

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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедрою електроенергетики
_____ І.Л. Лебединський
« ____ » _____ 20 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: **"Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір
електрообладнання"**

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

Виконав студент гр. ЕТз-51с

Крупосій Б.І.

Керівник

к.т.н., доцент

Василега П.О.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. Кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

« ____ » _____ 2020р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Крупосія Богдана Івановича

1. Тема дипломного проекту "Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір обладнання"

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом завершеної роботи _____.

3. Вихідні дані до проекту: задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія.

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

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- індивідуальне завдання;
- охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

- вихідна і розрахункова схема мережі;
- схема підстанції 110/35 кВ.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.03. – 04.04.2020р.	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	05.04. – 20.04.2020р.	
3	Розрахунок релейного захисту	20.04. – 29.04.2020р.	
4	Індивідуальне завдання	30.04. – 15.05.2020р.	
5	Оформлення роботи	16.05. – 30.05.2020р.	

Студент-дипломник _____

Керівник роботи _____

РЕФЕРАТ

с. 58, рис. 11, табл. 21, кресл. 2

Бібліографічний опис: Крупосій Б.І. Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір обладнання [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Б.І. Крупосій; наук. керівник П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2020. - 58 с.

Ключові слова: електрична мережа, перетоки потужності, лінія електропередавання, трансформатор, релейний захист;

электрическая сеть, перетоки мощности, линия электропередачи, трансформатор, релейная защита;

district network, power flows, power line, transformer, relay protection.

Короткий огляд - Проведено вибір напруги, перерізу проводів повітряних ліній, обладнання підстанцій електричної мережі. Зроблено перевірку силових трансформаторів на перевантаження. Розраховано струми короткого замикання та релейний захист трансформаторів. Проаналізовано напрямки розвитку систем тарифів на електричну енергію, а також розглянуті питання засобів і заходів безпечної експлуатації електроустановок.

Зміст

Вступ	4
1. Розрахунок режимів роботи електричної мережі	5
1.1 Вибір напруги ліній, вибір типу проводів повітряних ліній	5
1.2 Вибір трансформаторів	8
1.3 Розрахунок нормального режиму роботи мережі	10
1.4 Розрахунок напруги у всіх вузлових точках мережі	14
2. Розрахунок електричної частини підстанції	17
2.1 Вибір силових трансформаторів	17
2.2 Вибір трансформаторів власних потреб	19
2.3 Вибір основної схеми електричних з'єднань підстанції	20
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	21
2.5 Вибір електричних апаратів РУ і струмопровідних частин	23
2.6 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги	28
2.7 Вибір ошиновки розподільних пристроїв	31
2.8 Компонування розподільних пристроїв 110кВ	32
2.9 Компонування розподільних пристроїв 6-35 кВ	33
3. Розрахунок релейного захисту	34
3.1 Розрахунок опору трансформатора	34
3.2 Розрахунок струму КЗ для захисту трансформатора	35
3.3 Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту	35
3.4 Розрахунок максимального струмового захисту	38
4. Індивідуальне завдання. Ретроспективний аналіз систем тарифів на електричну енергію та перспективні напрямки їх розвитку	40
5. Охорона праці. Системи засобів і заходів безпечної експлуатації електроустановок.	45
Висновки	53
Список літератури	54
Додатки	56

					БР 5.6.141.768 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Крупосій</i>			<i>Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір обладнання</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Василега</i>					3	58
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ гр. ЕТз-51с</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

Вступ

На даний момент Україна перебуває у складному економічному становищі, що сильно відбивається на енергетиці в цілому. У зв'язку з переходом України до ринкових відносин виникло багато ускладнень і вони не обійшли енергетику.

В умовах постійного розвитку промисловості виникає все більше нових підприємств, це призводить до зростання енергоспоживання, а отже і до збільшення передавальних потужностей, зміни конфігурації та протяжності мереж, комплектації підстанцій.

Для економічного використання електричного устаткування, зокрема силових трансформаторів установлюваних на ПС, необхідно робити більш точні розрахунки; компоувати споживачів так, щоб навантаження розподілилося рівномірно протягом дня. Необхідний більш точний облік електроенергії перетворень на ПС.

В процесі роботи необхідно вирішити наступні завдання: визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів, а також виконати розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів; скласти розрахункову схему заміщення мережі та визначити розрахункові навантаження вузлів мережі; виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі; визначити напругу в вузлах мережі, втрату напруги і втрату потужності в мережі; вибрати потужність силових трансформаторів і трансформаторів власних потреб на підстанції із зазначенням їх параметрів; вибрати головну схему електричних з'єднань підстанції; за номінальними параметрами (з урахуванням дії струмів КЗ) зробити вибір вимикачів в розподільчих пристроях усієї напруги підстанції; провести вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги; вибрати шини РУ.

					БР 5.6.141.768 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Крупосій</i>				<i>Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір обладнання</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Василега</i>						4	58
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ гр. ЕТз-51с</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

1. Розрахунок режимів роботи електричної мережі

Задана схема електричної мережі і її складові елементи (рис. 1.1) із зазначенням довжини ліній, потужності та категорії навантажень (табл. 1.1.).

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ВЛ, км				Потужності навантаження, МВА		
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S-1	S-2	S-3
50	30	20	150	$\frac{110+j50}{\text{III}}$	$\frac{70+j30}{\text{II}}$	$\frac{30+j15}{\text{III}}$

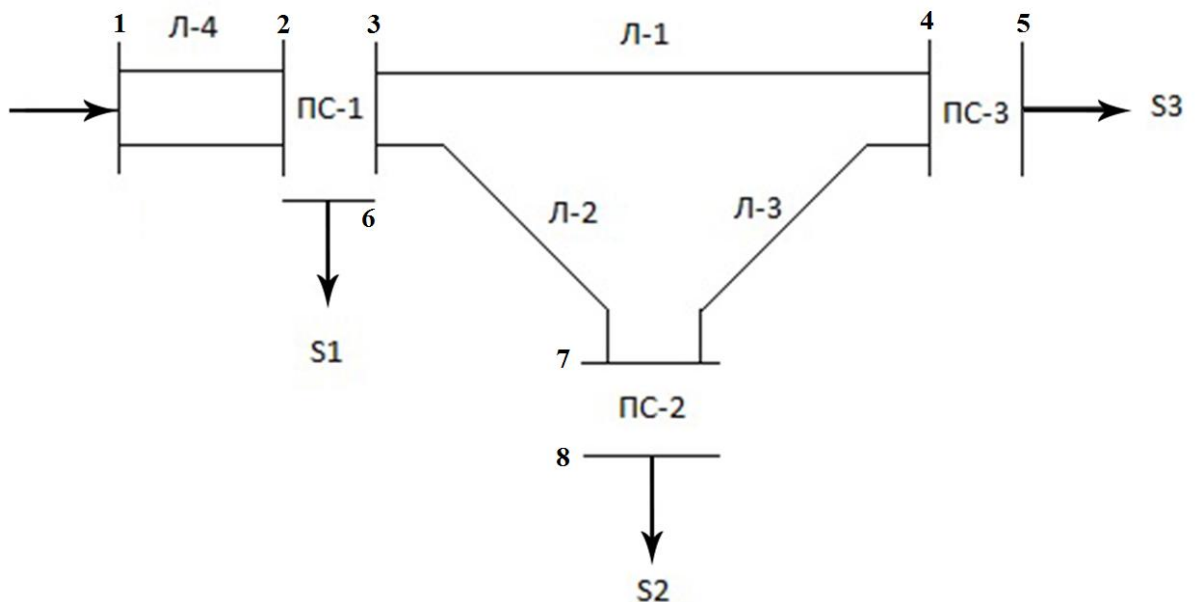


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема мережі

1.1 Вибір напруг ліній, вибір типу проводів повітряних ліній

Знайдемо перетоки потужностей в мережі без урахування втрат в лініях та трансформаторах. Почнемо із замкненої ділянки мережі, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рис.1.2).

					БР 5.6.141.768 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Крупосій				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Василега					5	58
Реценз.					СумДУ гр. ЕТз-51с		
Н. Контр.							
Утверд.	Лебединський						
					Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір обладнання		

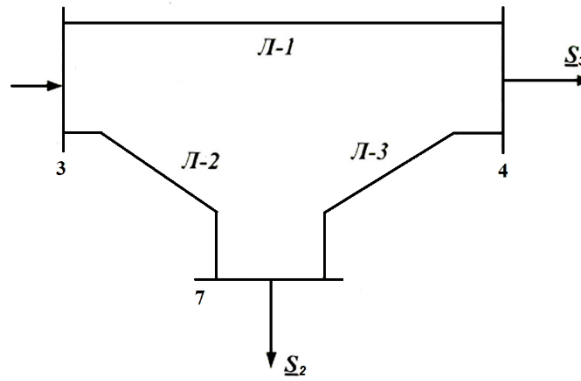


Рисунок 1.2 – Схема спрощеної замкненої мережі

Розімкнемо замкнену мережу, наведену на рисунку 1.2, в точці живлення (рисунок 1.3) і позначимо потужності на ділянках мережі.

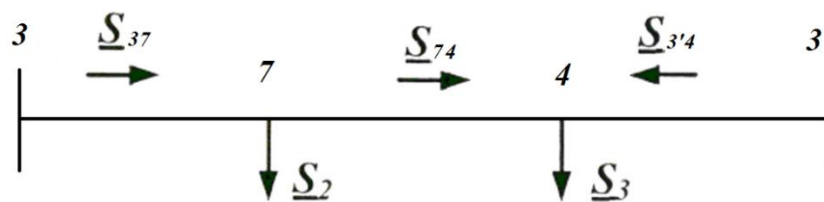


Рисунок 1.3 – Схема розімкненої мережі

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі.

$$\underline{S}_{37} = \frac{\underline{S}_2(l_{74} + l_{43'}) + \underline{S}_3(l_{43'})}{(l_{37} + l_{74} + l_{43'})} = 64 + j28,5 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{74} = \underline{S}_{37} - \underline{S}_2 = -6 - j1,5 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{3'4} = \frac{\underline{S}_2(l_{73}) + \underline{S}_3(l_{47} + l_{73})}{(l_{37} + l_{74} + l_{43'})} = 36 + j16,5 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_3 + \underline{S}_2 = \underline{S}_{37} + \underline{S}_{3'4}$$

$$100 + j45 = 100 + j45 \text{ MVA.}$$

Баланс потужності виконується. Потужність ділянки 7-4 вийшла від'ємною, тому точка 7 є точкою потокорозділу.

