча напруга мережі в місці установлення ОПН 5 кВ;
- наявність у даній мережі повітряних ліній електропередачі у ненаселеній місцевості -є;
- допустима тривалість однофазного замикання на землю—обмежень немає;  
розрахункова тривалість  $t=24$  години;
- наявність устрою автоматичного шунтування ушкодженої фази (АШФ) відсутня;
- кратність внутрішніх перенапруг  $K_{тах} = 5$ ;
- струм однофазного замикання на землю (без урахування пристрою компенсації)— відсутні точні дані; протяжність повітряних ліній у даній мережі складає 150 км;
- установлення ОПН—зовнішнє (ступінь забрудненості атмосфери—IV);
- група вентильного розрядника (відповідного ОПН)—IV.

Вибір обмежувачів перенапруги

1. Найбільша допустима напруга ОПН  $U_{нд}$  повинна перевищувати найбільшу робочу напругу мережі  $U_{н.р.}$

$$U_{нд} > U_{н.р.} \quad (1.64)$$

$$10,5 > 10$$

У мережах з ізольованою нейтраллю або з компенсацією ємнісних струмів за найбільше значення напруги приймається лінійна напруга мережі.

Для забезпечення найкращих показників захищеності в мережах різного виконання ПГ “Таврида Електрик” випускає обмежувачі перенапруг з набором  $U_{нд}$  на кожен клас напруги, які приведені в таблиці 1.12.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Таблиця 1.12. Найбільша допустима напруга ОПН

Клас напруги мережі	Найбільша допустима напруга ОПН
10	10,5; 11,5; 12,0; 12,7.

2. Рівень тимчасових перенапруг повинен бути меншим максирисунокьного значення напруги промислової частоти, що витримує ОПН за час  $t$ :

$$T \cdot U_{н.д.} > U_{пер}, \quad (1.65)$$

де  $U_{пер}$  – рівень квазістаціонарних перенапруг (ферорезонансні перенапруги, резонансний зсув нейтралі);  $T$  – кратність перенапруги. Залежність приведена на рис. 1.6.

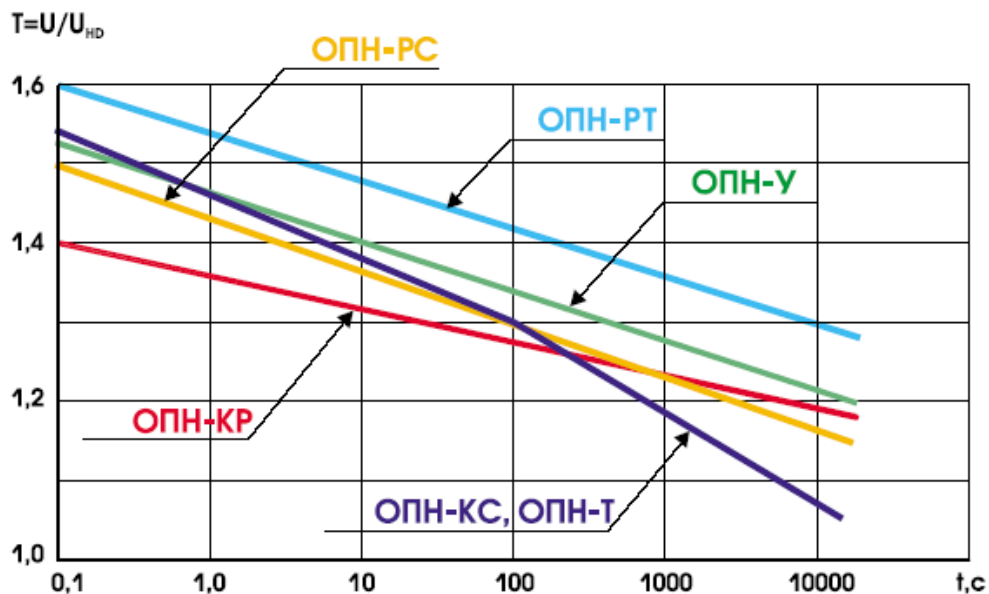


Рис. 1.6. Допустимий час прикладення напруги промислової частоти

Залежність імовірності появи перенапруги від певної кратності приведено на рис. 1.7.

Залежність дугових перенапруг від співвідношення активної та ємнісної складових струму замикання на землю приведено на рис. 1.8.

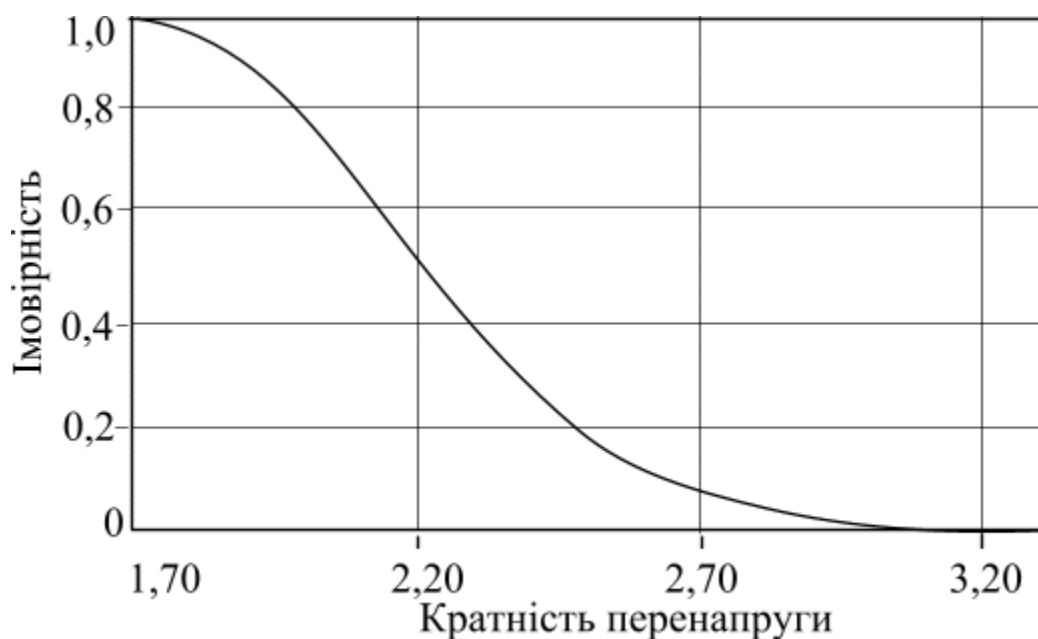


Рис. 1.7. Ймовірність появи перенапруги певної кратності

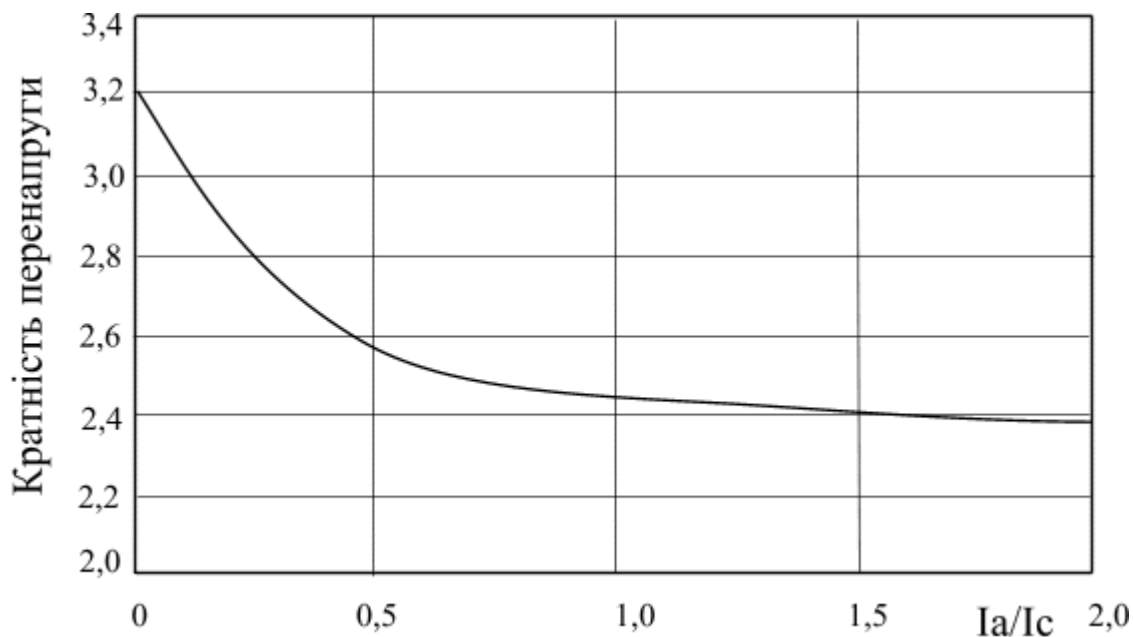


Рис. 1.8. Залежність дугових перенапруг від співвідношення активної та ємнісної складових струму замикання на землю

Для систем електропостачання сільського господарства приймаються наступні вихідні дані для визначення  $U_{\text{пер}}$ : імовірність появи внутрішніх перенапруг 10 % (0,1 рис. 1.7.); відношення  $\frac{I_a}{I_p}$  складає – 0,5.

Величина внутрішніх перенапруг для мережі 10 кВ може складати

$$U_{\text{пер}} = 31,5 \text{ кВ.}$$

Допустима кратність перевищення напруги  $T$  буде (відповідно табл. 1.13):

1.  $T=15,0/10,5=1,4$ ;
2.  $T=15,0/11,5=1,3$ ;
3.  $T=15,0/12=1,25$ ;
4.  $T=15,0/12,7=1,18$ .

Найбільша тривалість внутрішніх перенапруг у системах електропостачання с.г. складає  $t=1 \dots 2$  с. Для умови  $T \cdot U_{\text{н.д.}} > U_{\text{пер}}$  підходять всі розрядники, окрім ОПН – КР.

3. Обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами  $A_{\text{гр}}$

$$A_{\text{гр}} = U_{\text{ост}} \cdot (0,2 - 0,25) \quad (1.66.)$$

де  $U_{\text{исп}}$  – рівень грозового випробувального імпульсу;  $U_{\text{ост}}$  – напруга, що залишається на ОПН при номінальному розрядному струмі; (0,2 – 0,25) – координаційний інтервал.

Наявність відстані між ОПН і устаткуванням викликає підвищення напруги на устаткуванні в порівнянні з залишковою напругою на ОПН. У зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути на 20...25 % нижчим випробувальної напруги повного або зрізаного грозового імпульсу. Для оцінки напруги, що залишається на ОПН можна скористатися  $U_{\text{ост}}$  при номінальному розрядному струмі.

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.14. Залишкова напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі

Тип ОПН	Клас напруги, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Залишкова напруга при номінальному розрядному струмі, кВ
ОПН – РС	10	12,7	42,8
	6	6,0	19,3
		6,6	21,0
		7,6	25,7
		6,9	22,0
		10,5	34,0
ОПН – КС	6	6,0	21,5
		6,9	33,0
	10	10,5	35,8
		11,5	18,5

Визначення координаційного інтервалу проводять за виразом (1.66). Якщо умова не виконується, то необхідно вибрати ОПН із меншим значенням  $U_{нд}$ .

$U_{исп}=80$  кВ (табл. 1.14).  $U_{ост}=42,8$  кВ – для ОПН – РС – ( $U_{нд} = 12,7$  кВ) (табл. 1.15)

$U_{ост}=33$  кВ – для ОПН – КС – ( $U_{нд} = 10,5$ кВ).

$A_{гр}$  (для ОПН – РС) =  $(80-42,8)/42,8=0,87 > (0,2...0,25)$  – умова виконується.

$A_{гр}$  (для ОПН – КС) =  $(80-33)/33=1,42 > (0,2...0,25)$  – умова виконується.

4. Обмежувач повинен забезпечити захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами  $A_{вн}$ :

$$\frac{U_{ост}}{U_{исп}} > (0,15-0,25), \quad (1.66)$$

де  $U_{\text{доп}}$  – допустимий рівень внутрішніх перенапруг;  $U_{\text{ост}}$  – напруга, що залишається на ОПН при комутаційному імпульсі.

Таблиця 1.15. Допустимі кратності внутрішніх перенапруг для електроустаткування 6 – 35 кВ з норрисунокньою ізоляцією

$U_{\text{ном}}$ , кВ	6	10	15	20	35
$U_{\text{н.роб.}}$ , кВ	7,2	12	17,5	23	40,5
$U_{\text{исп}}$ , кВ	25	35	45	55	85
$U_{\text{доп}}$ , кВ	41,5	57,9	74,5	91	140,6
$K_{\text{доп}}$	7,0	5,9	5,2	4,6	4,3

Таблиця 1.16. Допустимі кратності внутрішніх перенапруг для електроустаткування 6 – 35 кВ з полегшеною ізоляцією

$U_{\text{ном}}$ , кВ	6	10	15	20
$U_{\text{н.роб.}}$ , кВ	7,2	12	17,5	23
$U_{\text{исп}}$ , кВ	16	24	37	50
$U_{\text{доп}}$ , кВ	26,5	39,7	61,2	82,7
$K_{\text{доп}}$	4,5	4,1	4,3	4,2

Для захисту силового трансформатора  $U_{\text{доп}} = 57,9$  кВ (табл.1.16.,  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ).

Для захисту трансформатора напруги  $U_{\text{доп}} = 39,7$  кВ (табл.1.17.,  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ).

Із таб.1.15.