Визначимо напруги на ділянках мережі (рис. 1.1) за формулою Ілларіонова та занесемо до табл. 1.2. При цьому врахуємо, що сумарна

потужність лінії Л-4 буде складатися з потужностей вузла 3 та 6: $\underline{S}_{Л4} = \underline{S}_{37} + \underline{S}_{3'4} + \underline{S}_1 = 210 + j95 \text{ МВА}$.

$$U_{Л} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \sqrt{\frac{2500}{P_{Л}}}}}$$

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	50	30	20	150
Напруга ділянки, кВ	87	97	39,7	190

Аналізуючи напруги ділянок замкненої мережі, обираємо загальну напругу, рівною 110 кВ. Для лінії Л-4 обираємо напругу 220 кВ.

Для вибору проводів ПЛ за довідником, необхідно знати струми, які проходять даними лініями. Визначаємо струми проводів ліній за формулою:

$$I_{Л} = S_{Л} / \sqrt{3} U_{Л}$$

Таблиця 1.3– Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Струм, кА	0,207	0,367	0,033	0,295

У відповідності з ПУЕ, приймаємо для ліній провід марки АС-240/32. Параметри проводу АС-240/32: $r_0=0,118 \text{ Ом/км}$, $x_0= 0,435 \text{ Ом/км}$, $b_0= 2,6 \times 10^{-6} \text{ См/км}$.

Знайдемо параметри ліній електричної мережі. Значення активних і реактивних опорів ліній, а також величину зарядної потужності, занесемо до таблиці 1.5.

$$R_{Л} = r_0 \times l_{Л}; \quad X_{Л} = x_0 \times l_{Л}; \quad jQ_{Л}/2 = U_{НОМ}^2 \times b_0 \times l_{Л} / 2$$

Таблиця 1.5 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
$R_{Л}$	Ом	5,9	3,54	2,36	17,7
$X_{Л}$	Ом	21,75	13,4	8,75	43,5
$Q_{Л}$	МВАр	4,4	2,51	3,146	18, 8

1.2 Вибір трансформаторів

За напругою мережі і навантаженням обираємо трансформатори:

Для ПС-1:

Потужність навантаження – $S_1 = \sqrt{100^2 + 50^2} = 112$ МВА, при цьому напруга високої сторони становить 220 кВ, тож для ПС-1 обираємо один трансформатор Т1: АТДЦТН-250000/220/110.

Каталожні дані трансформатора АТДЦТН-250000/220/110:

$S_{\text{НОМ}}=250$ МВА; $U_{\text{ВН}}=115$ кВ; $U_{\text{СН}}=121$ кВ; $U_{\text{НН}}=10,5$ кВ; $\Delta P_{\text{Х}}=145$ кВт;

$\Delta P_{\text{КВС}}=520$ кВт; $\Delta P_{\text{КВН}}=430$ кВт; $\Delta P_{\text{КСН}}=390$ кВт; $U_{\text{КВС}}=11\%$; $U_{\text{КВН}}=32\%$;

$U_{\text{КСН}}=20\%$; $I_{\text{Х}}=0,5\%$.

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$k_3 = \frac{112}{250} = 0,5;$$

якщо коефіцієнт завантаження $k_3 = 0,5 < 1,0$, то трансформатор задовольняє пред'явленим вимогам.

Для ПС-2:

$$S_2 = \sqrt{70^2 + 30^2} = 76 \text{ мВА};$$

$$S_{2\text{T}} = \frac{76}{1,4} = 54,4 \text{ мВА}$$

За напругою і потужністю навантаження обираємо два трансформатори 2 X Т-2: ТДН-63000/110/38,5.

Каталожні дані трансформатора ТДН-63000/110/38,5:

$S_{\text{НОМ}}=63$ МВА; $U_{\text{ВН}}=115$ кВ; $U_{\text{НН}}=38,5$ кВ; $\Delta P_{\text{Х}}=245$ кВт; $U_{\text{КВН}}=10,5\%$;

$I_{\text{Х}}=0,5\%$; $\Delta Q_{\text{Х}}=315$ кВАр.

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$k_3 = \frac{76}{63 \cdot 2} = 0,6;$$

якщо коефіцієнт завантаження $k_3 = 0,6 < 0,75$, то трансформатор задовольняє пред'явленим вимогам.

Для ПС-3:

$$S_3 = \sqrt{30^2 + 15^2} = 33,5 \text{ мВА};$$

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

За напругою і потужністю навантаження обираємо трансформатор

Т-3: ТД-40000/110/10,5

Каталожні дані трансформатора ТД-40000/110/10,5:

$S_{НОМ}=40$ МВА; $U_{ВН}=121$ кВ; $U_{НН}=10,5$ кВ; $\Delta P_x=50$ кВт; $\Delta P_{квн}=160$ кВт;

$U_{квн}=10,5\%$; $I_x=0,7\%$; $\Delta Q_x=260$ кВАр.

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$k_3 = \frac{33,5}{40} = 0,8;$$

якщо коефіцієнт завантаження $k_3 = 0,8 < 1,0$, то трансформатор задовольняє пред'явленим вимогам.

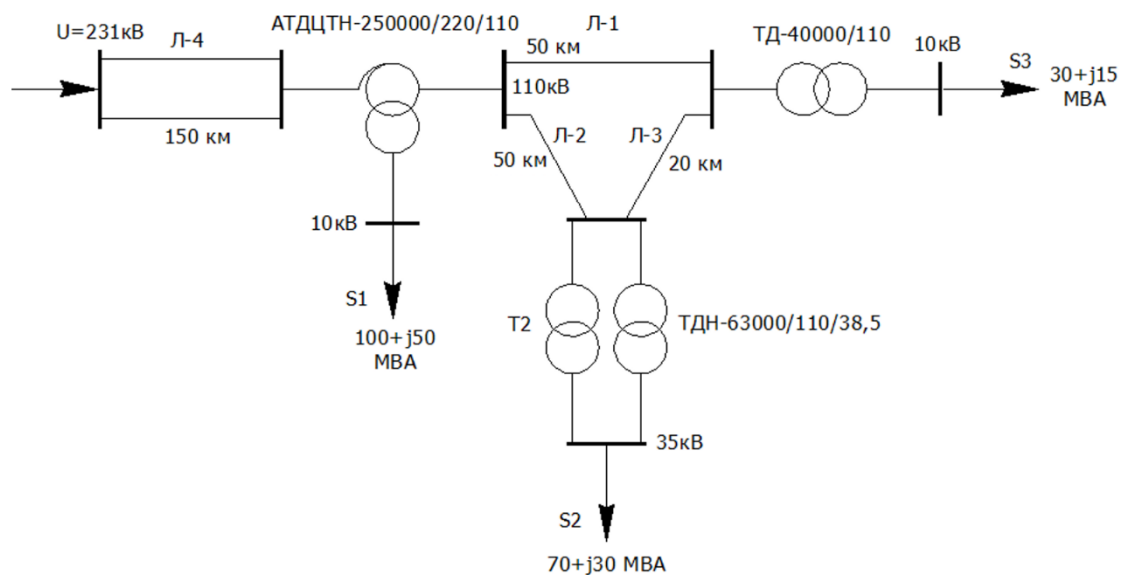


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема мережі

Знайдемо параметри схеми заміщення трансформаторів.

Для тансформатора Т-1 втрати потужності:

$$\Delta P_{кв} = 0,5(\Delta P_{квс} + \Delta P_{квн} - \Delta P_{кчн}) = 0,5(520 + 430 - 390) = 280 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кч} = 0,5(\Delta P_{квс} - \Delta P_{квн} + \Delta P_{кчн}) = 0,5(520 - 430 + 390) = 240 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кн} = 0,5(-\Delta P_{квс} + \Delta P_{квн} + \Delta P_{кчн}) = 0,5(-520 + 430 + 390) = 150 \text{ кВт};$$

$$U_{кв} = 0,5(U_{квс} + U_{квн} - U_{кчн}) = 0,5(11 + 32 - 20) = 11,5\%;$$

$$U_{кч} = 0,5(U_{квс} - U_{квн} + U_{кчн}) = 0,5(11 - 32 + 20) \approx 0\%;$$

$$U_{кн} = 0,5(-U_{квс} + U_{квн} + U_{кчн}) = 0,5(-11 + 32 + 20) = 20,5\%.$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Знаходимо опір обмоток:

$$R_{OB} = \frac{\Delta P_{KB} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{280 \cdot 230^2}{250000^2} \cdot 10^3 = 0,237 \text{ Ом};$$

$$R_{OC} = \frac{\Delta P_{KC} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{240 \cdot 230^2}{250000^2} \cdot 10^3 = 0,203 \text{ Ом};$$

$$R_{OH} = \frac{\Delta P_{KH} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{150 \cdot 230^2}{250000^2} \cdot 10^3 = 0,127 \text{ Ом};$$

$$X_{OB} = \frac{U_{KB} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 250000} \cdot 10^3 = 24,334 \text{ Ом};$$

$$X_{OC} = \frac{U_{KC} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}^2} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{OH} = \frac{U_{KH} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{20,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 250000} \cdot 10^3 = 43,378 \text{ Ом};$$

$$\Delta S_{xx} = 0,145 + j1,25.$$

Для двух паралельних трансформаторів Т-2 опір обмоток:

$$R_0 = \frac{\Delta P_{KBH} \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{245 \cdot 110^2}{2 \cdot 63^2} = 3,73 \text{ Ом};$$

$$X_0 = \frac{U_{KBH} \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{2 \cdot 100 \cdot 63} = 10,85 \text{ Ом};$$

$$\Delta S_{xx} = 0,05 + j0,315.$$

Аналогічно для трансформатора Т-3:

$$R_T = 1,46 \text{ Ом}; \quad X_T = 38,4 \text{ Ом}; \quad \Delta S_{xx} = 0,16 + j0,26.$$

1.3 Розрахунок нормального режиму роботи мережі

Напругу на всіх вузлових точках приймають рівній номінальній. На цій умові знаходиться розподіл потужності з урахуванням втрат в мережі.

Втрату потужності на ділянці знаходимо за формулою:

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

Потужність на ділянці знаходимо так:

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

Знаходимо потужність на всіх ділянках мережі (рис. 1.5).