$U_{\text{ост}} = 42,8$  кВ – для ОПН–РС – ( $U_{\text{нд}} = 12,7$  кВ).

$U_{\text{ост}} = 33$  кВ – для ОПН–КС – ( $U_{\text{нд}} = 10,5$  кВ).

Тоді

$A_{\text{вн}}(\text{для ОПН – РС}) = (57,9 - 42,8) / 42,8 = 0,35 > (0,15 \dots 0,25)$  – умова виконується.

$A_{\text{вн}}(\text{для ОПН – КС}) = (39,7 - 33) / 33 = 0,20 > (0,15 \dots 0,25)$  – умова виконується.

Ми вибираємо ОПН - КС/TEL-10/10,5-УХЛ1

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2. Принципи виконання релейного захисту елементів ПС 35/10 кВ

### 2.1. Призначення і загальні вимоги до релейного захисту

При проектуванні й експлуатації будь-якої електричної системи доводиться керуватися можливістю виникнення у ній пошкодження й ненорисуючих режимів роботи.

Найчастішими та найнебезпечнішими видами ушкоджень є різного роду короткі замикання, наслідком яких можуть бути:

- 1) сильні зниження напруги в значній частині системи, що приводять до порушення нормисуючої роботи великої кількості споживачів електроенергії й браку продукції;
- 2) руйнування ушкодженого елемента електричною дугою, що часто виникає при коротких замиканнях у місці порушення ізоляції;
- 3) руйнування устаткування в неушкодженій частині системи в результаті теплової й динамічної дії струмів короткого замикання, сягаючих дуже великих значень;
- 4) порушення стійкості системи, від чого її нормисуюча робота повністю паралізується.

Одним з основних видів ненорисуючих режимів роботи є надструми перенавантаження. У перевантаженому елементі виникають струми, які перевищують довгостроково припустимі для нього значення. При досить великому часі існування цих струмів температура струмоведучих частин підвищується, а їхня ізоляція прискорено зношується або руйнується.

Таким чином, ушкодження й ненорисуючі режими можуть приводити до виникнення в системі аварій, під якими розуміються всякі змушені порушення

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

норрисунокньої роботи всієї системи або її частини, що супроводжуються недовідпуском електроенергії споживачам, неприпустимим погіршенням її якості або руйнуванням устаткування.

Причини виникнення аварій бувають досить різноманітні, але здебільшого є результатом вчасно не виявлених і не усунутих дефектів устаткування, незадовільного проектування, монтажу або експлуатації. Запобігання виникнення аварій або їхнього розвитку при ушкодженні в електричній системі часто може бути забезпечене шляхом швидкого відключення ушкодженого елемента. За умовами забезпечення безперебійної роботи неушкодженої частини системи час відключення ушкодженого елемента повинне бути досить невеликим і часто становить менше секунди.

Людина, яка обслуговує установку, не в стані за такий короткий час визначити місце виникнення ушкодження й усунути його. Тому електричні установки мають спеціальні пристрої - реле, що здійснюють їхній релейний захист. Основне призначення релейного захисту зводиться до автоматичного від'єднання ушкодженого елемента від іншої, неушкодженої частини системи за допомогою вимикачів. При цьому може бути відновлений норрисунокний режим роботи системи й припинення руйнування ушкодженого елемента.

Таким чином, релейний захист є однієї з галузей автоматизації електричних систем. Додатковим, другим призначенням релейного захисту є реагування на небезпечні неноррисунокні режими роботи елементів системи. [2,13].

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

### 2.1.1. Основні вимоги до пристроїв релейного захисту

У загальному випадку релейний захист, що діє на відключення має відповідати наступним вимогам:

- 1) селективність;
- 2) швидкодія;
- 3) чутливість;
- 4) надійність.

**Селективність:** Селективним називається така дія захисту, при якому вона відключає тільки ушкоджений елемент за допомогою його автоматичних вимикачів. Всі інші частини системи повинні при цьому залишатися ввімкненими. Така дія захисту при резервуванні живлення споживачів виключає перерви в їхньому електропостачанні. При одиночному живленні споживача, наприклад через одну лінію, він залишається без напруги у випадку ушкодження на лінії навіть при селективній дії її захисту. Однак, як підказує досвід експлуатації, більшість ушкоджень на повітряних лініях носять легкий характер і самоліквідуються після зняття з ліній напруги. Тому при одиночному живленні споживача особливо ефективним стає застосування на повітряних лініях, на додаток до їх релейних захистних, пристроїв автоматичного повторного включення (АПВ). Вони дають вдале зворотнє включення приблизно в 70-90% випадків ушкоджень й, таким чином, можуть значно підвищити надійність енергопостачання. Вимога селективної дії – захист не повинен включати резервування захистів і вимикачів суміжних ділянок.

**Швидкодія:** У більшості випадків до релейного захисту, що діє на відключення, пред'являється вимога швидкості дії.

Це визначається наступними основними міркуваннями.

- 1) Прискорення відключення ушкоджень підвищує стійкість паралельної роботи машин у системі. При застосуванні швидкодіючих реле й вимикачів, порушення динамічної стійкості паралельно працюючих

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



синхронних машин внаслідок коротких замикань практично може бути повністю виключено. Тим самим усувається одна з основних причин виникнення найбільш важких з погляду безперебійної роботи споживачів системних аварій.

2) Прискорення відключення ушкоджень зменшує час роботи споживачів при зниженій напрузі. При швидкодіючих щитах і вимикачах практично всі двигуни, установлені як у споживачів, так і на власних потребах електричних станцій, після короткого замикання можуть залишитися в роботі. Більше того, зменшення обертаючих моментів, наприклад у асинхронних двигунах, виявляється настільки короточасним, що навіть споживачі, особливо чутливі до зниження числа обертів, переносять це зовсім безболісно.

3) Прискорення відключення ушкоджень зменшує розмір руйнування ушкодженого елемента. Так, наприклад, перегорання проводів ліній високої напруги стає рисунокоймовірним; зменшується час, необхідний для проведення ремонту ушкоджених елементів, і зменшуються витрати на нього.

4) Прискорення відключення ушкоджень підвищує ефективність автоматичного повторного включення ушкоджених повітряних ліній. При швидкодіючому захисті й вимикачах, що допускають дуже швидке повторне включення, останнє може бути зроблене через настільки рисунокий проміжок часу після виникнення ушкодження на лінії, що приєднані до неї споживачі практично навіть не відчують перерви в живленні.

5) Прискорення відключення ушкоджень поліпшує якість електричного освітлення[1].

**Чутливість:** Релейний захист повинен бути досить чутливим до ушкоджень і неноррисунокьних режимів роботи, які можуть виникати на захищаємих елементах, та в електричній системі . Задоволення вимог необхідної чутливості в сучасних електричних системах часто зустрічає ряд серйозних труднощів. Так, наприклад, при передачі великої кількостей енергії в райони споживання віддалені на відстані десятків, а іноді й сотень

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кілометрів, використовуються мережі високої напруги з великою пропускною здатністю окремих ліній електропередачі. При цьому струми короткого замикання ушкоджених ліній при обліку можливих мінірисункових режимів роботи станції й ушкоджень через значні перехідні опори (наприклад, електричні дуги) можуть бути порівнянними або навіть менше максирисункових струмів навантажень. Це приводить до неможливості використання в таких випадках простих струмових захистів і змушує переходити на значно більш складні й дорогі типи захисних пристроїв. Тому з урахуванням досвіду експлуатації й рівня техніки до захистів пред'являються певні мінірисункові вимоги відносно чутливості. Застосування ж більш чутливих захистів може вважатися виправданим, якщо це не погіршує їх інших показників (селективності, швидкодії й надійності). Чутливість захистів прийнято оцінювати коефіцієнтом чутливості  $K_{\text{ч}}$  який для максирисункових захистів дорівнює відношенню розрахункового (мінірисункового) значення параметра, на який захист повинен реагувати, до його значення, що викликає спрацьовування захисту[4]. У всіх випадках  $K_{\text{ч}}$  повинен бути більше 1,5.

**Надійність:** Захист завжди повинен бути готовий до дії й надійно працювати у всіх випадках ушкоджень і ненормативних режимів роботи, забезпечувати 100-процентну правильність дії. Однією з основних передумов захистів, що забезпечують надійну дію, є простота їхніх схем виконання й мінірисункова кількість контактів реле, послідовно задіяних у роботі схеми. Надійність захисту визначається також якістю вхідних у неї реле, досконалістю монтажу й правильним веденням експлуатації. Максирисункове спрощення схем захистів є одним з основних вимог сучасної техніки релейного захисту. У ряді випадків спрощення схем супроводжується одночасним зменшенням кількості вхідних у них реле. Однак у деяких випадках схеми зі зменшеною кількістю реле виявляються більш складними. На їхнє застосування йдуть, наприклад, з метою економії деяких спеціальних складних реле, що входять у захист[8,9].

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

## 2.1.2. Основні принципи побудови захисних пристроїв

Принципи побудови захисних пристроїв досить різноманітні. Доцільно, що існують види захисних пристроїв, які підрозділяють на чотири принципово різні категорії :

1. Струмові захисти, що діють із витримкою часу або без неї, при перевищенні струмом заздалегідь установленної величини. Ці захисти в одних випадках виконуються ненаправленими, а інші для забезпечення селективності - спрямованими, тобто діючими тільки при певному знаку потужності короткого замикання.
2. Дистанційні захисти, що діють із витримками часу, яка автоматично збільшується при зростанні відстані від місця їхньої установки до місця ушкодження. Ці захисти як і струмові, виконуються спрямованими й ненаправленими.
3. Диференціальні захисти, що діють без витримки часу в тому випадку, якщо різниця двох або декількох порівнюваних однорідних величин (звичайно струмів) або обумовлених ними моментів сил перевищує заздалегідь установлену величину.
4. Високочастотні захисти, що діють без витримки часу в тому випадку, якщо різниця порівнюваних між собою однорідних величин перевищує, заздалегідь встановлену величину (як у диференціальних захистах) або коли знаки потужностей на обох кінцях елемента, що захищається, однакові[7].

## 2.2. Принцип роботи максирисункового струмового захисту

Однією з найбільш характерних ознак виникнення КЗ, а також інших порушень нормального режиму роботи електроустановок є різке збільшення струму, який стає значно більшим струму навантаження. На використанні цього принципу базується дія максирисункового струмового захисту, структурна схема якого приведена на рис. 2.1

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

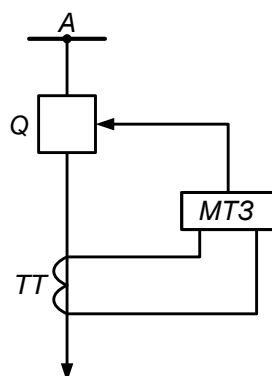


Рис. 2.1. Принцип дії максирисункьного струмового захисту

До реле максирисункьного струмового захисту МТЗ через трансформатор струму ТА підводиться струм, що проходить по захищасьмому об'єкту (лінії W). При норрисункьних значеннях струму навантаження захист не діє, але коли струм зросте і досягне раніше встановленого значення, захист спрацює і відключить вимикач Q. Значення струму, при якому спрацьовує захист, називається струмом спрацювання захисту[11].

Таким чином, першою вимогою, якій повинен відповідати максирисункьний струмовий захист, є правильне виявлення моменту виникнення пошкодження в захищасьмому ланцюзі, що досягається встановленням певного значення струму спрацювання.

Виникнення надструму в якому-небудь елементі не завжди є ознакою пошкодження саме цього елемента. Справа в тому, що надструм проходить не тільки по пошкодженому елементу, але і по зв'язаному з ним непошкодженому елементу електроустановки чи електромережі.

Другою вимогою, якій повинен відповідати максирисункьний струмовий захист, є правильний вибір пошкодженої ділянки. Для виконання цієї вимоги, яка має назву вибірковості або селективності, максирисункьні струмові захисти ділянок електромережі повинні мати різний час спрацювання, який збільшується в напрямку до джерела живлення.

Час спрацювання захисту від моменту виникнення надструму до впливу на вимикач називається витримкою часу.

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Для виявлення моменту виникнення аварії та забезпечення дії струмовий захист складається з двох органів: пускового органу, який виявляє момент виникнення кз або іншого порушення нормального режиму роботи та здійснює пуск захисту, і уповільнюючого органу (органу витримки часу), який уповільнює дію захисту для забезпечення селективності.

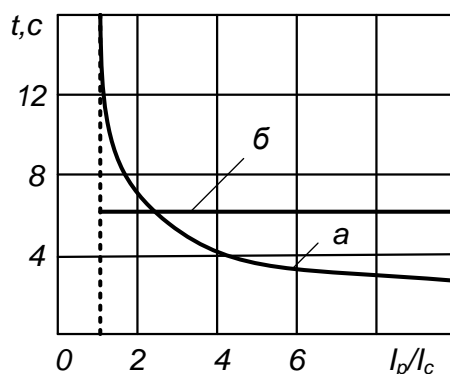


Рис. 2.2. Характеристики часу спрацьовування максирисункьного струмового захисту

а – залежна; б – незалежна

В якості пускових органів максирисункьного струмового захисту використовуються вимірювальні реле струму (максирисункьні струмові реле), а в якості уповільнюючого органу – реле часу. Струмові реле типів РТВ, РТ-80, РТ-90 мають обидва органи. Через це при виконанні максирисункьного струмового захисту з використанням цих реле окремі реле часу не встановлюються. Як відомо, вказані вище струмові реле мають залежну характеристику часу спрацьовування. Через це максирисункьний струмовий захист, що використовує ці реле, називається максирисункьним струмовим захистом із залежною характеристикою часу спрацьовування (крива а на рис.2.2).