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

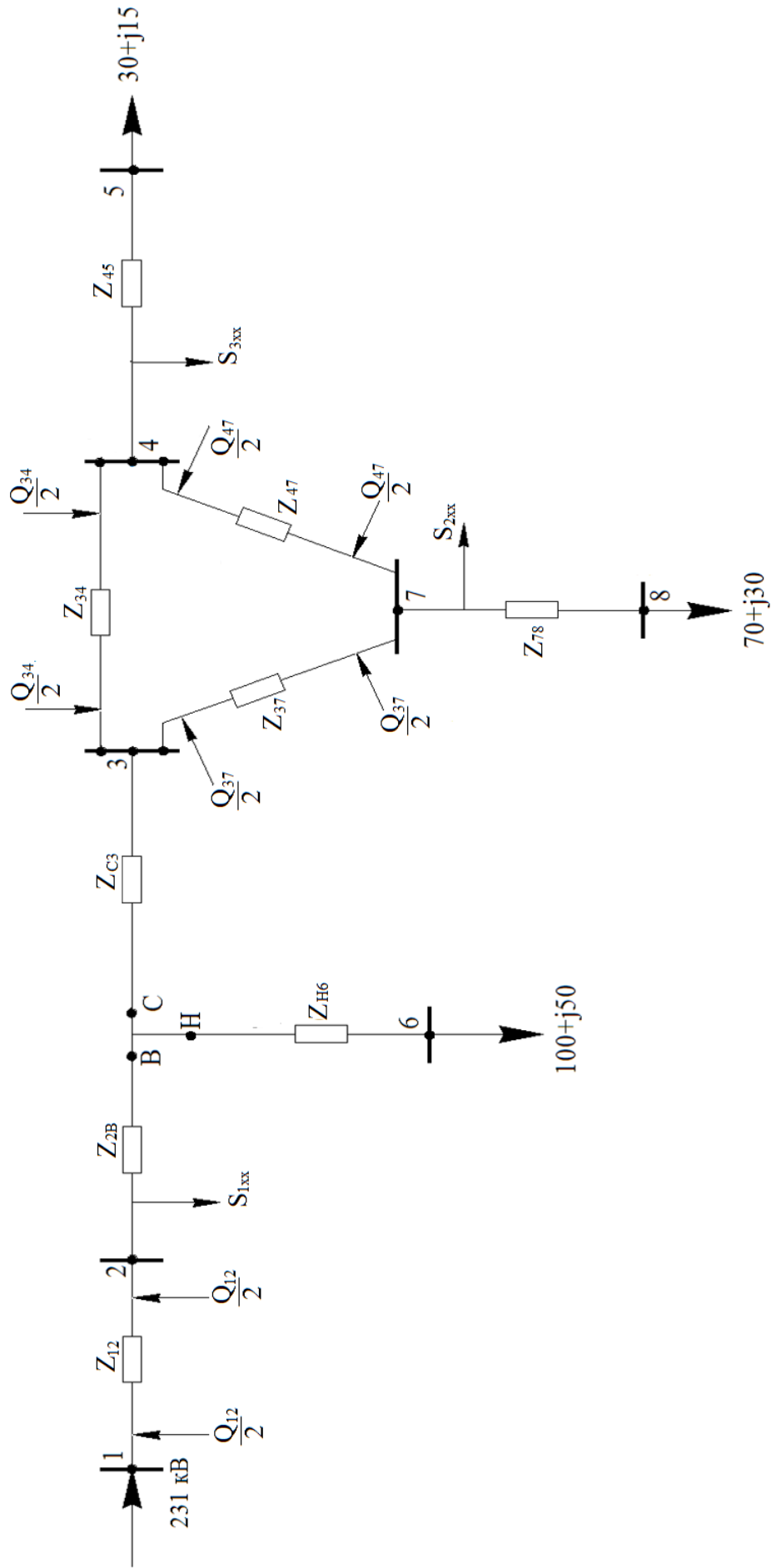


Рисунок 1.5 - Схема заміщення для розрахунку мережі

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР 5.6.141.768 ПЗ

Лист

11

Потужність в лінії на кінці ділянки будемо позначати із штрихом, а на початку ділянки – без штриха. Вітка намагнічування трансформаторів враховується в схемі заміщення повністю.

$$\Delta S_{xx} = \Delta P_{xx} + j\Delta Q_{xx} = \Delta P_{xx} + j \frac{I_{xx}^2 \%}{100} \cdot S_{ном}$$

$$S_{45} = \frac{30^2 + 15^2}{220^2} \cdot (1,46 + j38,4) = 0,034 + j0,883 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{78} = \frac{70^2 + 30^2}{220^2} \cdot (3,73 + j10,85) = 0,488 + j1,302 \text{ МВА};$$

$$S_{78} = 70 + j30 + 0,448 + j1,302 + 0,5 + j0,315 = 70,498 + j31,617 \text{ МВА};$$

$$S_{f6} = \frac{100^2 + 50^2}{220^2} \cdot (0,127 + j43,378) = 0,33 + j11,192 \text{ МВА};$$

$$S_{H6} = 100 + j50 + 0,33 + j11,192 = 100,33 + j61,192 \text{ МВА}.$$

Тепер проведемо розрахунок замкнутої ділянки мережі.

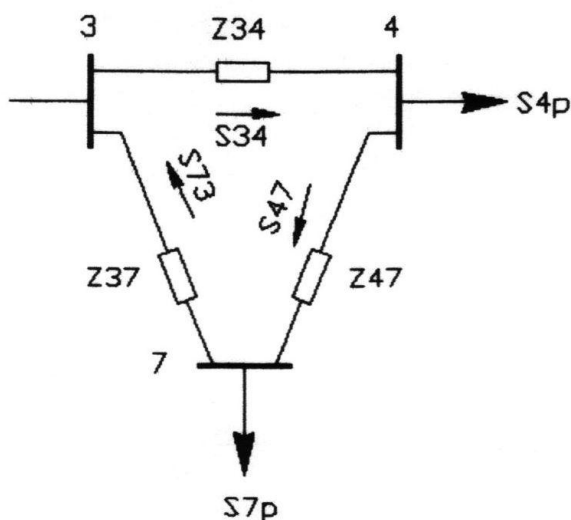


Рисунок 1.6 – Схема для розрахунку потужності в замкнутому контурі

$$S_{4p} = S_{45} = 30,194 + j16,143 \text{ МВА};$$

$$S_{7p} = S_{78} = 70,498 + j31,617 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо потекорозподіл в контурі, що з'єднує вузли 3, 4, 7 без врахування втрат, використовуючи узагальнене контурне рівняння:

$$\sum S_{ij} \cdot Z_{ij}^* = U_0(1 - \Pi k_{ij}).$$

Задаємося невідомим потоком потужності S_{34} і знаходимо інші потоки через цю потужність.

$$S_{47} = S_{34} - S_{45};$$

$$S_{73} = S_{47} - S_{78} = S_{34} - S_{45} - S_{78}.$$

$$S_{34} Z_{34}^* + S_{47} Z_{47}^* + S_{73} Z_{73}^* = S_{34} \left(Z_{34}^* + Z_{47}^* + Z_{73}^* \right) - S_{45} \left(Z_{47}^* + Z_{73}^* \right) - S_{78} Z_{73}^*,$$

Звідси:

$$S_{34} = \frac{S_{45}(Z_{47}^* + Z_{73}^*) + S_{78} Z_{73}^*}{Z_{34}^* + Z_{47}^* + Z_{73}^*} =$$

$$= \frac{(30,194 + j16,143)((12,96 + j33,04) + (70,498 + j31,617))}{12,96 - j33,04} = \frac{1176,103 - j668,997}{12,96 - j33,04} = 30,57 + j18,988$$

МВА;

$$S_{47} = 30,57 + j18,988 - (30,194 + j16,43) = 0,376 + j2,558 \text{ МВА};$$

$$S_{73} = 0,376 + j2,588 - (70,498 + j31,617) = -70,122 - j29,59 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо поточкорозподіл в контурі 3-4-7 з урахуванням втрат. Для цього знаходимо точки поточкорозділу активної і реактивної потужності (рис. 1.7).

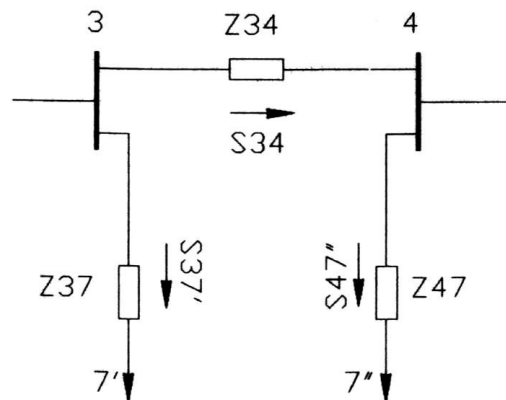


Рисунок 1.7 – Точка поточкорозділу потужності

$$\Delta S_{37}' = \frac{70,122^2 + 29,59^2}{220^2} \cdot 0,625 = 0,074 \text{ МВА};$$

$$S_{37}' = 70,122 + j29,059 + 0,074 = 70,196 + j29,392 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{47}'' = \frac{0,376^2 + 2,558^2}{220^2} \cdot (3,24 + j8,26) = 0,0003 + j0,0008 \text{ МВА};$$

$$S_{47}'' = 0,376 + j2,558 + 0,0003 + j0,0008 = 0,376 + j1,893 \text{ МВА};$$

$$S_{34}' = S_{4P} + S_{47}'' = 30,194 + j16,143 + 0,376 + j1,893 = 30,57 + j18,036 \text{ МВ}$$

$$\Delta S_{34} = \frac{30,57^2 + 18,036^2}{220^2} \cdot 0,625 = 0,016 \text{ МВА};$$

$$S_{34} = 30,057 + j18,036 + 0,016 = 30,586 + j18,036 \text{ МВА};$$

$$S_{C3}' = S_{34} + S_{37}' = 30,586 + j18,036 + 70,196 + j29,392 = 100,782 + j47,428 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{C3} = \frac{100,782^2 + 47,482^2}{220^2} \cdot 0,203 = 0,052 \text{ МВА};$$

$$S_{C3} = 100,782 + j47,482 + 0,052 = 100,834 + j47,428 \text{ МВА};$$

$$S_{2B}' = S_{C3} + S_{H6} = 100,834 + j47,428 + 100,033 + j61,192 = \\ = 200,867 + j108,62 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{2B} = \frac{200,867^2 + 108,62^2}{220^2} \cdot (0,237 + j24,334) = 0,255 + j26,208 \text{ МВА};$$

$$S_{2B} = S_{2B}' + \Delta S_{2B} + \Delta S_{XX1} = 200,867 + j108,62 + 0,255 + j26,208 + 0,145 + \\ + j1,25 = 201,267 + j136,078 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{12} = \frac{201,267^2 + 136,078^2}{220^2} \cdot 2,55 = 3,11 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = 201,267 + j136,078 + 3,11 = 204,377 + j136,078 \text{ МВА}.$$

1.4 Розрахунок напруги у всіх вузлових точках мережі.