При використанні в якості пускових органів максирисункьного струмового захисту струмових реле миттєвої дії типу РТ-40 чи ЕТ-520 витримка часу створюється окремими реле часу типу ЕТ чи РВМ. Час спрацьовування максирисункьного струмового захисту, виконаного з допомогою вказаних реле, не залежить від струму кз, так як реле часу завжди спрацьовує з одним і тим

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

самим встановленим на них часом спрацьовування (пряма б на рис.2.2).

Максирисунокний струмовий захист є найбільш простим і дешевим захистом і через це широко використовується для захисту генераторів, трансформаторів, електродвигунів і ліній електропередач з одностороннім, а в ряді випадків і з двохстороннім живленням.

### 2.3. Струмова відсічка

Струмова відсічка на лініях з одностороннім живленням.

Струмовою відсічкою називається максирисунокний струмовий захист з обмеженою зоною дії, яка має у більшості випадків миттєву дію.

На відміну від максирисунокного струмового захисту, селективність дії струмової відсічки досягається не витримкою часу, а обмеженням зони її впливу. Для цього струм спрацьовування відсічки відкладається не від струму навантаження, а від струму при кз в кінці захищаємої лінії чи в іншій певній точці, де відсічка не повинна діяти.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

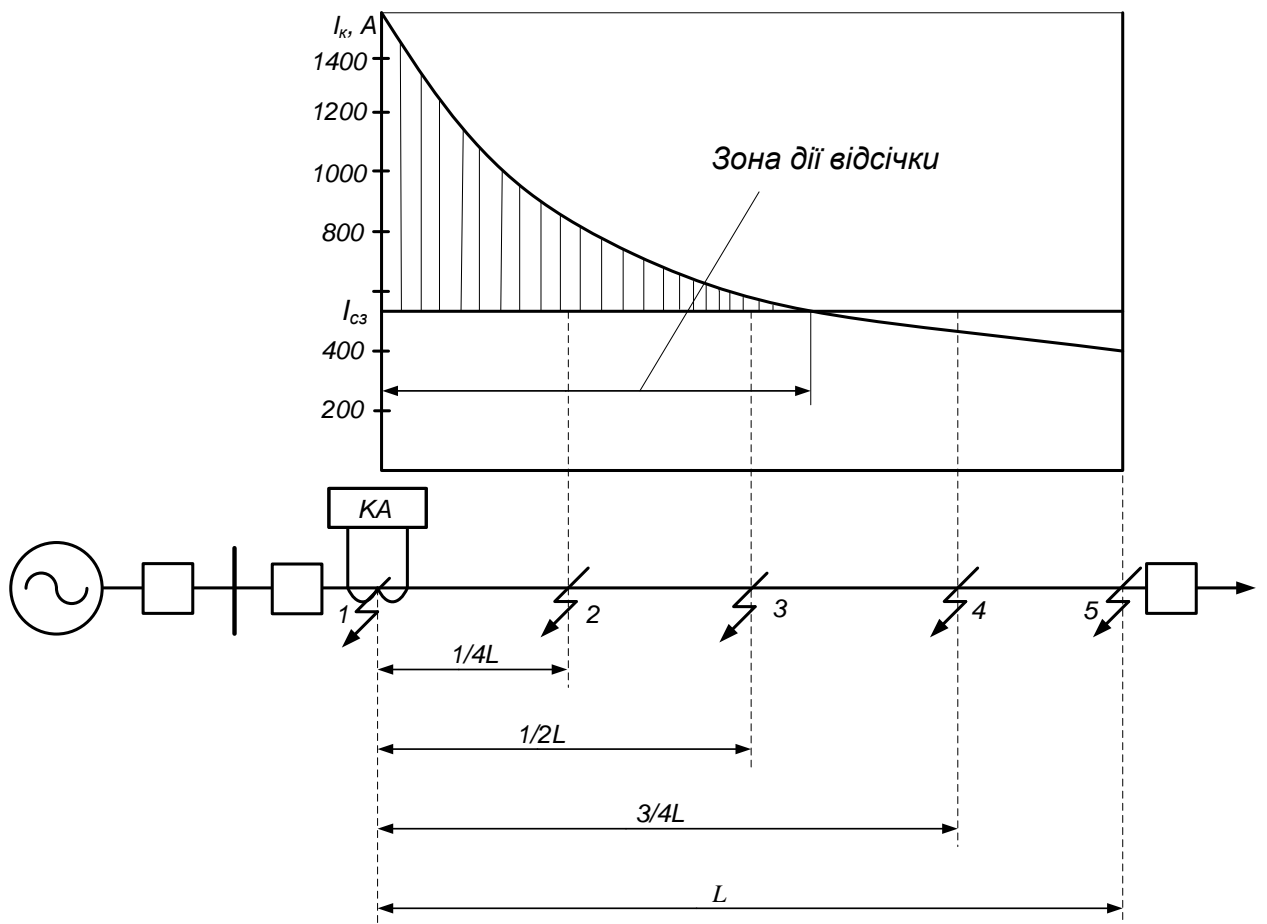


Рис. 2.3. Принцип дії струмової відсічки на лінії з одностороннім живленням

Характер зміни струму  $I_k$  при віддаленні місця  $kz$  від джерела живлення вказаний на рис. 2.3. Струм спрацьовування відсічки миттєвої дії вибирається таким чином, щоб вона не працювала при пошкодженнях на суміжній лінії чи в трансформаторі живлючої підстанції. Для цього струм спрацьовування повинен бути більше максирисункового значення струму при  $kz$  на шинах протилежної підстанції, тобто в точці 5 на рис 2.3, і знаходиться по формулі:

(2.1)

$$I_{cз} = k_{II} I_{k, \max}$$

або

$$I_{cз} = \frac{k_{II} k_{II} I_{k, \max}}{K_{II}} \quad (2.2)$$

де  $I_{k, \max}$  - максирисункове значення струму  $kz$  на шинах протилежної підстанції;

$k_{cx}$  - коефіцієнт схеми,  $k_H$  - коефіцієнт надійності.

Зона дії відсічки знаходиться графічно, як вказано на рис 2.3.

Струмова відсічка на лініях з двостороннім живленням.

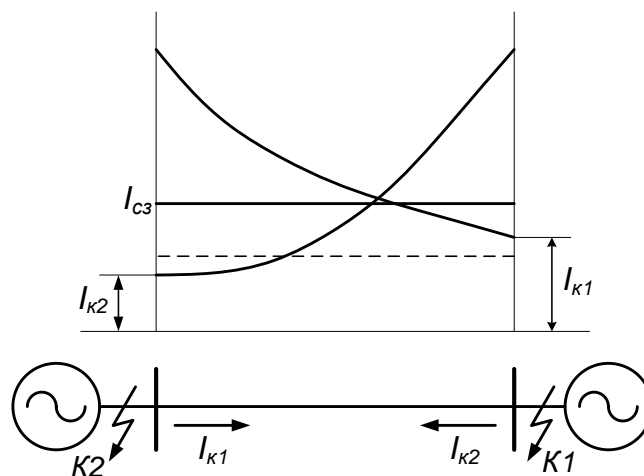


Рис 2.4. Принцип дії відсічки на лінії з двостороннім живленням

Для селективної дії відсічок на лініях з двостороннім живленням (рис 2.4) їхні струми спрацьовування повинні знаходитись по формулі 2.1 по найбільшому значенню струму кз, що проходить по лінії при кз на шинах однієї та іншої підстанції. Для випадку, що розглядається на рис 2.4, найбільшим є струм  $I_{k1}$ , що проходить по лінії при кз в точці К1. Через це струми спрацьовування обох відсічок повинні бути рівними і знаходитись як

$$I_{c3A} = I_{c3B} = k I_{k1} \quad (2.3)$$

Зони дії відсічок знаходяться графічно як точки перетину прямої, що відповідає струму спрацьовування  $I_{c,3}$  з кривими зміни струмів кз.

Розглянута умова вибору струму спрацьовування відсічок для ліній з двохстороннім живленням не є єдиною. Для ліній, по яким можуть протікати струми розкачування, викликані порушенням стійкості чи несинхронним включенням, другою умовою вибору струму спрацьовування відсічок є



відкладання від максирисунокнього струму розкачування по формулі:

$$I_{сз} = k I_{кач,мак} \quad \text{або} \quad I_{ср} = \frac{k k I_{кач,мак}}{K} \quad (2.4)$$

де  $I_{кач,мак}$  - максирисунокньний струм розкачування.

Схеми відсічок відрізняються від схем максирисунокньних струмових захистів відсутністю реле часу[10].

					МП.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

### **3. Обґрунтування та вибір релейного захисту елементів підстанції 35/10 кВ**

#### **3.1 Вибір типів та апаратури релейного захисту елементів підстанції 35/10 кВ**

Релейний захист повинен забезпечити автоматичне вимикання елемента, що захищається, на випадок його uszkodження, що представляє безпосередню безпеку для нього або для всієї установки, а також у випадку виникнення умов, які загрожують uszkodженням (різке зниження рівня масла в трансформаторі) або порушенням нормального режиму роботи установки.

У випадку якщо uszkodження або порушення нормального режиму не представляють безпосередню безпеку для електроустановки, то пристрої релейного захисту повинні забезпечувати сигналізацію, що вказує на виникнення цих режимів.

Виходячи із цих вимог селективності, швидкодії, чутливості, надійності і відповідно до вимог ПУЕ вибираємо типи елементів релейного захисту на підстанції[14].

##### **3.1.1. Вибір релейного захисту повітряних ліній 10 кВ**

Згідно з ПУЕ для лінії 10 кВ необхідно забезпечити встановлення наступних типів захисту:

- МСЗ з витримкою часу, для захисту лінії по всій довжині та резервування нижчестоячих захистів;
- СВ без витримки часу, для миттєвого вимикання близьких найбільш важких коротких замикань ( 20 % лінії);

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

Зазвичай в рисуноко протяжній лінії з декількома розгалудженнями, струми короткого замикання в кінці лінії рисуноко згасають, струм замикання на землю

в мережі великий і тому, як правило, використовується компенсація емнісного струму, трансформатори розгалуджень захищені запобіжниками, компенсація струму замикання на землю відсутня[14].

### 3.1.2. Вибір РЗ для введів 10 кВ та ШЗВ 10 кВ

Згідно з ПУЕ для введів 10 кВ та ШЗВ 10 кВ необхідно забезпечити встановлення наступних типів захисту:

- МСЗ з витримкою часу, для захисту повітряної лінії по всій довжині та резервування нижчестоячих захистів;
- СВ без витримки часу, для миттєвого вимикання близьких найбільш важких коротких замикань ( 20 % лінії);
- ЛЗШ, для організації селективного вимикання короткого замикання на шинах.

Цей захист включається на трансформатори струму вимикача зі сторони НН. Перша ступінь виконана без витримки часу і блокується пристроями захисту фідерів, що відходять. Друга ступінь виконується з витримкою часу селективної з фідерами. Третьою ступінню є захист від перевантаження трансформатора.

### 3.1.3. Вибір РЗ для силового трансформатора

Згідно з ПУЕ для силового трансформатора необхідно забезпечити встановлення наступних типів захисту:

- Диференційний захист силового трансформатора;
- Газовий захист;
- Струмовий захист від зовнішніх коротких замикань;

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Резервна струмова відсічка.

В країнах СНД використовується застосування захисту від внутрішніх пошкоджень для трансформаторів менше 4МВА – максирисунокний захист і струмова відсічка, а для трансформаторів більшої потужності - диференційний захист.

На нашій підстанції встановлений двообмотковий понижуючий трансформатор підвищеної потужності (більше ніж 4МВА). Доцільно включити на трансформатори струму вбудовані на стороні ВН трансформатора та ТС вимикача сторони НН. Використовується повздовжній дифзахист трансформатора підвищеної чутливості. Газовий захист підключається на дискретний вхід реле вводу ВН . Підключення дифзахисту до ТС, вбудованого в трансформатор, підвищує чутливість дифзахисту[5].

### **3.1.4. Вибір РЗ на ввід 35 кВ**

Цей захист включений на трансформатори струму вимикача зі сторони ВН. Струмові органи захисту нульової послідовності можуть бути включені на фазний струм ТС і використовуватися для пуску, охолодження та блокування РПН. Струмова відсічка відбудовується від КЗ на стороні НН. Друга ступінь – виконана без витримки часу і блокується пристроєм захисту сторони НН. Третя ступінь – максирисунокний захист з витримкою часу.