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

Напруга в кінці першої ділянки (рахуючи від джерела живлення) і на початку другої:

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

Розрахунок напруги в інших вузлових точках мережі виконують аналогічно.

Під час розрахунку напруги будемо враховувати лише продольну складову:

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta U_{12} = \frac{204,37 \cdot 2,55 + 136,078 \cdot 0}{231} = 2,256 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 231 - 2,256 = 228,744 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{2B} = \frac{201,267 \cdot 0,237 + 136,078 \cdot 24,334}{228,774} = 14,685 \text{ кВ};$$

$$U_B = 228,774 - 14,685 = 214,059 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{H6} = \frac{100,033 \cdot 0,127 + 61,192 \cdot 43,378}{214,059} = 12,46 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \frac{214,059 - 12,46}{20,95} = 9,623 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{C3} = \frac{100,834 \cdot 0,203 + 47,428 \cdot 0}{214,059} = 0,096 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \frac{214,059 - 0,096}{2} = 106,982 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{34} = \frac{30,586 \cdot 0,625 + 18,036 \cdot 0}{106,982} = 0,18 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 106,982 - 0,18 = 106,802 \text{ кВ};$$

$$\Delta U'_{47} = \frac{0,376 \cdot 3,24 + 1,893 \cdot 8,26}{106,802} = 0,158 \text{ кВ};$$

$$U''_7 = 106,802 - 0,158 = 106,644 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{37} = \frac{70,169 \cdot 0,625 + 29,392 \cdot 0}{106,982} = 0,41 \text{ кВ};$$

$$U_7 = 106,982 - 0,41 = 106,572 \text{ кВ}.$$

Різниця між знайденими значеннями напруги у вузлі 7 складає:

$$\frac{U''_7 - U'_7}{U''_7} = \frac{106,644 - 106,572}{106,644} \cdot 100 = 0,068\% , \text{ що менше допустимих } 2\%.$$

Приймаємо напругу $U_7 = 106,6 \text{ кВ}$.

$$\Delta U_{78} = \frac{70,498 \cdot 3,73 + 31,617 \cdot 10,85}{106,6} = 5,685 \text{ кВ};$$

$$U_8 = \frac{106,6 - 5,685}{2,857} = 35,322 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{45} = \frac{30,194 \cdot 1,46 + 16,143 \cdot 38,4}{106,802} = 6,217 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \frac{106,802 - 6,217}{10,476} = 9,601 \text{ кВ}.$$

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

Результати розрахунків зводимо в таблицю 1.6:

Таблиця 1.6 – Розрахункові параметри

$S_{12},$ МВА	$S_{2В},$ МВА	$S_{С3},$ МВА	$S_{34},$ МВА	$S_{45},$ МВА	$S_{47},$ МВА	$S_{Н6},$ МВА	$S_{37},$ МВА	$S_{78},$ МВА
204,3+	201,3+	100,8+	30,6+	30,2+	0,4+	100+	71,2+	70,5+
+j136,1	+j136,1	+j47,4	+j18	+j16,1	+j1,9	+j61,2	+j29,34	+j31,7
$U_1, \text{кВ}$	$U_2, \text{кВ}$	$U_3, \text{кВ}$	$U_4, \text{кВ}$	$U_5, \text{кВ}$	$U_6, \text{кВ}$	$U_7, \text{кВ}$	$U_8, \text{кВ}$	
231	228,7	106,98	106,8	9,6	9,6	106,6	35,3	

2 Розрахунок електричної частини підстанції

В даному розділі буде проведено вибір схеми електричних з'єднань та основного обладнання підстанції, а також перевірку силових трансформаторів на перевантаження.

2.1 Вибір силових трансформаторів

Перевірку трансформаторів проведемо на прикладі ПС-2, де були вибрані трансформатори ТДН 63000/110/38,5. Його параметри та добовий графік навантаження наведені в табл. 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 – Параметри трансформатора

Тип тр-ра	Потужність S, МВА	Напруга U, кВ	X _Т , Ом	l, W ₁ , км	X _л , W ₁ , Ом	l, W ₂ , км	X _л , W ₂ , Ом	S _с , кВА	X _с , Ом
ТДН 63000/110	63	110	10,85	30	0,375	70	9,5	2300	5,26

Таблиця 2.2 – Навантаження споживачів впродовж доби

Год	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
МВА	28,35	34,65	37,8	56,7	56,7	50,4	50,4	63	56,7	81,9	88,2	63

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається:

$$k_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}},$$

					БР 5.6.141.768 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.	Крупосій				<i>Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір обладнання</i>	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Василега						17	58
Реценз.						<i>СумДУ гр. ЕТз-51с</i>		
Н. Контр.								
Утверд.	Лебединський							

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;
 t_1, t_2, \dots, t_n – тривалість ступеня, година.

Звідси:

$$k_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + S_4^2 \cdot t_4 + S_5^2 \cdot t_5 + S_6^2 \cdot t_6 + S_7^2 \cdot t_7 + S_9^2 \cdot t_9}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_9}}$$

$$k_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{28,35^2 \cdot 2 + 34,65^2 \cdot 2 + 37,8^2 \cdot 2 + 56,7^2 \cdot 2 + 56,7^2 \cdot 2 + 50,4^2 \cdot 2 + 50,4^2 \cdot 2 + 63^2 \cdot 2 + 56,7^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2}} = 0,756$$

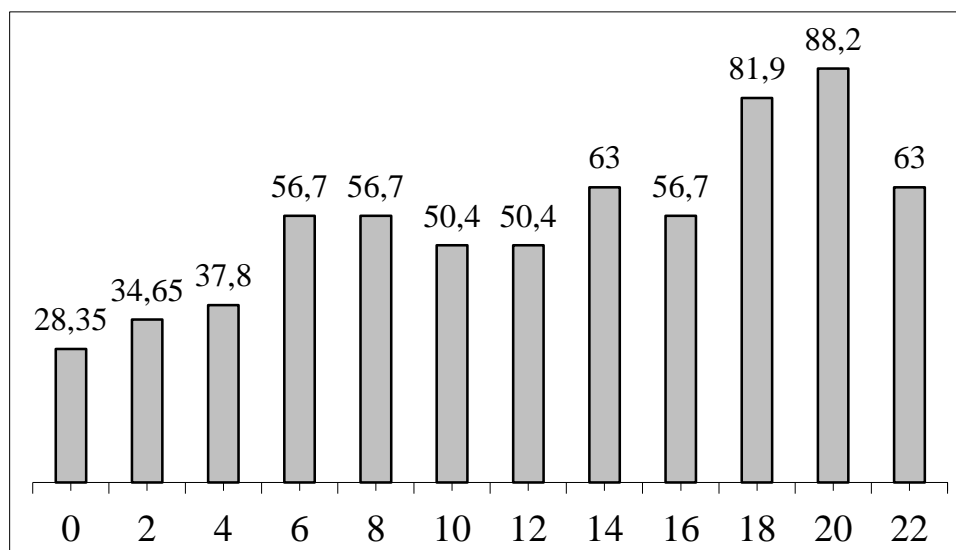


Рисунок 2.1 – Графік навантаження підстанції

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

$$k_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_8^2 \cdot t_8 + S_{10}^2 \cdot t_{10} + S_{11}^2 \cdot t_{11} + S_{12}^2 \cdot t_{12}}{t_8 + t_{10} + t_{11} + t_{12}}}$$

$$k_2 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{63^2 \cdot 2 + 81,9^2 \cdot 2 + 88,2^2 \cdot 2 + 63^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2 + 2}} = 1,188$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$k_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} = \frac{88,2}{63} = 1,4$$

Попереднє значення k_2' необхідно порівняти із значенням k_{\max} :

$$k_2' = k_2 \cdot 0,9k_{\max} = 1,188 \cdot 0,9 \cdot 1,4 = 1,5$$

Якщо $k_2' = 1,5 > k_2 = 1,188$, приймаємо $k_2 = 1,5$. Значення k_2 за ГОСТом більше, ніж реальне, значить трансформатор обраний правильно.

2.2 Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами власних потреб є:

- оперативні кола;
- електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, висвітлення і електроопалення приміщень;
- електропідігрівання комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ п/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт	Коеф. попиту	cosφ	Споживана потужність
1.	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,86	4,23
2.	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	2	1	1	4
3.	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,5	1	1	3
4.	Опалення, висвітлення, вентиляція закритого РУ	1	6	0,65	0,95	3,7
5.	Висвітлення РУ	1	2	0,65	0,93	1,2
Сумарне навантаження власних потреб без урахування ремонту, $S_{\text{сн}}$ кВА						16,13

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умов: $S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{СН}}$, де $S_{\text{ТСН}}$ - потужність трансформатора власних потреб, кВ·А; $S_{\text{СН}}$ – потужність споживачів власних потреб, кВ·А.

Так як $S_{\text{СН}}=16,13$ кВА, потужність трансформатора власних потреб беремо рівній 20 кВА.

Ремонтну потужність на підстанції беремо 20 кВА. Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень: $S_{\text{ТСН}} = \frac{20 + 16,13}{1,2} = 30,1$ кВА.

Беремо стандартну потужність трансформатора $S_{\text{ТСН}}=40$ кВА. Остаточо для живлення споживача власних потреб беремо два живлення за двома тупиковими лініями: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3. трансформатори ТМ-40/10 потужністю по 40 кВА.

2.3 Вибір основної схеми електричних з'єднань підстанції

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних післяаварійних режимах;
- враховувати перспективи розвитку;
- допускати можливість розширення;
- забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення преднань.

При цьому варто застосовувати найпростіші схеми. Так як даний РУ має невелике число приєднань, то доцільно застосування спрощеної схеми без збірних шин або з короткими перемичками між приєднаннями.

Спрощена принципова схема електричних з'єднань приведена на рис. 2.2.

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

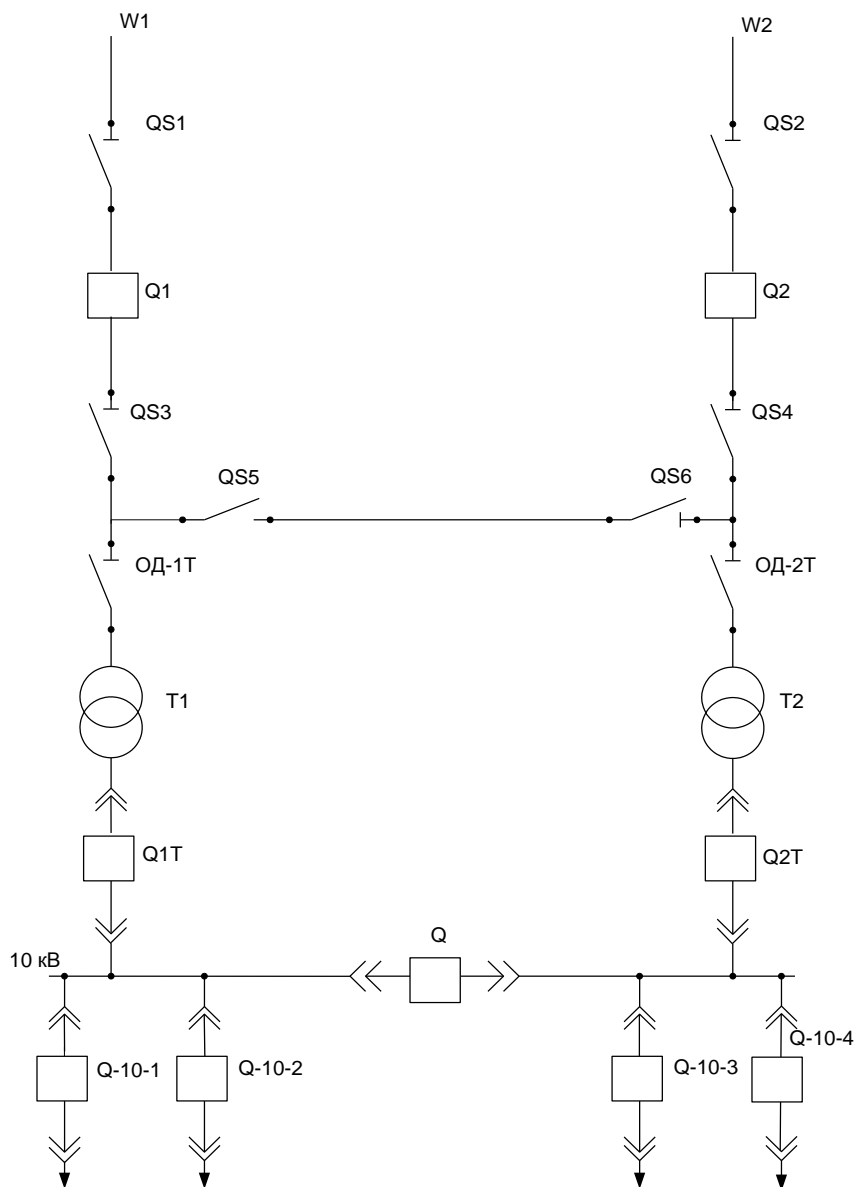


Рисунок 2.2 – Спрощена схема електричних з'єднань підстанції

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 35 кВ. Підстанція

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110кВ центра живлення складає $S_c=2300$ кВА.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

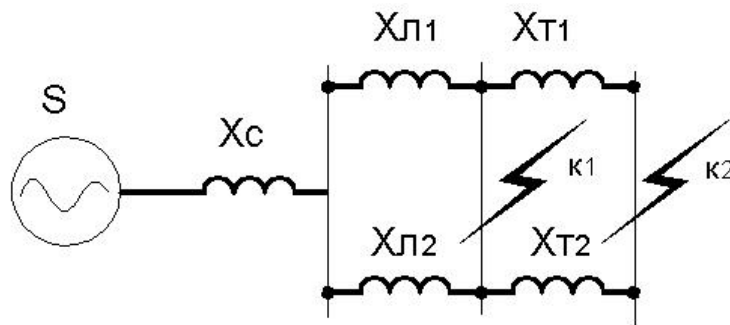


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює:

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{110^2}{2300} = 5,26 \text{ Ом};$$

Опір працюючих ліній $X_{л}=0,361 \text{ Ом};$

Періодична складова СКЗ у точці k_1 :

$$I_{k1} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3(X_c + X_{л})}} = \frac{110}{\sqrt{3(5,26 + 0,361)}} = 11,29 \text{ кА};$$

у точці k_2 , приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{k2}^B = \frac{U_{л}}{\sqrt{3(X_c + X_{л} + X_{т})}} = \frac{110}{\sqrt{3(5,26 + 0,361 + 10,85)}} = 3,85 \text{ кА};$$

Реальний СКЗ у точці k_2 :

$$I_{k2} = I_{k2}^B \frac{110}{35} = 3,85 \frac{110}{35} = 12,1 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } k_1 = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 11,29 = 25,7 \text{ кА};$$

$$\text{у точці } k_2 = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 12,1 = 27,5 \text{ кА}.$$

Допустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення:

- вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість;
- вибір з виконання (для зовнішньої або внутрішньої установи).

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 35 кВ;
- секційні вимикачі на боці 35 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять, 35 кВ;
- роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформаторі струму і напруги 110 кВ і 35 кВ.4
- ошиновка розподільних пристроїв 110 кВ і 35 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора, розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції (63 МВА).

Максимальний струм на вищій стороні:

$$I_{\max}^{110} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462,93 \text{ А.}$$

Струм в колі вступних вимикачів на боці 35 кВ:

$$I_{\max}^{\text{НВ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 727,461 \text{ А.}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{\max}^{\text{СВ}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 35} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 727,461 \text{ А.}$$

Струм в колі лінії, що відходить (якщо на одне приєднання приходять 3 МВА):

$$I_{\max}^{\text{ЛВ}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 49,487 \text{ А.}$$

На боці вищої напруги рекомендується установка електрогазових вимикачів типу S1-145-F3/4031. Вибір вимикача наведений у таблиці 2.5.

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.5 – Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	110 кВ	123 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	462 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{пр.скв}$	11,29 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{скв}$	25,7 кА	100 кА
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	11,29 кА	40кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1,47 кА	14,2 кА
$B_k \leq I_T^2 t_\gamma$	10,83 кА ² ·с	48 кА ² ·с

Вимикач S1-145-F3/4031 цілком задовольняє умові вибору.

Останнім часом помітна тенденція в заміні частини повітряних вимикачів елегазовими. Так, наприклад, повітряні вимикачі 110 і 220 кВ нормального або автоматичного виконання зняті з виконання і замінені елегазовими. Елегаз (SF₆ шестифториста сірка) являє собою інертний газ, щільність якого перевищує щільність повітря в 5 разів. Електрична міцність елегазу в 2-3 рази вище міцності повітря; при тиску 0,2 МПа електрична міцність елегазу порівнянна з міцністю оливи. У елегазі при атмосферному тиску може бути погашена дуга зі струмом, який в 100 разів перевищує струм, що відключається в повітрі при тих же умовах. Здатність елегазу гасити дугу пояснюється тим, що його молекули вловлюють електрони дугового стовпа і утворюють щодо нерухомі негативні струми. Втрата електронів робить дугу нестійкою, і вона легко гасне.

На боці низької напруги рекомендується обирати повітряні і вакуумні вимикачі.

Вибір вимикачів з боку низької напруги приведений в таблицях 2.6-2.8.

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів в колі трансформатора на боці 35 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	727,461 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{пр.скв}$	12,1 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{скв}$	27,5 кА	80 кА
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	12,1 кА	31,5кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,4 кА	-
$B_k \leq I_T^2 t_\gamma$	21,9 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

Рекомендується установка повітряних вимикачів типу ВВУ-35А-40/3150У.

Таблиця 2.7 – Вибір секційного вимикача на боці 35 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	727,461 А	3150 А
$I_{по} \leq I_{пр.скв}$	12,1 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{скв}$	27,5 кА	80 кА
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	12,1 кА	31,5кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,4 кА	-
$B_k \leq I_T^2 t_\gamma$	21,9 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

Рекомендується брати до установки, як секційний вимикач типу ВВУ-35А-40/3150У.

Таблиця 2.8 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 35 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	49,487 А	2000 А
$I_{по} \leq I_{пр.скв}$	12,1 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{скв}$	27,5 кА	80 кА
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	12,1 кА	31,5кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,4 кА	-
$B_k \leq I_T^2 t_\gamma$	21,9 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

На лінію, що відходить рекомендується встановлення повітряного вимикача типу ВВУ-35А-40/2000У.

В таблиці 2.9 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ. Роз'єднувачі необхідні з одним або з двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.9 – Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	462,93 А	1000 А
$I_{уд} \leq I_{скв}$	25,7 кА	80 кА
$B_k \leq I_T^2 t_\gamma$	10,83 кА ² ·с	3969 кА ² ·с

Рекомендується брати до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД 31-110/1000 УХЛ1 та РНД 32-10/1000 УХЛ1.

Роз'єднувачі призначені для відключення і включення ланцюгів без струму і для створення видимого розриву ланцюга в повітрі. В установках максимальної потужності дозволяється відключати роз'єднувачем ненавантажені трансформатори, вмикати та вимикати струм до 15А при напрузі 10кВ і нижче. Слід прагнути до застосування роз'єднувачів триполюсного типу. Щоб виключити помилкову дію з роз'єднувачем, встановлюють блокування (механічні, електричні), які дозволяють оперувати з роз'єднувачем тільки в тому випадку, якщо пов'язаний з ним вимикач відключений.

Важливим елементом електричної установки високої напруги є заземлюючі роз'єднувачі. Блокування дозволяє включення заземлюючих роз'єднувачів тільки при відключенні основного і навпаки. Вони виконуються з одним і двома ножами (число ножів вказується цифрою 1 або 2 після першої риси) РНДЗ 1-200 / 2000 або РРНД-2-220 / 1000.