### **3.1.5. Вибір РЗ на трансформатор напруги**

При виборі РЗ для ТН з'являється можливість виконати блокування по напрузі МТЗ. Цей захист включений на ТН зі сторони НН. Може використовуватися для блокування захисту трансформатора по напрузі.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

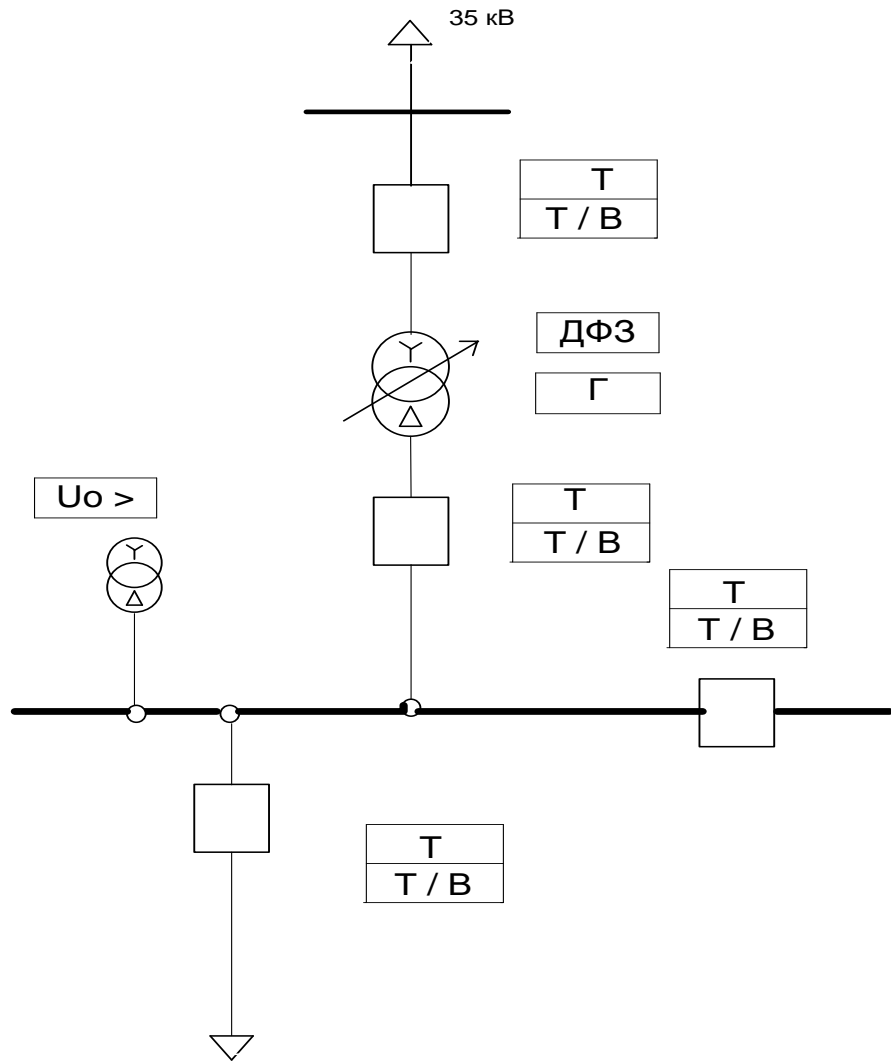


Рис. 3.1. Вибір типів обладнання РЗ для ПС 35/10 кВ

### 3.2. Коротка характеристика пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600

Фірма Siemens здійснює розробку і виробництво[10]:

- Мікропроцесорних пристроїв релейного захисту і автоматики (МП РЗА);
- Мікропроцесорних систем управління енергопостачання (АСУ енергопостачання).

МП РЗА фірми Siemens відрізняють наступні особливості:

- уніфікація і модульна побудова програмно-апаратних засобів, а саме:
  - конструктивного модульного виконання і уніфікованого монтажу;
  - єдина концепція настройки і обслуговування для всіх типів пристроїв і, як наслідок, уніфікований зручний призначений для користувача інтерфейс;

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

-комфортне і доступне програмне забезпечення для виконання обслуговування;

-використання стандартних комунікаційних інтерфейсів для зв'язку з системою контролю управління;

- пропозиція широкої гамми пристроїв для всіх класів напруги і типів електроустаткування, що захищається;
- термін експлуатації пристроїв, як мінімум 25 років, що включає можливість технічної підтримки при розвитку;
- забезпечення найвищих вимог до якості продукції і сервісного обслуговування;
- проведення навчання і перепідготовки обслуговуючого персоналу.

### Багатофункціональний термінал захисту 7SJ600



Рис.3.2. Пристрій РЗ SIEMENS 7SJ600

Реле SIPROTEC 7SJ600 - це цифровий пристрій максирисункьного струмового захисту для радіальних розподільних мереж та ел. двигунів, а також цей пристрій може бути використаний як резервний захист із пристроями диференційного захисту трансформаторів, генераторів, ліній.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Пристрій 7SJ600 містить у собі максирисунковий струмовий захист із незалежною та залежною витримкою часу, а також захист від перевантаження й несиметричного навантаження для двигунів. Також реле 7SJ600 правильно розпізнає несиметричні короткі замикання, при яких величини струмів можуть бути менше струмів навантаження або обриви фаз.

#### Основні функції захисту

- Струмовий захист із витримкою часу;
- Струмовий захист без витримки часу;
- Захист від замикання на землю;
- Захист від перевантажень;
- Автоматичне повторне включення;
- Контроль справності ланцюгів відключення.

#### Захист двигуна

- Контроль тривалості запуску;
- Захист від роботи двигуна із заблокованим ротором.

#### Функції керування

- Команди керування вимикачем;
- Здійснення керування з клавіатури, DIGSI 4 або SCADA систему.

#### Функції виміру

- Поточні значення струму.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

### Функції контролю

- Реєстрація ушкоджень із оцінкою часу;
- 8 записів осцилограм ушкоджень;
- Безперервний самоконтроль.

### Комунікаційні можливості

- Через персональний комп'ютер і програму DIGSI3 або DIGSI4;
- Через RS232-RS485 конвертер;
- Через модем;
- Протокол IEC 60870-5-103;
- Інтерфейс RS485.

### **Допоміжна напруга живлення на вибір:**

- 24/48 В, 60/110/125 В, 220/250 В, постійного струму;
- 115 В, 230 В змінного струму.

## **3.2. Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ**

Для захисту повітряної лінії 10 кВ використовують максирисункьний струмовий захист (МСЗ). Для прикладу розрахуємо лінію №2.

У мережах напругою 10 кВ максирисункьний струмовий захист виконується у двофазному варіанті (трансформатори струму встановлюються у двох фазах), тому можуть бути використані схеми з'єднання трансформаторів струму у неповну зірку або на різницю струмів двох фаз.

Розрахунок струму спрацювання МСЗ здійснюється за наступним виразом:

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$I_B = \frac{I_{\text{MAX}}}{K} I_{\text{EM},A} \quad (3.1)$$

де :  $K_H$  - коефіцієнт надійності (враховує нестабільність характеристик або "розкидання" точок характеристик, для обраного релейного захисту на базі мікропроцесорного пристрою 7SJ600 і приймає значення 1,05;  $K_{\text{С.З.Д}}$  - коефіцієнт, що враховує самозапуск електричних двигунів(для міських мереж приймається рівним 2,5,а для сільських мереж-2,0).

$K_B$  - коефіцієнт повернення (для обраного релейного захисту на базі 7SJ600  $K_B = 0,95$ ).

$I_{\text{P.МАКС}}$  - робочий максирисунокньний струм.

Робочий максирисунокньний струм визначається на основі порівняння навантаження денного та вечірнього максимумів.

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} U_{\text{ЛК}}} \quad (3.2)$$

$U_{\text{НОМ}} = 10$  кВ.

Розрахуємо робочий максирисунокньний струм:

$$I_{\text{МК}} = \frac{86}{\sqrt{30}} = 4,11, \text{A}$$

Відповідно до вихідних даних розрахунку розрахуємо струм спрацювання захисту:

$$I_B = \frac{I_{\text{МК}}}{K} = 4,12 \text{ A}$$

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{CP} = \frac{I_C}{n_T} \cdot K_{C.X}, \text{ A} \quad (3.3)$$

де :  $K_{C.X}$  - коефіцієнт схеми (при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку ,  $K_{C.X} = 1,0$ , а у випадку з'єднання на різницю фаз  $K_{C.X} = 3,0$ );

$n_{T.T}$  - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Відповідно до розрахункових даних для розгалуженої повітряної лінії, для якої вибраний трансформатор струму на 75 А, розрахуємо коефіцієнт трансформації (знаючи , що струм вторинної обмотки рівний 5 А).

$$n_T = \frac{75}{5} = 15$$

Отже коефіцієнт трансформації для даного трансформатора рівний 15.

Розрахуємо струм спрацювання реле:

$$I_{CP} = \frac{100}{15} \cdot 100, \text{ A} \quad (3.4)$$

Для захисту розгалуженої лінії 10 кВ , враховуючи дискретність уставок струм спрацювання реле 7SJ600, вибираємо найближче більше значення струму уставки  $I_{уст} \approx 68 \text{ A}$ .

Час спрацювання захисту розраховується за формулою:

$$t_{уст} = t_{уст} - I_{уст} \quad (3.5)$$

$$\Delta t = 0.3 \text{ с.}$$

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Знайдемо коефіцієнт чутливості релейного захисту[12]:

$$K_{\text{чув}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{н}}}{K_{\text{н}} * K_{\text{сзд}} / K_{\text{в}}} \cdot \frac{\sqrt{3} U_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \quad (3.6)$$

Для інших ліній всі розрахункові данні зводимо у таблицю.

Таблиця 3.1

	Лінія №1	Лінія №2	Лінія №3	Лінія №4
$t_{\text{нижн}}, \text{с}$	0,3	0,7	0,4	0,6
$t_{\text{мсз}}, \text{с}$	0,6	1	0,7	0,9

$I_{p.\text{max}}, \text{А}$	15,646	47,112	20,15	38,394
$K_{\text{н}} * K_{\text{сзд}} / K_{\text{в}}$	2,165	2,165	2,165	2,165
$I_{\text{сз}}, \text{А}$	33,873	101,995	43,623	83,121
$I_{\text{р}}, \text{А}$	2,258	6,8	2,908	5,541

Захист споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ на вищій стороні напруги здійснюється запобіжниками ПК-10.

Номінальний струм плавкої вставки запобіжників вибирається в залежності від потужності силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ.

### Розрахунок струмового органа струмова відсічка (СВ):

Так як для прикладу розрахунок к.з. на відгалуженні 10 кВ ми проводили для найдовшої лінії №4 то і розрахунок струмового органу СВ також проведемо для цієї лінії.

Коефіцієнт надійності  $K_n=1.05$

Первинний розрахунковий струм спрацювання відсічки

$$I_{\text{пер}} = \frac{I_{\text{кз.мак}}}{K_n} \quad (3.7)$$

Вторинний розрахунковий струм спрацювання відсічки

$$i_{\text{от}} = \frac{I_{\text{пер}} \cdot K_n}{K_\alpha} \quad (3.8)$$

Уставка струмового реле  $i_{\text{от}}=35\text{А}$

Дійсний первинний струм спрацювання відсічки

$$I_{\text{от}} = \frac{i_{\text{от}} \cdot K_\alpha}{K_n} \quad (3.9)$$

Для інших ліній всі розрахункові данні зводимо у таблицю 3.2

Таблиця 3.2

	Лінія №1	Лінія №2	Лінія №3	Лінія №4
$K_n$	1,05	1,05	1,05	1,05
$I_{\text{кз.мак}}, \text{А}$	225	610	305	490
$I_{\text{сз}}, \text{А}$	15,75	42,7	21,35	34,3

## 4. Економічна частина

Розвиток енергетики в Україні неможливий без комплексної автоматизації. У перспективі комплексна автоматизація, а також нові системи РЗ енергооб'єктів забезпечують підвищення якості електроенергії й надійності енергопостачання споживачів за рахунок зниження кількості й скорочення тривалості перерв. Для поліпшення надійності робіт основного й допоміжного устаткування підстанцій і ліній здійснюють постійний контроль за станом устаткування й підтримки заданого режиму роботи. Релейний захист є основним видом електричної автоматики, що забезпечує норрисунокьну й надійну роботу сучасних енергооб'єктів.

Тому доцільно виконувати впровадження нових алгоритмічних і мікроп-роцесорних систем автоматики й релейного захисту.

При проектуванні пристроїв релейного захисту і автоматики розглянуті варіанти звичайно відрізняються по величині капіталовкладень, щорічних витрат і по надійності. Критерієм для вибору оптирисунокьного варіанта є мінімум приведених затрат [16].

Зробимо розрахунок приведених затрат для пристроїв релейного захисту і автоматики повітряної лінії 35 кВ фірми Siemens захист 7SA522 та GE L-60.

Приведені затрати розраховуються за формулою:

$$З = И + E_H * K + У \quad (4.1),$$

де:

$E_H = 0,12$  [1/рік] - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$И$  - щорічні витрати;

$У$  - величина очікуваного збитку, що забезпечує вартісну оцінку рівня надійності передбачуваного варіанта устаткування (з урахуванням імовірності

виникнення ушкоджень в об'єктах, що захищають, і величини

народногосподарського збитку при неправильній роботі пристроїв релейного

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

захисту та автоматики).

Розрахунок щорічних витрат, які відносяться до пристроїв релейного захисту і автоматики визначається за формулою:

$$I = I_A + I_E + I_{EH} \quad (4.2)$$

де:

$I_A$  - амортизаційні відрахування;

$I_E$  - витрати на експлуатаційне обслуговування;

$I_{EH}$  - вартість споживаної пристроями релейного захисту й автоматики електроенергії.

Розмір капіталовкладень визначається, як сума вартості устаткування і монтажних робіт. Вартість устаткування і монтажних робіт представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1.

Найменування обладнання	Ціна, грн	Вартість монтажу, грн
7SA522	66000	19800
L-60	23400	7020

Вартість монтажних робіт для пристроїв релейного захисту й автоматики приймається в розмірі 30% від вартості устаткування.