В установках із збірними шинами в якості шинних роз'єднувачів вибирають роз'єднувачі з одним заземлюючим ножем, як лінійних – з двома заземлюючими ножами.

Вимикачі навантаження використовуються для відключення ланцюга робочого струму.

Роз'єднувачі і вимикачі навантаження обираються по номінальній напрузі $U_{ном}$, номінальному тривалому току $I_{ном}$, а в режимі КЗ перевіряють на термічну і електродинамічну стійкість.

Вимикачем навантаження перевіряють додатково по струму відключення.

2.6 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для підключення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У цьому проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірка трансформаторів по вторинному навантаженні виконується тільки з урахуванням підключення вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, ватметр, вольтметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шини 110 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазових напруг, на секційному вимикачі 35 кВ - амперметр, на лініях, що відходять 35 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергії.

Розрахунок вторинної навантаження трансформатора струму наведено в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5

продовження таблиці 2.10

Сумарне навантаження струму в колі секц. Вимикать на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму приведений в таблицях 2.11-2.13.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	462,93 А	2000 А
$I_{уд} \leq I_{скв}$	25,7 кА	100 кА
$B_k \leq I_T^2 t_\gamma$	10,83 кА ² ·с	1156 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H,ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів:

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_k = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом, де:}$$

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

$Z_{прил}$ – опір приборів, Ом;

Z_k – опір контактів, Ом.

Переріз сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил.

Переріз жил при довжині кабеля $l = 160\text{м}$:

$$Z = \rho \frac{l}{F} = 0,028 \frac{160}{4} = 1,13 \text{ Ом,}$$

										Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР 5.6.141.768 ПЗ					

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

F – переріз жил, мм^2 .

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25 \text{ Ом},$$

що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Трансформатор струму ТФЗМ 110Б-11 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.12 – Вибір трансформатора струму в колі трансформатора з боку низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{\text{ном}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	427,461 А	1000 А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{скв}}$	27,5 кА	100 кА
$B_k \leq I_{\Gamma}^2 t_{\gamma}$	21,9 $\text{кА}^2\cdot\text{с}$	3675 $\text{кА}^2\cdot\text{с}$
$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н.ном}}$	1,25 Ом	4 Ом

Перевірка по вторинному навантаженню виконується аналогічно. Беремо трансформатор ТПОЛ-35.

Таблиця 2.13 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{\text{ном}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	49,487 А	800 А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{скв}}$	27,5 кА	130 кА
$B_k \leq I_{\Gamma}^2 t_{\gamma}$	21,9 $\text{кА}^2\cdot\text{с}$	2700 $\text{кА}^2\cdot\text{с}$
$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н.ном}}$	1,25 Ом	2 Ом

Беремо до установки трансформатор ТФЗМ-35А.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на боці 110 кВ трансформатори НКФ-110-58, з боку 35 кВ – НОМ-35.

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.7 Вибір шин розподільних пристроїв

Ошиновку в РУ 110кВ виконують, як правило, сталелегуючіми проводами марки АС. Вибір перетину здійснюється за довго допустимим струмом. При максимально робочому 462,93 А вибираємо переріз 185 мм² з допустимим струмом 510 А. Мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{32,55}}{91 \cdot 10^{-3}} = 62,7 \text{ мм}^2, \quad \text{де } C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кА} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}.$$

Переріз 185мм² підходить і за термічною стійкістю, тому для ошиновки підстанції приймаємо АС-185.

Ошиновка закритих РУ 35кВ виконується жорсткими шинами. Вибираємо алюмінієві шини перерізом 5 × 0,6 см з тривало припустимим струмом 740 А при розрахунковому робочому струмі 727,461 А.

Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{0,09}{3}} = 13,3 \text{ Гц},$$

де: l – довжина прольоту між ізоляторами ($l=1,5$ м);

γ – момент інерції поперечного перерізу шини відносно вісі, перпендикулярній до напрямку згинаючої сили, см²;

$q = b \cdot h = 5 \cdot 0,6 = 3 \text{ см}^2$ – поперечний переріз шини.

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{5 \cdot 0,6^3}{12} = 0,09 \text{ см}^4,$$

де: $b = 0,6 \text{ см}$ – товщина шини; $h = 5 \text{ см}$ – ширина шини.

Власна частота коливань шини менше 30, що відповідає умові.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп}},$$

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

де: $\sigma_{\text{розр}}$ – розрахунково механічна напруга в матеріалі шин;

$\sigma_{\text{доп}} = 75$ МПа – припустимо механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТ.

Розрахунково механічна напруга визначається за формулою:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{I_{\text{уд}}^2 \cdot 1,5^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{27500 \cdot 1,5^2}{2,5 \cdot 0,5} = 71,234 \text{ МПа},$$

$$\text{де: } W = \frac{hb^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3 - \text{момент опору шини};$$

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

Так як $71,234 < 75$ МПа, умова виконується. Отже дана шина задовольняє всім умовам вибору.

2.8 Компонування розподільних пристроїв 110кВ

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

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в наступних випадках:

- розташування ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст;
- розташування ПС на території міст, коли це допускається містобудівними міркуваннями;
- розташування ПС з великими сніговими заметами, в зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах з сильно засоленої атмосферою.

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

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

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

Будівлі ЗРУ (закритих РУ) допускається виконувати як окремі, так і зблоковані з будинками РПУ в тому числі і по вертикалі.

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

2.9 Компонування розподільних пристроїв 6-35 кВ

РУ 6-35 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних в закритих приміщеннях.

РУ 6-35 кВ закритого типу (в будинках, в тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі «сендвіч» і ін.) можуть застосовуватися:

а) в районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність снігових заметів або запорошених забирає) неможливе застосування КРУН;

б) при кількості шаф більше 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

В ЗРУ 6-35кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їх ремонту і зберігання викочування візка в ЗРУ слід передбачати спеціальне місце.

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

3. Розрахунок релейного захисту

Розрахувати захист трифазного триобмоткового автотрансформатора:

Тип трансформатора
АТДЦТН-250000/220/110

Реле захисту
РНТ-560

Таблиця 3.1 – Технічні дані трансформатора

Тип	Номінальна потужність, МВА	Номінальна напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт		Напруга			Струм XX %
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН	ВС	СН	
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5	190	670	11	32	20	0,4

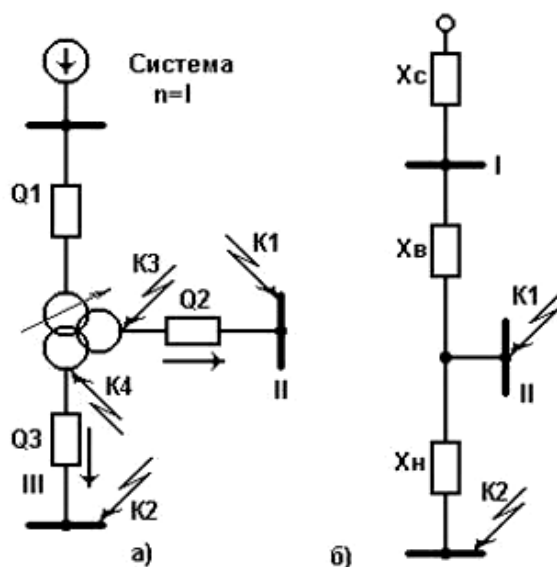


Рисунок 3.1 – Пояснювальна схема (а) і схема заміщення (б) для розрахунку захисту понижувального трансформатора

3.1 Розрахунок опору трансформатора

Для складання схеми заміщення (рис.3.1б) розраховуються опори трансформатора:

					БР 5.6.141.768 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Крупосій			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Василега				34	58
Реценз.					СумДУ гр. ЕТз-51с		
Н. Контр.							
Утверд.		Лебединський					
					Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір обладнання		

$$U_{кВ} = 0,5(U_{кВН} + U_{кВС} - U_{кСН}) = 0,5(11+32-20) = 11,5\%;$$

$$U_{кС} = 0\%;$$

$$U_{кН} = 0,5(-U_{кВН} + U_{кВС} + U_{кСН}) = 0,5(-11+32+20) = 20,5\%.$$

$$X_B = \frac{U_{кВ} \cdot U_{ср.ном}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 250} = 24,3 \text{ Ом};$$

$$X_H = \frac{U_{кН} \cdot U_{ср.ном}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{20,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 250} = 43,4 \text{ Ом};$$

3.2 Розрахунок струму КЗ для захисту трансформатора

Струм КЗ на шинах СН (точка К1, рис.3.1):

$$I_{к.макс(К1)}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot X_B} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 24,3} = 5,5 \text{ кА};$$

$$I_{к.макс(К1)}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2X_B} = \frac{230}{2 \cdot 24,3} = 4,7 \text{ кА}.$$

Струм на шинах НН (точка К2, рис.3.1):

$$I_{к.макс(К2)}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(X_B + X_H)} = \frac{230}{\sqrt{3}(24,3 + 43,4)} = 1,96 \text{ кА};$$

$$I_{к.мин(К2)}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(X_B + X_H)} = \frac{230}{2(24,3 + 43,4)} = 1,69 \text{ кА}$$

3.3 Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

1. Струм спрацьовування захисту реле визначається за більшим з двох розрахункових умов:

а) відбудування від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з} = k_{отс} I_{ном} = 1,3 \cdot 630 = 819 \text{ А},$$

$$\text{де } I_{ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,63 \text{ кА};$$

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

б) відбудування від струму небалансу:

$$I_{c.3} = k_3 (k_{одн} \varepsilon) I_{к.макс(K1)}^{(3)} = 1,3(1 \cdot 0,1) \cdot 5500 = 715 \text{ А.}$$

Беремо $I_{c.3} = 715 \text{ А.}$

2. Попередня перевірка чутливості проводиться по первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рисунок 3.1):

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(K2)}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{1690}{715} = 2,4 > 2.$$

3. Оскільки захист забезпечує необхідну чутливість, то можна продовжувать розрахунок з реле типу РНТ-560.

Проведемо вибір установок реле РНТ-560

Визначаємо номінальні первинні струми для всіх n сторін обладнання, що потребує захисту:

а) сторона ВН:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,63 \text{ кА};$$

б) сторона СН:

$$I_{ном.СН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.СН}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 121} = 1,19 \text{ кА};$$

в) сторона НН:

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,7 \text{ кА},$$

де $U_{ном. n}$ – номінальна напруга сторони n , що захищається.

Визначаємо вторинні номінальні струми плечей захисту:

а) сторона ВН:

$$I_{в.ном.ВН} = \frac{I_{ном.ВН} k_{сх.н}}{K_{I.n}} = \frac{630 \cdot 1}{400/5} = 7,9 \text{ А};$$

б) сторона СН:

$$I_{в.ном.СН} = \frac{I_{ном.СН} k_{сх.н}}{K_{I.n}} = \frac{1190 \cdot 1}{1500/5} = 4 \text{ А};$$

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

3.4 Розрахунок максимального струмового захисту

Для триобмоткових трансформаторів з одностороннім живленням в якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МСЗ з пуском або без пуску по напрузі.

1. Першочергово визначаємо струм спрацьовування МСЗ без пуску за напругою у відповідності з виразом:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_B} k_c I_{нагр.макс} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,8 \cdot 630 = 1701 \text{ А ,}$$

Де $k_3=1,2$ – коефіцієнт запасу по вибірковості;

$k_B=0,8$ – коефіцієнт повернення реле РТ-40;

k_c – коефіцієнт самозапуску, що враховує збільшення струму загальмованою рухової навантаження після відновлення напруги $k_c=(1,5-2,5)$;

$I_{нагрмакс}$ – максимальний струм навантаження (приймається рівним номінальному струму трансформатора).

2. Чутливість захисту перевіримо при КЗ на шинах СН і НН в мінімальних розрахункових режимах:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин(K1)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{4700}{1701} = 2,6 \quad \text{і} \quad k_{ч} = \frac{I_{к.мин(K2)}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{1690}{1701} = 1,01 > 1.$$

Чутливість МСЗ без пуску по напрузі виявляється достатньою.

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Індивідуальне завдання

Ретроспективний аналіз систем тарифів на електричну енергію та перспективні напрямки їх розвитку

Вдосконаленню господарського механізму в енергетичній галузі, а також аналізу ситуації присвячені роботи багатьох як українських, так і зарубіжних вчених.

Пильна увага даній проблематиці приділяється не випадково, адже енергетика з початку свого існування є основоположною для всіх галузей економіки.

Починаючи з 1992 року, в Україні стали розроблятися тарифи на електричну енергію. Істотний внесок у формування напрямки вдосконалення тарифів на електричну енергію був внесений роботами українських вчених: В. Р. Дерзким, В. Ф. Находовим, А. В. Праховником, та ін.

Питань управління електроспоживанням в умовах переходу на нові форми господарювання в електроенергетиці та необхідності запровадження екологічних знижок і надбавок до тарифів на електроенергію присвячені роботи Праховника А. В. В них сформульовані основні вимоги, що пред'являються до систем тарифів на електроенергію, як основної економічної бази управління електроспоживанням. Обґрунтовано і доведено необхідність єдності підходу до формування концепції розвитку систем обліку електроспоживання і системи тарифів на електроенергію з метою створення можливості керування режимами використання електроенергії в системі взаємовідносин постачальників і споживачів електроенергії.

Український ринок електроенергії ще не пройшов лібералізації, а це означає, що підходи до ціноутворення в Україні та Європі відрізняються. В Україні вартість електроенергії для кінцевого споживача залишається чітко регульованою – Національна комісія з питань регулювання енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), поряд із середньозваженим тарифом, встановлює також тариф відповідно до категорій споживачів. В Європейському Союзі ціна на

					БР 5.6.141.768 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Крупосій</i>			<i>Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір обладнання</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Василега</i>					40	58
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ гр. ЕТз-51с</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

електроенергію встановлюється ринком, залежно від попиту і пропозиції.

Європейський Союз

Зважаючи на те, що енергоресурси вичерпані, ЄС проводить політику енергозбереження. Європейська Комісія 25 лютого 2015 року прийняла Пакет Енергетичного Союзу (the Energy Union Package). Стратегія Енергетичного Союзу складається з 5 взаємозалежних та взаємодоповнюючих аспектів, які розроблені для забезпечення зростання енергетичної безпеки, стійкості та конкурентоспроможності:

- Енергетична безпека, солідарність та довіра;
- Повністю інтегрований Європейський енергетичний ринок;
- Енергетична ефективність;
- Декарбонізація економіки;
- Дослідження, інновації та конкурентоспроможність.

Однією з ключових функцій Пакету Енергетичного Союзу є аналіз цін та витрат на енергію.

Ціна на енергію в ЄС залежить від цілого ряду різних умов: попиту та пропозиції, включаючи геополітичну ситуацію, диверсифікацію імпорту, мережеві витрати, витрати на охорону навколишнього середовища, несприятливі погодні умови, та рівень акцизного збору і податків.

На рівні Європейського Союзу остаточні ціни для споживача складаються з наступних компонентів:

- Ціни на виробництво електроенергії (оптові ціни та роздрібні витрати);
- Мережеві витрати (передача і розподіл);
- Податки, збори, мита.

Глибокий аналіз європейських енергетичних цін і витрат свідчить про те, що європейська структура для енергетичного оподаткування не передбачає повного узгодження, тому держави-члени можуть змінювати свої податки і податкові ставки самостійно.

Україна

Тарифи на електроенергію для всіх категорій споживачів в Україні встановлює виключно національний регулятор – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. НКРЕКП – державний орган, підпорядкований Президенту України і підзвітній Верховній Раді України.

У сфері електроенергетики НКРЕКП здійснює регулювання діяльності природних монополій (діяльність з передачі, розподілу електричної енергії) та суб'єктів, що провадять діяльність на суміжних ринках (виробництво та постачання електричної енергії), зокрема шляхом ліцензування видів діяльності в електроенергетиці відповідно до законів України, проведення цінової і тарифної політики, встановлення цін (тарифів) на електричну енергію, тарифів на її передачу та постачання; забезпечує захист прав споживачів електричної енергії, у тому числі шляхом розгляду звернень споживачів та надання роз'яснень з питань застосування нормативно-правових актів НКРЕКП та моніторинг функціонування ринку електричної енергії та сприяння ефективному його функціонуванню.

Основні проблеми галузі:

- Високий рівень зношування електричного обладнання, пов'язаний з виробництвом, передачею та розподілом електричної енергії, що призводить до збільшення питомих втрат палива на виробництво електроенергії, неефективного використання паливно-енергетичних ресурсів та, відповідно, збільшення ціни виробленої електроенергії;
- відсутність належного рівня інвестицій в галузь зумовлена у тому числі і недосконалою та застарілою нормативно-правовою базою та методами регулювання;
- Викривлена система ціноутворення на ринку електричної енергії (як на оптовому, так і роздрібному сегментах), відсутність ринкових механізмів формування цін;
- Глибокий рівень перехресного субсидіювання, особливо побутових споживачів.

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата		42

Перехресне субсидування в електроенергетиці – зменшення тарифів на електроенергію для населення і об'єктів соціальної сфери за рахунок їх зростання для промисловості.

В Україні для промисловості тариф формується відповідно до класу напруги. Згідно з постановою НКРЕКП споживачами є:

- I клас – споживачі електроенергії, які отримують електричну енергію від постачальника електричної енергії в точці продажу електричної енергії зі ступенем напруги 27,5 кВ та вище. До цього класу відносяться підприємства із середньомісячним обсягом споживання електричної енергії за попередній календарний рік 150 млн кВт/год та більше на технологічні потреби виробництва незалежно від ступенів напруги в точці продажу електричної енергії постачальником електричної енергії споживачу.
- II клас – споживачі, які отримують електричну енергію від постачальника в точці продажу електричної енергії зі ступенем напруги нижче 27,5 кВ.

Види тарифів

На сьогоднішній день розрізняють три основних види тарифних систем на електричну енергію.

Одноставковий.

Використовується різними групами споживачів з оплатою за кожен 1 кВт·ч власне використаної активної енергії за який обчислюється період. Недоліком такого тарифу є нерегульована і незалежна вартість спожитої електроенергії в різний час доби з різними графіками навантаження енергосистеми. Пояснюється це тим, що виробництво електроенергії в години максимального навантаження буде коштувати дорожче, ніж в години мінімального завантаженості.

Багатоставковий.

Такі тарифи на сьогоднішній день ще знаходяться в стадії розвитку і виправдання тарифних ставок, відпрацьовуються умови їх застосування. Але вже існує і повним ходом використовується двоставковий тариф, який трохи систематизував вартість. Він передбачає оплату двома частинами: за потужність і

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

за спожиту енергію. Такий тариф доцільніше застосовувати на підприємствах, які працюють з високою встановленою електричною потужністю (рівній 750 кВт і більше).

На думку експертів це буде стимулювати зменшення лімітів споживання, але при цьому працювати без зупинок цілий день або цілодобово. З усіх видів багатоставочних тарифів на електричну енергію для підприємств найбільш частіше використовується саме двоставковий тарифна система, з оплатою за потужність. Уже сьогодні перевірку проходить і двоставковий тарифна система з абонентською платою.

Диференційований

За часом доби або зонний – це, мабуть, найвигідніший тариф з усіх. Він дозволяє оплачувати тільки за фактично спожиту активну енергію, роздільний по зонам часу доби. Важливим є те, що він має фіксовані тарифні ставки для кожної зони. Потреба в такому регулюванні виникає в двох випадках: або в зв'язку з нестачею пікових потужностей, або внаслідок труднощів проходження нічного провалу графіка електричного навантаження. Для якісного розрахунку тарифу необхідна установка багатотарифного лічильника електроенергії, щоб вимірювати витрати енергії окремо для декількох зон часу доби.

На сьогоднішній день на території України ми спостерігаємо як серйозну, настільки і неприємну динаміку підвищень. Українських підприємців чекає неприємна і складне п'яти-етапне підвищення цін на електрику. Абсолютно ясно, що тарифи на електроенергію в подальшому будуть тільки рости.

Альтернатива цьому є – це планомірне впровадження енергозберігаючих технологій, які призводять до значного скорочення споживання електроенергії, підвищення ресурсу обладнання і економії витрат на енергоресурси [11].

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

5. Охорона праці

Системи засобів і заходів безпечної експлуатації електроустановок.

Технічні способи та засоби захисту (ТСЗЗ) поділяють на:

- 1) ТСЗЗ при нормальних режимах роботи електроустановок (ізоляція струмовідних частин, забезпечення недоступності неізольованих струмовідних частин, попереджувальні сигналізація, знаки та написи, застосування малих напруг, захисне розділення електромереж, вирівнювання потенціалів);
- 2) ТСЗЗ при переході напруги на металеві нормально неструмовідні частини електроустановок (захисні заземлення, занулення, вимикання);
- 3) електрозахисні засоби та запобіжні пристосування.