Тоді з урахуванням монтажних робіт капіталовкладення будуть складати:

для

7SA522:  $K = 66000 + 19800 = 85800$  (грн);

L-60:  $K = 23400 + 7020 = 30420$  (грн).

Щорічні витрати обчислюються в такий спосіб:

Амортизаційні відрахування  $I_A$  обчислюються за формулою:

$$I_A = \frac{K \cdot P_a}{100} \quad (4.3),$$

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де:  $p_a$  - амортизаційні відрахування [%];

$$p_a = 12 \%$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування  $I_E$  розраховуються, виходячи з величини річної заробітної плати одного працівника експлуатаційної служби РЗА і витрат праці по обслуговуванню кожного виду пристроїв РЗА (людино-годин):

$$I_E = \frac{Z_{ЗП} Z_T}{\kappa 252 \cdot 8}$$

де:

$\kappa = 0,5$  - коефіцієнт, що відбиває витрати на допоміжні матеріали, транспорт і накладні витрати;

$Z_{ЗП}$  - річні витрати на заробітну плату одного працівника експлуатаційної служби РЗА;

$$Z_{ЗП} = 19200 \text{ грн/рік};$$

252 - число робочих днів у році;

8 - число робочих годин у день;

$Z_T$  - витрати праці по обслуговуванню кожного виду пристроїв РЗА (людино-годин).

Витрати праці на обслуговування кожного виду пристроїв РЗА розраховуються для циклу технічного обслуговування на 6 років. Дані норм технічного огляду для пристроїв РЗА наведені в таблиці 4.2

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

Таблиця 4.2

Пристрої РЗА	Цикл ТО, років	Кількість років експлуатації																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
7SA522, L-60	6	Н	К1	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-

Примітка Умовні позначення в таблиці:

1. Н- перевірка при новому вмиканні;
2. К1- перший профілактичний контроль;
3. К- профілактичний контроль;
4. В- профілактичне відновлення;
5. ТО- технічне обслуговування.

Норма часу на ТО пристроїв L-60 та 7SA522 приведена в таблиці 4.3

Таблиця 4.3

Назва обладнання	Вид ТО	Норма часу, люд.-год
Пристрої захисту ПЛ L-60 та 7SA522	Н	354
	К1	214
	В	188
	К	158

За 6 років на кожен пристрій витрачається 1418 люд- год, тобто в середньому за один рік 236 люд-год (величина  $3_T$ ).

Вартість споживаної пристроями РЗА електроенергії  $I_{ЕН}$  показана в таблиці 4.3. Вартість електроенергії узята з розрахунку 0,4 гривень за одну кВт·г.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72



Таблиця 4.3.

Найменування обладнання	Кількість енергії що витрачається за рік, кВт·г	Вартість електроенергії що споживається, грн/рік
L-60	87,6	35,04
7SA522	93,4	37,36

Розрахунок щорічних витрат для пристрою L-60:

$$I_{\text{н}} = \frac{87,6}{10} = 8,76 \text{ (грн/рік);}$$

$$I_{\text{н}} = \frac{102,6}{52,8} = 1,94 \text{ (грн/рік);}$$

$$I_{\text{н}} = 3,04 \text{ (грн/рік);}$$

$$I_{\text{н}} = 3,04 + 1,94 = 4,98 \text{ (грн/рік)}$$

Розрахунок щорічних витрат для пристрою 7SA522:

$$I_{\text{н}} = \frac{87,6}{10} = 8,76 \text{ (грн/рік);}$$

$$I_{\text{н}} = \frac{102,6}{52,8} = 1,94 \text{ (грн/рік);}$$

$$I_{\text{н}} = 3,36 \text{ (грн/рік);}$$

$$I_{\text{н}} = 3,36 + 1,94 = 5,3 \text{ (грн/рік).}$$

Розрахунок величини приведених витрат без збитку, що є наслідком неповної надійності пристроїв релейного захисту й автоматики:

для пристрою L-60:

$$I_{\text{н}} = 4,98 \text{ (грн/рік)}$$

для пристрою 7SA522:

~~3183021~~ (грн/рік)

Розрахунок величини приведених витрат для повного комплексу пристроїв:

~~3183021~~ (грн/рік)

Третім доданком у формулі приведених витрат є величина очікуваного збитку (У), що забезпечує вартісну оцінку рівня надійності порівнюваних варіантів РЗА в конкретних умовах їхнього застосування, але через відсутність необхідних даних розрахувати величину очікуваного збитку не виявляється можливим.

Таким чином, приведені затрати на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту й автоматики складають 73695,8 грн/рік.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 5. Безпека експлуатації трансформаторів струму типу ТПЛ напругою 10 кВ

### 5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів під час експлуатації трансформатора струму типу ТПЛ напругою 10 кВ

#### 5.1.1 Аналіз небезпечних факторів

Основним небезпечним фактором під час експлуатації вимірювальних трансформаторів струму типу ТПЛ (трансформатор прохідний з литою ізоляцією призначений для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальних приладів) в мережі напругою 10 кВ є електрична напруга. Небезпека життя людини оцінюється електричним струмом, що протікає через тіло людини, в результаті дотику до струмовідних частин чи непрямого дотику до провідних частин.

Можна зробити висновок, що найбільш небезпечним видом включення є прямий двофазний дотик в мережі напругою 10 кВ ( $I_{\text{люд}}=3.067$  А). Протікання такого струму викликає миттєву зупинку серця. Якщо дія цього струму була короткочасною, наприклад 1-2 с, і при цьому не викликала пошкодження серця, то після відключення струму серце може відновити свою роботу. Також можна помітити, що всі отримані значення перевищують фібриляційний струм (більш ніж 50 мА) і тому є небезпечними для життя, згідно з [1].

Небезпечним у відношенні можливості травмування є роботи, пов'язані з виконанням робіт на висоті від 1,3 м до 6 м, так як виникає можливість травмування внаслідок падіння.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 5.1.2. Аналіз шкідливих факторів

При експлуатації трансформаторів струму типу ТПЛ, шкідливими факторами є: підвищення або зниження температури повітря робочої зони, підвищена або понижена вологість повітря, погане освітлення при виконанні робіт в темний час доби та при недостатній видимості; метеорологічні умови (робота поза приміщенням).

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій та нещасних випадків: до 5 % травмувань виникають внаслідок поганого освітлення, а у 20 % випадках погане освітлення є причиною виникнення нещасних випадків. Крім того, погане освітлення може призвести до професійних захворювань.

Також для підвищення працездатності людини та для збереження її здоров'я важливо створити стабільні метеорологічні умови. Тобто, мікроклімат повітряного середовища, а саме: температуру, відносну вологість та інтенсивність теплового опромінювання.

Коливання параметрів мікроклімату може призвести до порушення систем кровообігу, нервової системи, зниження чи підвищення температури тіла, слабкості, запаморочення і навіть до професійних захворювань.

Висновок: з аналізу цього пункту видно, що при експлуатації ТС існує безліч небезпечних та шкідливих факторів. Тому на робочих місцях мають бути проведені всі заходи для забезпечення надійної, безпечної та ефективної експлуатації ТС.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 5.2. Профілактичні заходи щодо норрисунокізації умов праці

### 5.2.1. Заходи захисту від електричної напруги

Основним засобом захисту від електричної напруги є робоча ізоляція трансформатора струму ТПЛ. Вона вимагає періодичного контролю.

Вимірювання опору первинної обмотки основної ізоляції виконуються мегаомметром на напругу 2500 В. Вимірювання опору вторинних обмоток виконується мегаомметром на 1000 В.

Таблиця 5.2.1.1. Допустимі значення ТС

Номинальна напруга вимірювальних ТС, кВ	$R_{60}$ , МОм	$\text{tg}\delta$ ізоляції ТС, %	Випробна напруга литої епоксидної ізоляції, кВ	Тривалість прикладання випробовуваної напруги, хв
10	не нормується	не нормується	32	5

Величина  $R_{60}$  не нормується, але разом з приєднаним до них колами має бути не менше 1 МОм. При оцінці стану ізоляції обмоток низької напруги ТС можна орієнтуватися на дані середні значення опору ізоляції справної обмотки: 10 МОм – у вбудованих ТС [3].

Кабель прокладають в коробах та в кабельних каналах.

Орієнтація під час експлуатації вимірювальних ТС типу ТПЛ забезпечується за рахунок маркування. Фази мають відповідне забарвлення:

- фаза L1 - жовтий колір, розташовується зліва;
- фаза L2 - зелений колір, знаходиться посередині;
- фаза L3 - червоний колір, розташовується справа.

Маркування частин ТС служать для розпізнавання приналежності. Виконується за допомогою умовних позначок (найчастіше літеро змістовних та цифрових). Ці позначки наносяться на корпуси ТС і схеми електричного обладнання.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

Захисними засобами комбінованої дії є виконання електричних мереж з ізолюваною нейтралю, що зменшує небезпеку при однофазних дотиках, а також при включенні на напругу дотику і кроку. Під час аварійного стану, людина потрапляє під напругу  $U_{\text{л}}$ , тому ПУЕ вимагають виконувати контроль фази на замикання. Це здійснюється за рахунок схеми трьох вольтметрів або земляних вольтметрів.

Ефективною міркою щодо зниження небезпеки ураження робітників електричним струмом в результаті дотику до металевих корпусів ТС, що норрисунокньо не знаходяться під напругою, є їх заземлення. Розрахунок заземлення ТС напругою 6 кВ наведено в пункті 5.2.2.

### 5.2.2. Розрахунок захисного заземлення ЗРП-10 кВ

Виконується реконструкція ЗРП-10 на якій в ЗРП-10 кВ замінюються існуючі ТС на ТС типу ТПЛ. Виконаємо захисне заземлення ЗРП-10 кВ.

*Вихідні дані:*

Номинальна напруга заземлювального обладнання:  $U_{\text{н}}=10$  кВ;

Час спрацювання захисту  $t=0,02$  с;

Грунт – сугролинок. Розрахунковий питомий опір для ґрунту:

$$\rho_{\text{з}} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м} [1].$$

Струм замикання на землю :  $I_{\text{з}}=1,08$  А [п. 6.1.1.];

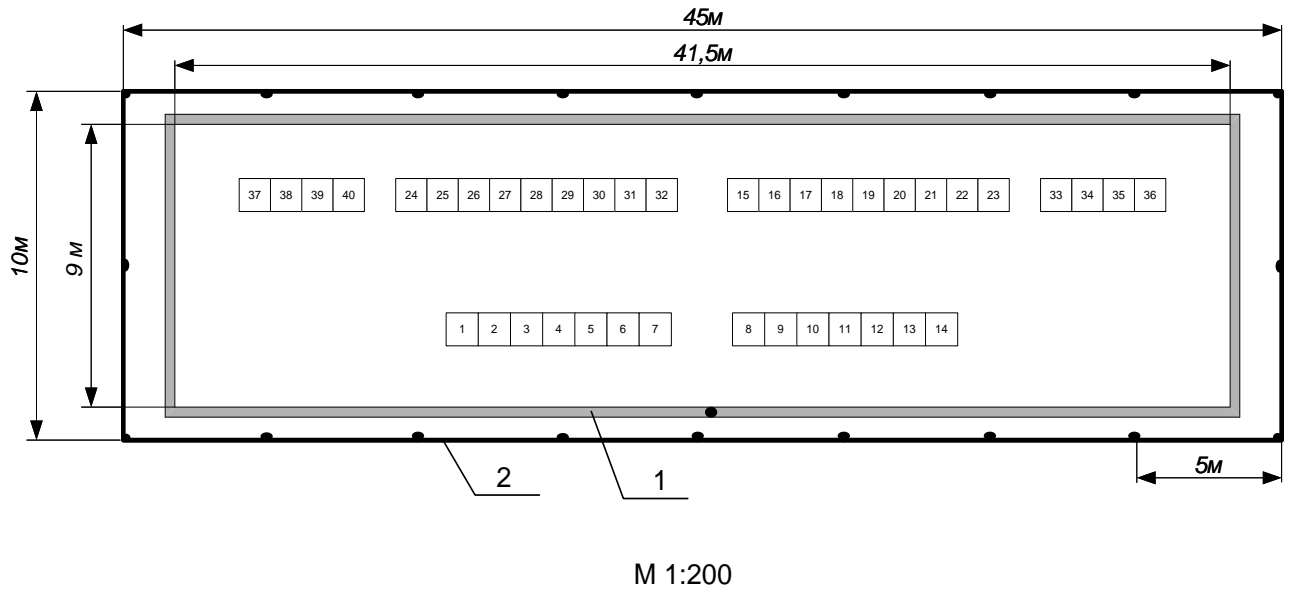
План ЗРП-6 кВ приведений на рис.5.2.2.

*Розрахунок*

Опір заземлювача не повинен перевищувати 4 Ом в будь-який час на протязі року [2]. Природніх заземлювачів немає. Заземлювач виконано із вертикальних стрижневих електродів довжиною  $l_{\text{в}}=5$  м, діаметром  $d=16$  мм, верхні кінці яких з'єднано за допомогою горизонтального електродосталевої смуги сумарною довжиною  $l_{\text{г}}=110$  м, перерізом 4x40 мм, прокладеного в землі на глибині  $t_{\text{о}}=0,8$  м. Вертикальні електроди розміщуємо на відстані  $a=5$  м один від одного.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Схема системи заземлення має наступний вигляд (рис. 5.2.2.).



- 1 – будівля ЗРП-10 кВ;
- 2- зовнішнє заземлення.

**Рис.5.2.2. Схема системи заземлення**

Із схеми видно, що в прийнятому заземлювачі сумарна довжина горизонтального електроду  $l_2=110\text{ м}$ , а кількість вертикальних електродів  $n=20\text{ шт}$

Визначимо розрахункові опори розтікання електродів-вертикального  $R_в$  та горизонтального  $R_2$ :

$$R_в = \frac{\rho}{2\pi \cdot l \cdot n} = \frac{100}{2 \cdot 3.14 \cdot 110 \cdot 20} = 0.074 \text{ Ом}$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi \cdot l \cdot n} = \frac{100}{2 \cdot 3.14 \cdot 110 \cdot 20} = 0.074 \text{ Ом}$$

Далі, маючи на увазі, що прийнятий заземлювач контурний, і що  $n_в=20\text{ шт}$ , відношення  $\frac{a}{l_в} = \frac{5}{110} = 0.045$ , визначаємо коефіцієнти використання

електродів заземлювача - вертикальних  $\eta_6 = 0,47$ , горизонтальних  $\eta_2 = 0,27$  (таблиці 3.2. і 3.3. [1]).

Знайдемо опір розтіканню прийнятого групового заземлювача:



Цей опір є меншим, ніж  $r_3 = 4$  Ом, тому приймаємо цей результат як кінцевий.

Отже, виходячи з розрахунків система захисного заземлення відповідає нормам і може використовуватись для заземлення ТС.

### 5.2.3. Електрозахисні засоби

Електрозахисні засоби під час експлуатації вимірювальних ТС в мережі напругою 10 кВ наведені в таблиці 5.2.3.1.

**Таблиця 5.2.3.1. Електрозахисні засоби**

Засоби захисту	Напруга 10 кВ	
	Тип	Кількість
1. Ізолювальна штанга	ШО-10У1	2 шт.
2. Показчик напруги	УВН-10	2 шт.
3. Струмовимірювальні кліщі	Ц-90	1 шт.
4. Ізолювальні кліщі		1 шт.
5. Діелектричні рукавички		4 пари
6. Діелектричні ботики (галоші)		4 пари
7. Переносні заземлення	ШЗП-10У4	4 шт.
8. Шланговий протигаз	ПШ-1	1 шт.
9. Захисні окуляри		2 шт.
10. Плакати безпеки		4 компл.



### **5.2.4 Заходи захисту від інших небезпечних факторів**

Для забезпечення проведення робіт на висоті використовуються спеціальні драбини, запобіжні монтажні пояси, страхувальні канати.

Міри безпеки при монтажі вимірювальних ТС в основному зводяться до безпечних прийомів переміщення цих трансформаторів, а також їх установки.

### **5.2.5. Заходи захисту від шкідливих факторів**

Захист від нераціонального освітлення здійснюється розташуванням світильників в місцях зручних і безпечних для обслуговування.

Як індивідуальні засоби захисту від шуму використовують спеціальні навушники, вкладені у вушну раковину, протишумні каски.

Висновок: При правильній роботі під час обслуговування ТС персоналом і при додержанні всіх вище перерахованих заходів безпеки, обслуговування обладнання буде безпечним і не травматичним для обслуговуючого персоналу.

## **5.3. Пожежна безпека**

Пожежна небезпека ТС обумовлена тим, що в них є горючі ізоляційні матеріали в ТС.

Горючими матеріалами в ТС являються: ізоляція, фарба обладнання.

Причинами загоряння горючих речовин на трансформаторі можуть бути: необережне поводження з вогнем, міжвиткові короткі замикання, значне перевантаження трансформатора, несправність трансформатора, небезпечна концентрація горючих газів чи парів в повітрі.

Для гасіння пожеж використовуються спеціальні ручні вогнегасники. Оперативний персонал та ремонтна бригада завжди мають при собі ручних вогнегасників ОУ-8, яким можна гасити пожежу в електроустановці, що знаходиться під напругою.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

При аварії на трансформаторі з виникненням пожежі він повинен бути вимкнений від мережі з усіх сторін і заземлений. Після зняття напруги гасіння пожежі потрібно проводити будь-якими засобами пожежогасіння (розпиленою водою, повітряно-механічною піною, вогнегасниками).

Мірами пожежної безпеки є: запобігання утворення горючого середовища, підтримування температури й тиску горючого середовища нижче максирисунокно припустимої норми.

До устаткування підстанції прокладаються пожежні дороги. Для своєчасного здійснення заходів з евакуації людей, включення стаціонарних установок пожежогасіння та виклику пожежних, пожежонебезпечні об'єкти обладнуються системами пожежної сигналізації, запуск яких може здійснюватись автоматично або вручну.

**Висновок:** у даному розділі було розглянуто такі важливі питання, як охорона життя та здоров'я персоналу, що обслуговує ТС типу ТПЛ, та створення належних умов праці. Були проаналізовані небезпечні та шкідливі фактори під час експлуатації обладнання та запропоновані шляхи, як уникнути дії цих факторів на персонал. Також була розглянута пожежна безпека, а саме можливі причини займання, методи гасіння пожеж в електроустановках та шляхи усунення аварій. Чітке виконання правил пожежної безпеки, а також дотримання правил експлуатації, профілактики та своєчасного догляду та ремонту устаткування є запорукою безпеки життя та здоров'я персоналу та довготривалої та належної роботи усієї підстанції.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 6. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Масло в трансформаторах використовується як середовище, що охолоджує, і як ізоляція. В ролі середовища, що охолоджує, воно відводить тепло від дротів обмоток. При цьому важливе значення має в'язкість масла, що змінюється залежно від температури. При позитивній температурі масло менш в'язке, при негативній в'язкість зростає, причому вельми нерівномірно для масел різних марок. Висока в'язкість погіршує прокачуваність масла, утрудняє роботу механізмів систем охолодження. У зв'язку з цим в експлуатації в'язкість масла нормується. Вона перевіряється в свіжих сухих трансформаторних масел перед заливкою в устаткування.

В процесі експлуатації масло забруднюється, зволожується, в нім накопичуються продукти окислення, при цьому масло втрачає свої хімічні і електрофізичні властивості, відбувається необоротний процес його старіння. Продукти старіння у вигляді шлаку накопичуються на активних частинах трансформатора, що утрудняє відведення тепла. Масло старіє за рахунок спільної дії на нього кисню повітря і електричного поля. Активність кисню посилюється у присутності вологи, що потрапляє ззовні. Окисленню сприяють високі робочі температури, сонячне світло, присутність розчинних в маслі солей металів (особливо мідь і залоза), що є каталізаторами окислення. За наявності електричного поля в маслі накопичується більше вологи, чим в тих же умовах, але за відсутності електричного поля. Краплі води і частки забруднень розташовуються в електричному полі уздовж його силових ліній, що призводить до різкого зниження електричної міцності масла.

У зв'язку з вище вказаним за станом трансформаторних масел ведеться систематичний контроль.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відбір проб масла. Якість масла перевіряється шляхом періодичного відбору проб і їх лабораторного аналізу. Залежно від об'єму випробувань аналізи масла ділять на повний і скорочений. Крім того, масло випробовують на електричну міцність; до складу випробування входять визначення пробивної напруги, вміст вологи та візуальне визначення механічних домішок. Якщо при лабораторному аналізі будуть виявлені нижчі показники якості масла в порівнянні зі встановленими нормами, приймаються заходи по відновленню загублених маслом властивостей очищенням, осушенням і регенерацією.

**Очищення і осушення масла.** Масло очищається від механічних домішок і вологи центрифугуванням і фільтруванням через паперові фільтри. Високої міри очищення добиваються використанням центрифуги в комбінації з фільтр-пресом. Цей спосіб отримав широке вживання при очищенні масел в працюючих трансформаторах напругою до 110 кВ. У трансформаторах 220 кВ і вище, де до масла пред'являються підвищені вимоги відносно вмісту газів (присутність їх грає істотну роль в процесі розвитку розряду), очищення виконується під час ремонту, при цьому одночасно ведуться процеси осушення, фільтрації і дегазації масла, а при необхідності і насичення інертним газом (азотом).

Останнім часом набув поширення спосіб осушення масла за допомогою цеолітів. По складу цеоліти є водними алюмосилікатами кальцію або натрію. Вони містять величезну кількість пір, що мають розміри молекул. При фільтруванні масла через шар висушеного цеоліту волога, що знаходиться в маслі, проникає в пори і стримується в них. Пристрій цеолітової установки показано на рисунок. 1.23. відпрацьовані цеоліти відновлюються в стаціонарних установках продуванням гарячим повітрям.

Регенерація – це відновлення окислювального масла або, точніше, видалення з нього продуктів старіння.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

На практиці зазвичай стикаються з регенерацією експлуатаційних масел з кислотним числом, що не перевищує 0,3-0,4 гм КОН/г масла. В умовах експлуатації для регенерації застосовуються різного роду адсорбенти. Поновлюючі властивості адсорбентів засновані на здатності облягати на їх поверхні продукти старіння, при цьому жодної хімічної реакції не відбувається. Між молекулами адсорбенту і адсорбованої речовини діють сили міжмолекулярного тяжіння.

Застосовуються адсорбенти природного і штучного походження. З числа природних частіше за інших використовується відбілююча земля “зікєєвська опока”, з штучних – силікагель (великопористий марки КСК і дрібнопористий КСМ).

Значно рідше застосовується активний оксид алюмінію, що володіє високою адсорбаційною здатністю по відношенню до кислих продуктів старіння масла.

При регенерації масло прокачується через наповнений адсорбентом бак-адсорбер. Пересувні адсорбери застосовуються для регенерації масла як під час ремонту, так і в працюючих трансформаторах.

**Оберігання масла від зволоження і окислення.** Вище були розглянуті способи підтримки електричної міцності і основних хімічних показників масла в межах встановлених норм шляхом періодичного очищення і осушення. Поряд з цим застосовуються спеціальні пристрої захисту масла в трансформаторах в процесі експлуатації.

Розширювач трансформатора окрім основної функції – компенсувати зміну об'єму масла в масляній системі трансформатора унаслідок коливань температури – дозволяє також зменшити площу відкритої поверхні масла, дотичної з повітрям, що кінець кінцем знижує міру окислення, зволоження і забруднення масла. Волога і механічні домішки, потрапляючи в розширювач з повітря, осідають в його нижній частині, звідки легко видаляються при ремонтах.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

Повітроочисні фільтри встановлюють на опускних (дихальних) трубах розширювачів. У нижній частині фільтру розміщується масляний затвор, що працює за принципом сполучених посудин. Він очищає повітря, що проходить через нього, від механічних домішок і, крім того, усуває прямий контакт масла в розширювачі з навколишньою атмосферою. Корпус фільтру заповнюється силікагелем, що притягує на свою поверхню частки води, що містяться в повітрі. Повітря проходить через фільтр при наступних обставинах. З пониженням температури трансформатора об'єм масла в нім зменшується. У розширювачі створюється розрідження. Співвідношення рівнів масла в затворі змінюється. Коли рівень масла в зовнішній порожнині затвора впаде настільки, що оголяє край циліндра затвора, порція атмосферного повітря прорветься через затвор, пройде через поглинач вологи і попаде в розширювач. При нагріванні трансформатора, коли масло почне чинити тиск на повітряну подушку, в розширювачі процес станеться у зворотному напрямі. Затвори рекомендується заповнити маслом АМГ – 10, а в північних районах країни морозостійким маслом МВП.

У повітроочисних фільтрах застосовують силікагель марки КСМ або КСК. Перед зарядкою повітроочисного фільтру силікагель просушують при температурі 140-150 С<sup>0</sup> протягом 8 год. Для підвищення волого-поглинання основна маса силікагелю просочується хлористим кальцієм, а індикаторний силікагель – ще і хлористим кобальтом для додання йому блакитного забарвлення.

Волого-поглинання білого силікагелю, обробленого хлористим кальцієм, більше, ніж індикаторного. Тому індикаторний силікагель береться в невеликій кількості і розміщується напроти оглядового вікна. Повітроосушуюча здатність фільтру визначається візуально по зміні кольору індикаторного силікагелю з блакитного в рожевий. Рожевий колір навіть декількох зерен індикаторного силікагелю свідчить про його зволоження і необхідність заміни всього силікагелю. Середній термін служби силікагелю в повітроочисних фільтрах залежить від об'єму масла в трансформаторі і

					МР.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вагається в діапазоні 1-2 років. Заміна масла в масляних затворах проводиться через 2-3 роки.

Адсорбційні і термосифонні фільтри набули поширення для безперервної регенерації масла в трансформаторах в процесі експлуатації. Їх виконують у вигляді металевих циліндрів, заповнених сорбентом, що поглинає продукти окислення міді, вологу з циркулюючого через них масла. Адсорбційні фільтри застосовують в системах охолодження ДЦ і Ц, де забезпечується примусове прокачування масла через фільтри, термосифонні фільтри – на трансформаторах з системами охолодження М та Д. Масло в термосифонних фільтрах переміщується зверху вниз унаслідок різниці щільності нагрітого і охолодженого масла.

Сорбентом у фільтрах служить силікагель КСК або активний оксид алюмінію, які заздалегідь мають бути добре просушені. Фільтри підключають до трансформаторів зі свіжим маслом. Чергову заміну сорбенту проводять після того. Як кислотне число перевищить 0,1 – 0,12 міліграм КОН/г масла.

Азотний захист усуває контакт масла в розширювачі трансформатора з атмосферним повітрям, запобігаючи тим самим забрудненню і окисленню масла. Серед багатьох відомих систем азотного захисту зустрічається система низького тиску (тиск азоту не більше 3 кПа) із застосуванням еластичної ємкості. Основним елементом системи є еластичний резервуар, що виконується з газонепроникного хімічно стійкого матеріалу (гумовотканева пластина) і сполучається газопроводом з розширювачем трансформатора. Система заповнюється постійною кількістю азоту, тиск якого трохи перевищує нормальний атмосферний тиск при всіх температурних змінах рівня масла в розширювачі. Так, при нагріві трансформатора, коли рівень масла в розширювачі піднімається, азот, що заповнює його, переходить в еластичний резервуар, об'єм якого збільшується. При пониженні рівня масла в розширювачі азот переходить в нього з резервуару, при цьому стінки еластичного опадають. Для поглинання

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вологи, яка може по тих або інших причинах поступити в газову систему з масла або ізоляції, а також з газового балона під час підживлення системи азотом, служить газовисушувачем .

На підстанціях з двома і більш трансформаторами застосовується груповий азотний захист з живленням від одного еластичного резервуару. Всі ці елементи і вузли газової системи трансформаторів ретельно ущільнюються, проходять опресовування азотом при тиску 50 кПа. Масло в трансформаторі має бути нейтральним, сухим дегазованим і азотованим. Дегазація масла виробляється під вакуумом на спеціальних установках, насичення азотом – продуваннями. При трьох-чотирьох продуваннях кисень в маслі практично повністю заміщається азотом. Вміст кисню в газовому просторі розширювача має бути не більше 1%. При більшому вмісті кисню азотний захист масла неефективний.

**Обслуговування азотного захисту.** При огляді пристрої перевіряють рівень масла в розширювачі трансформатора, наповнення еластичних резервуарів азотом, колір силікагелю в осушувачі. Якщо об'єм еластичних резервуарів рисунокий і не відповідає рівню масла в розширювачі, перевіряють зовнішній стан еластичних резервуарів і герметичність з'єднань всієї газової системи.

При необхідності виробляється підживлення газової системи азотом з балонів. Для цього відключається газовий захист трансформатора, закривається кран, і система через редуктор і кран заповнюється азотом з балонів до тих пір, поки об'єм еластичного резервуару не стане відповідати рівню масла в розширювачі. Підключення еластичного резервуару до трансформатора виконується в зворотному порядку. Останньою виконується операція включення в роботу газового захисту трансформатора.

У норрисунокньому стані необхідність в підживленні азотом виникає, як правило, не частіше за 1 раз в місяць. Проте передовий досвід свідчить про те, що при надійній герметичності з'єднань всіх вузлів в надмасляном

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88



просторі підживлення резервуарів азотом виконують в середньому 1 раз на рік.

Проби газу відбирають через 6 місяців. Якщо в газовій суміші виявляється більше 3% кисню, виконується 10-хвилинне продування надмасляного простору в розширювачі технічно чистим азотом ( з вмістом кисню не більше 0,5%). Продування азотом виконується при відкритому вентилі . Газовий захист трансформатора виводиться з роботи на весь час продування. Доливка масла в трансформатор, що має азотний захист, виконується через нижній зливний кран, при цьому перевіряється надійність під'єднування маслопроводу до крану.

**Плівковий захист** заснований на герметизації масла трансформатора рухливою плівкою, що поміщається в розширювачі трансформатора і ізолює масло в розширювачі від зіткнення з атмосферним повітрям. Конструктивно плівковий захист виконується у вигляді еластичного компенсатора, здатного змінювати свій об'єм при всіх температурних коливаннях об'єму масла в трансформаторі, або у вигляді еластичної мембрани плаваючої на поверхні масла і вільно згинається при змінах об'єму масла в розширювачі. У обох випадках в надмасляном просторі трансформатора зберігається нормальний атмосферний тиск.

Рівень масла в розширювачі визначається по стрілочному показчику (спеціальній конструкції), важіль якого спирається на поверхню плівки. Трансформатор з плівковим захистом заповнюється дегазованим маслом. Необхідний періодичний контроль газовмісту масла.

До недоліків плівкового захисту відносять складність розміщення і герметизації еластичних плівок усередині розширювача, а також неможливість повсякденного візуального контролю за їх справністю. Герметичність плівки перевіряється при ремонті трансформатора. Позачергова перевірка її стану повинна проводитися в разі спрацювання газового захисту трансформатора.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

Присадки, що збільшують термін служби трансформаторного масла. Свіже норрисунокно очищене масло містить смоли, що є природними антиокислювачами, що захищають масло від окислення в початковий період. Підвищення стабільності регенованих масел в експлуатації досягається вживанням спеціальних присадок, гальмуючих процес окислення.

Залежно від механізму дії присадки відносять до наступних груп:

- 1) інгібітори – антиокислювачі;
- 2) деактиватори – речовини, що зменшують каталітичну дію розчинних в маслі з'єднань, що містять метали;
- 3) пасиватори – речовини, створюючі на металі плівку, що оберігає масло від каталітичної дії металів.

Широке вживання знайшли такі присадки, як іонол, антранілова кислота та ін. Іонол – типовий інгібітор. Будучи введеним в масло в кількості 0,2% маси масла, він ефективно уповільнює утворення осідання в добре очищених маслах, гальмує зростання **tg δ**.

Антранілова кислота – присадка, що володіє багатofункціональною дією. Це сильний деактиватор і пасиватор, але слабкий інгібітор. При введенні в масло антранілової кислоти (0,02-0,05%) корозія міді і заліза практично припиняється.

Ефективне одночасне використання іонола і антранілової кислоти.

Доливку масла в трансформатори, залиті маслом з присадками, виконують таким же маслом, яке було залито спочатку.

Не допускається змішування масел з нафти різних родовищ без перевірки впливу на них приса

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

У випускній роботі були розглянуті питання по реконструкції п/ст 35/10кВ "Мільки" с.Мільки, з метою покращення надійності електропостачання об'єктів в даному районі.

1. Район електропостачання має досить розгалужену електромережу, яка має резервування від сусідніх підстанцій, оскільки живить потужних споживачів які потребують надійного електропостачання. Дослідили зону електропостачання та порахували їх електричні навантаження, вибрали провід

2. Для вибору захисної апаратури порахували струми короткого замикання. Це необхідно щоб узгодити роботу обладнання з навантаженням на лініях.

3. Незважаючи на те, що реконструкція районної трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ вимагає певних матеріальних затрат і людських ресурсів, її проведення дозволяє підвищити надійність роботи підстанції, а, отже, і системи електропостачання району.

4. Заміна існуючого, відпрацювавшего свій ресурс силового електрообладнання (зокрема вимикачів) на більш надійне і ефективне, покращує рівень оперативності управління роботою підстанції і, частиною оперативної схеми мережі району. Розробка на базі мікропроцесорного захисту 7SJ600 відповідних вторинних схем релейного захисту та схем контролю, управління і сигналізації для відхідних повітряних ліній електропередачі напругою 10 кВ робить ці схеми більш надійними, точними і чутливими та зручнішими для монтажу і налагодження.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЛІТЕРАТУРА:

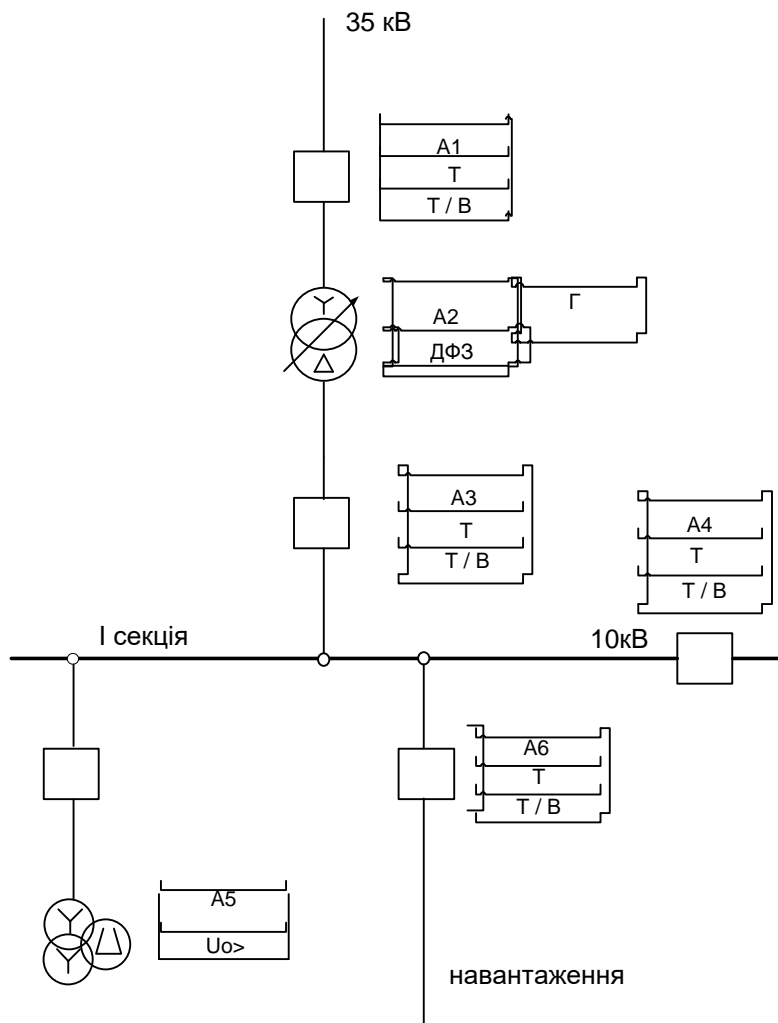
- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с  
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcdb800a3.pdf>
- 6.Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.–116 с.
- 7.<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b69>.
- 8.СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.

					MP.5.8.141.368.ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

9. <http://www.belenergo.by/transformers/nami35.htm>
10. [http://ptd.siemens.ua/ru/products/relay\\_defence/currentProtection/7SJ600](http://ptd.siemens.ua/ru/products/relay_defence/currentProtection/7SJ600).
11. Чернобровов Н.В. Релейная защита: Учебное пособие для учащихся энергетических и энергостроительных техникумов. – М.: Энергия, 1971.- 615с.
12. Голота А.Д., Хлистов В.М. Методичні вказівки, для виконання лабораторних робіт з релейного захисту та автоматики енергосистем. – К.: НТУУ «КПІ».-1996.
13. Копьев В., Релейная защита. Вопросы проектирования // Ученик ЭЛТИ. – Томск.- 2005.- 107с.
14. Правила устройства электроустановок. Издание 6,7. – К.,2007.- 760с.
15. Долин П.А. Основы техники безопасности в электрических установках. - М.: Энергоатомиздат, 1984. -484 с.
16. Методичні вказівки до лабораторної роботи ОПЕ-3 «Випробування ізоляції електроустановок» (для студентів електротехнічних спеціальностей) Укладач Р.В. Сабарно. – К.: НТУУ «КПІ», 2005. -26с.

						Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		





Спрощена схема з розміщенням типів та пристроїв РЗ

A1, A3, A4, A6	7SJ600
A2	7UT612
A5	7RW600

- T - струмовий захист без витримки часу
- T / B - струмовий захист з витримкою часу
- ДФЗ - диференційний захист
- Г - газовий захист

## Функції пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600

### Основні функції захисту

- Струмовий захист із витримкою часу
- Струмовий захист без витримкою часу
- Захист від замикання на землю
- Захист від перевантажень
- Автоматичне повторне включення
- Контроль справності ланцюгів

### Захист двигуна

- Контроль тривалості запуску
- Захист від роботи двигуна із заблокованим ротором

### Функції керування

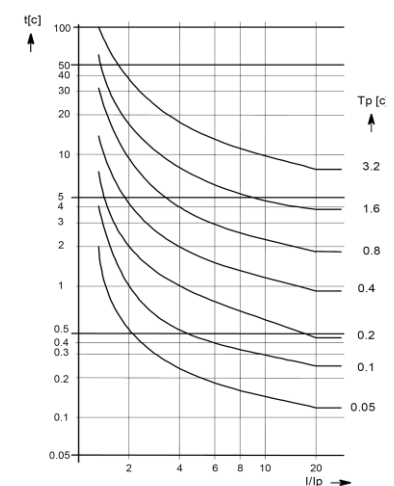
- Команди керування вимикачем
- Здійснення керування із клавіатури, DIGSI 4 або SCADA систему

### Функції виміру

- Поточні значення струму

### Функції контролю

- Реєстрація ушкоджень із оцінкою часу
- 8 записів осцилограм ушкоджень
- Безперервний самоконтроль

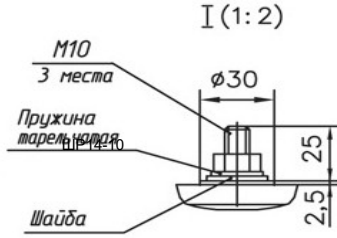
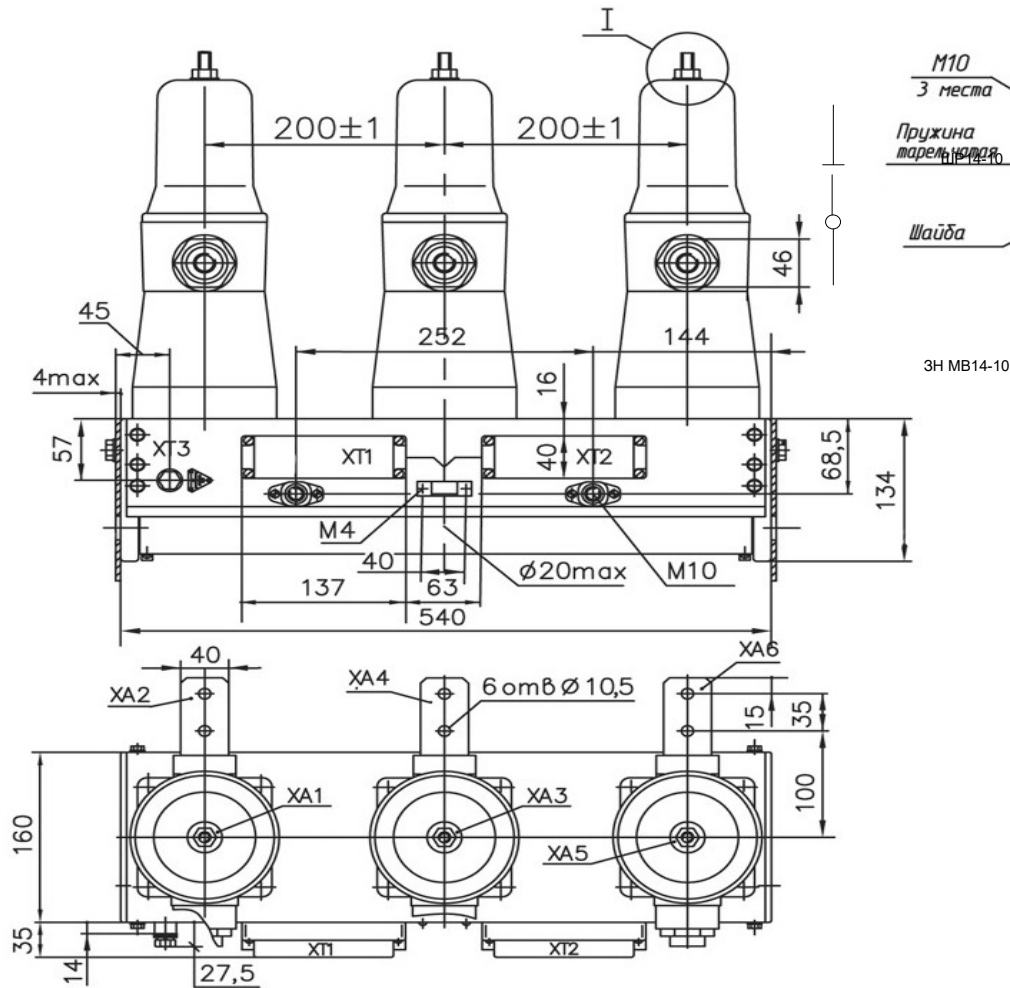


$$T = \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.02} - 1} \cdot T_p$$

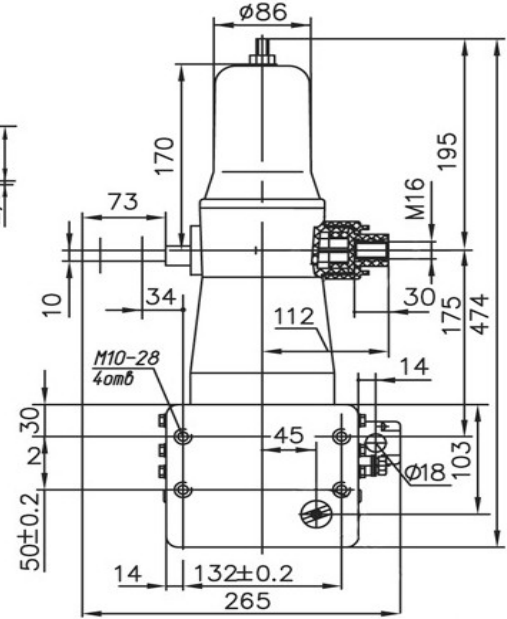
- T<sub>p</sub> - уставка коефіцієнта множення часу
- t - час відключення
- I - струм пошкодження
- I<sub>p</sub> - значення уставки спрацювання

Часова характеристика відключення для максимального струмового захисту

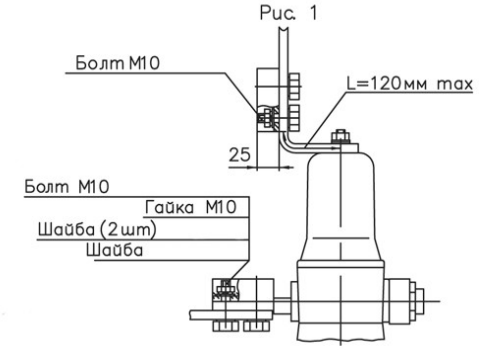
				MP.5.8.141.017.ГЧ			
				Вибір РЗ обладнання на ПС 35/10 кВ. Функції пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600			
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	Листопад	Місяць	Місяць
Розроб.	Викон.	Вірючий	Григор'єв	11.11.11			
Т. керує.	Н. керує.	Зве. квал.	Львівський		Архив 2   Архив 4		
Заверш.					Сучасний державний університет інформатико-електронних систем ім. Є.Кіма-9111		



3Н МВ14-10



Пример установки внешних шин на выключатель 1000 А

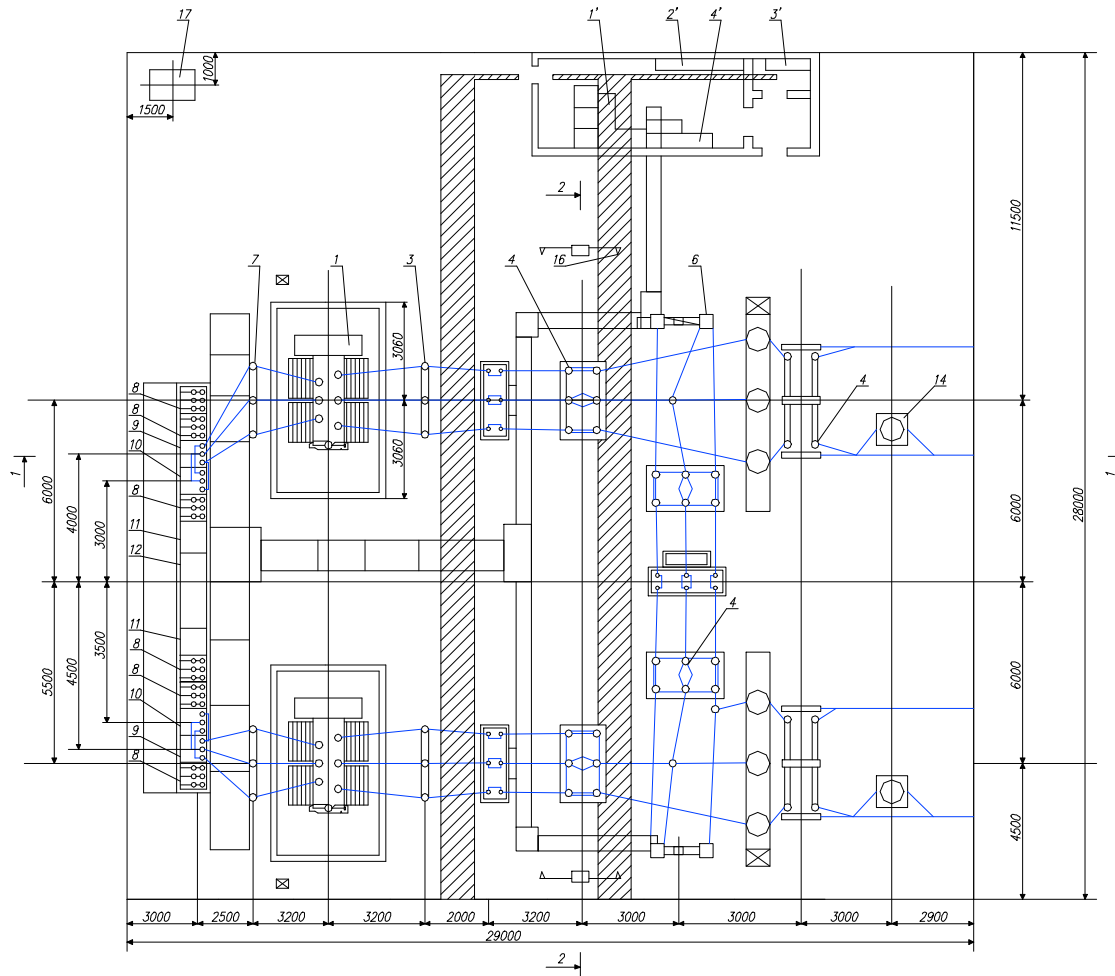
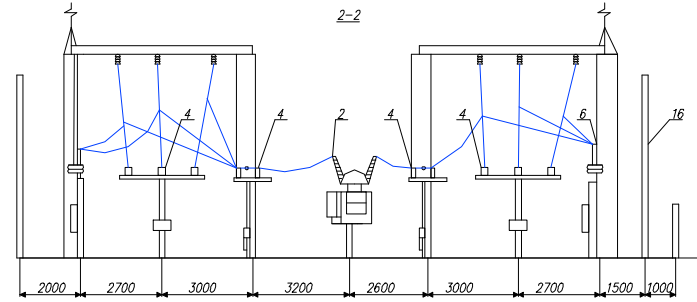
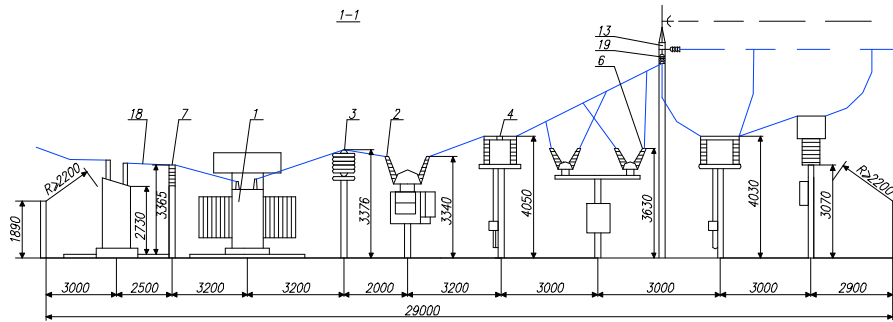


**Примітка**

1. Проекти і вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10 встановити на існуючі викотні візки.
2. Під'єднання зовнішніх шин до вимикача виконати в відповідності до малюнку 1.
3. Переріз мідних ізолюваних дротів зовнішнього монтажу (0,5-2,5) мм з ізоляцією на напругу =220В.
4. Переріз мідного неізолюваного заземлюючого провідника 4 мм, переріз мідного ізолюваного заземлюючого провідника 2,5 мм з ізоляцією на напругу 250 В.
5. Зовнішні допоміжні панцюги підключити до під'єднання XT1 та XT2.
6. Кріплення вимикача : 8 болт М10 (бокові стінки) та три М16 (полюса).
7. Момент затяжки гайок кріплення зовнішніх шин – 30 Н\*м.
8. Маркіровка роз'ємів показана умовно.

					MP.5.8.141.017.ГЧ				
Зм.	Дис.	№ докум.	Листів	Дата	Зміна вимикачів 10 кВ на вакуумні на ПС 35/10 «Мілина»		Літера	Маса	Масштаб
Розроб.		Борис В.Ю.					Аркуш 4		Аркуш 4
Перевір.							Сучасний державний університет «Мілина»		
Т.Комп'ю.									
Н.Комп'ю.									
Зам. нар.		Львівський ІЛ							





Поз.	Назва	К-сть	Прим.
1	Вузол установки силового трансформатора ТМІ	2	
2	Вузол установки вакуумного выключателя ВВП-35-31543	3	
3	Вузол установки вентиляционного разрядника	2	
4	Вузол установки роз'єднувача РПНД-35.600	6	
5	Блискавковідвід	2	
6	Вузол установки трансформатора напруги	2	
7	Вузол установки опорних ізоляторів ШОС-10-200	2	
8	Шара відрізнiх лiнiй	5	
9	Шара вводу	1	
10	Шара трансформатора власних потреб	2	
11	Шара трансформатора напруги	2	
12	Шара секційного выключателя	1	
13	Портал лiнiй	2	
14	Вузол установки апарату обробки ПП для ВЧ зв'язку	2	
15	Зоніиця аварожа	1	
16	Установка світильника		
17	Шара експлуатаційного та протилежного інвент.	1	
18	Провід АС-240	250	
19	Прягана ізоляторів підтримуючих	6	

Типи кабелів

1	Релейний захист (контр) ЖБС
2	Телемеханіка (контр) ЖМ, ЖИМ
3	Вимірювання (контр) ЖМ
4	Освітлення (силовий) АПСТШа
5	Вентиляція (силовий) АПІБ
6	Обігрів (силовий) АПІБ

Типи кабелів

1'	Релейний захист (контр) ЖБС
2'	Телемеханіка (контр) ЖМ, ЖИМ
3'	Вимірювання (контр) ЖМ
4'	Освітлення (силовий) АПСТШа

				МР.5.8.141.017.ГЧ		
Зам.:	Арх.:	Нр. вводу:	Підпис:	Дата:	Листопад	
Розроб.	Керм. ввід.	План-розріз підстанції				Місяць
Перевір.	Свідоцтво Г.П.					Рік
Г.Контр.					Аркуш 3	Аркуш 4
Н.Комп.					СУМ ДУ	
Зав. кадр. інженерський П.					Етидн-91п	
Зам.						