1. Технічні засоби безпечної експлуатації електроустановок при нормальних режимах роботи.

Електрична ізоляція – це шар діелектрика або конструкція, виконана з діелектрика, котрим вкривається поверхня струмоведучих частин, або котрим струмоведучі частини відділяються одна від одної. Стан ізоляції характеризується її електричною міцністю, діелектричними втратами та електричним опором. Ізоляція запобігає протіканню струмів через неї завдяки великому опору.

Розрізняють:

- робочу – ізоляція струмовідних частин електроустановки, яка забезпечує її нормальну роботу та захист від ураження струмом;
- додаткову – ізоляція, яка застосовується додатково до робочої і у випадку її пошкодження забезпечує захист людини від ураження струмом;
- подвійну – ізоляція, яка складається з робочої та додаткової. Наприклад, додаткова ізоляція досягається шляхом виготовлення корпусів та рукояток електроустаткування із діелектричних матеріалів (пластмасові корпуси ручних електрифікованих інструментів, побутових електропристроїв тощо);

					БР 5.6.141.768 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Крупосій			Аналіз режимів роботи електричних мереж та вибір обладнання	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Василега					45	58
Реценз.						СумДУ гр. ЕТз-51с		
Н. Контр.								
Утверд.		Лебединський						

- посилену – покращена робоча ізоляція.

Механічні пошкодження, волога, перегрівання, хімічні впливи зменшують захисні властивості ізоляції. Навіть у нормальних умовах ізоляція поступово втрачає свої початкові властивості, "старіє". Тому необхідно систематично проводити профілактичні огляди та випробовування ізоляції. У приміщеннях з підвищеною небезпекою та в особливо небезпечних, відповідно не менше одного разу на два роки та в півріччя, перевіряють відповідність опору ізоляції до норм шляхом вимірювання. Для електромереж напругою до 1000 В опір ізоляції струмовідних частин електроустановок повинен бути не меншим ніж 0,5 МОм, а електрифікованого ручного інструменту - не менше ніж 1 МОм, якщо інше не передбачено відповідними нормами.

Огороджувальні пристрої. Дотик до струмоведучих частин завжди небезпечний, навіть в мережі напругою до 1000 В з ізолюваною нейтраллю, з доброю ізоляцією та малою ємністю, не кажучи вже про мережі з заземленою нейтраллю та мережі з напругою понад 1000 В. В останньому випадку небезпечно навіть наближення до струмоведучих частин. В електроустановках напругою до 1000 В застосування ізолюваних проводів забезпечує достатній захист від ураження при дотику до них. Однак ізолювані дроти, котрі знаходяться під напругою понад 1000 В, не менш небезпечні, ніж оголені. В цих випадках одним із засобів забезпечення безпеки є стаціонарні огороджувальні пристрої. Вони поділяються на суцільні та сітчасті. Суцільні огороження у вигляді кожухів та кришок застосовуються в електроустановках напругою до 1000 В. Сітчасті огороження мають двері, котрі закриваються на замок. До огороджувальних пристроїв відносять також тимчасові переносні огороження (щити, ізолюючі накладки, ізолюючі ковпаки, тимчасові переносні заземлення). Огороження обладнуються кришками або дверима, що закриваються на замок або обладнаними блокуваннями.

Розташування струмоведучих частин на недосяжній висоті або в недоступному місці забезпечує безпеку без огорожень та блокувань. Вибираючи висоту підвішування, слід враховувати можливість ненавмисного дотику до частин, що

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

перебувають під напругою, довгими металевими предметами. Висота підвішування проводів повітряних ліній електропередачі залежить від напруги та місця проходження лінії.

Попереджувальні сигналізація, знаки та написи. Є пасивними засобами захисту, які не усувають небезпеки ураження, а лише інформують про її наявність. Попереджувальна сигналізація може бути світловою (лампочки, світлодіоди і т. ін.) та звуковою (зумери, дзвінки, сирени). На виробництві широко використовують світлову сигналізацію для попередження про наявність напруги на тих чи інших частинах електроустаткування. Наприклад, при подачі напруги на електроустаткування на пульті керування загоряється сигнальна лампочка "Мережа".

Малі напруги. При роботі з переносними електроінструментами, а також з ручною переносною лампою при пошкодженні ізоляції та при появі напруги на корпусі підвищується небезпека ураження струмом. В таких випадках застосовуються малі напруги не вище 42 В. При напрузі до 42 В струм, котрий проходить через тіло людини, безпечний. Малі напруги застосовуються для живлення місцевого освітлення на верстатах, переносних лампах, електроінструментах. Під час роботи в приміщеннях з підвищеною небезпекою електроустановки можна використовувати не лише без заземлення або занулення, але й без ізолюючих засобів. Під час роботи в особливо небезпечних приміщеннях для живлення переносних електричних світильників використовують напругу не вище 12 В.

Джерелами малої напруги є знижувальні трансформатори, акумулятори, випрямні установки, перетворювачі частот, батареї гальванічних елементів. Застосування автотрансформаторів або реостатів для отримання малої напруги забороняється, оскільки в цьому випадку мережа малої напруги електрично пов'язана з мережею вищої напруги. Найчастіше використовують знижувальні трансформатори.

Вирівнювання потенціалів – це зниження напруг дотику та кроку між точками електричної ланки, до яких можливий одночасний дотик або на котрих може

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

одночасно стояти людина. Вирівнювання потенціалів досягається шляхом штучного підвищення потенціала опорної поверхні ніг до рівня потенціала струмоведучої частини, а також при контурному заземленні.

Вирівнювання потенціалів застосовується при пофазовому ремонті високовольтних ліній електропередач під напругою. Для виконання робіт людина піднімається за допомогою телескопічної ізоляційної вишки до рівня провода. Потім за допомогою ізолюючої штанги накладають перемичку між металевою люлькою, ізольованою від землі, та фазовим проводом лінії. Після цього роботи виконуються без електрозахисних засобів.

2. Технічні засоби безпечної експлуатації електроустановок при переході напруги на нормальнонеструмоведучі чинники

Захисне заземлення – це навмисне електричне з'єднання з землею або з її еквівалентом металевих неструмоведучих частин, котрі можуть опинитись під напругою. Призначення захисного заземлення – усунення небезпеки ураження людей електричним струмом при появі напруги на конструктивних частинах електрообладнання, тобто при замиканні на корпус. Принцип дії захисного заземлення – зниження до безпечних значень напруг дотику та кроку, зумовлених замиканням на корпус. Це досягається зниженням потенціалу заземленого обладнання, а також вирівнюванням потенціалів за рахунок підймання потенціалу основи, на якій стоїть людина, до потенціалу, близького за значенням до потенціалу заземленого обладнання.

Область застосування захисного заземлення – трифазові трипровідні мережі напругою до 1000 В з будь-яким режимом нейтралі.

Заземлювальний пристрій – це сукупність конструктивно об'єднаних заземлювальних провідників та заземлювача.

Заземлювальний провідник – це провідник, котрий з'єднує заземлювальні об'єкти з заземлювачем. Якщо Заземлювальний провідник має два або більше відгалужень, то він називається магістраллю заземлення.

Заземлювач – це сукупність з'єднаних провідників, котрі перебувають в контакті з землею або з її еквівалентом. Розрізняють заземлювачі штучні,

призначені виключно для заземлення, і природні – металеві предмети, котрі знаходяться в землі.

Для штучних заземлювачів застосовують вертикальні та горизонтальні електроди. В якості вертикальних електродів використовують сталеві труби діаметром 3–5 см та сталеві кутники розміром від 40x40 до 60x60 мм довжиною 2,5–3 м. Можна також використовувати сталеві прuti діаметром 10–12 мм. Для зв'язування вертикальних електродів використовують стрічкову сталь перетином не менше 4x12 мм та сталь круглого перетину діаметром не менше 6 мм. Для встановлення вертикальних заземлювачів попередньо риють траншею глибиною 0,7–0,8 м, потім за допомогою механізмів забивають труби або кутники.

В якості природних заземлювачів можна використовувати:

- прокладені в землі водогінні та інші металеві трубопроводи, за винятком трубопроводів спалимих рідин, спалимих або вибухонебезпечних газів, а також трубопроводів, вкритих ізоляцією для захисту від корозії;
- обсадні труби артезіанських колодязів, свердловин, шурфів;
- металеві конструкції та арматуру залізобетонних елементів будівель та споруд, які з'єднані з землею;
- свинцеві оболонки кабелів, прокладених в землі.

Занулення – це навмисне електричне з'єднання з нульовим захисним провідником металевих неструмоведучих частин, котрі можуть опинитися під напругою. Це основний засіб захисту від ураження людей струмом у випадку дотику до корпусу електрообладнання та до металевих конструкцій, котрі опинились під напругою внаслідок пошкодження ізоляції або однофазового короткого замикання в електроустановках напругою до 1000 В в мережі з заземленою нейтраллю. Призначення занулення таке ж, як і заземлення: усунути небезпеку ураження людей струмом при пробиванні фази на корпус.

Однак занулення як захисний засіб не забезпечує в повній мірі безпеки. Під час короткого замикання в нульовому проводі виникає небезпека ураження, котра буде існувати доти, доки не відбудеться вимкнення пошкодженого обладнання

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

завдяки згорянню запобіжника або вимкнення апарата. Занулення використовується в трифазових електричних мережах напругою до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю.

Захисне вимкнення – це швидкодіючий захист, котрий забезпечує автоматичне вимкнення електроустановки при виникненні небезпеки ураження струмом. Небезпека ураження може виникнути і при замиканні фази на корпус електрообладнання при зниженні опору ізоляції фаз відносно землі нижче певної межі внаслідок пошкодження ізоляції, замикання фаз на землю, при появі в мережі більш високої напруги, внаслідок замикання в трансформаторі між обмотками вищої і нижчої напруги, при випадковому дотику людини до струмоведучих частин, котрі знаходяться під напругою. В цих випадках відбувається зміна електричних параметрів електроустановки та мережі. Зміна цих параметрів до певної межі, при котрій виникає небезпека ураження людини електричним струмом, може стати сигналом, котрий викликає спрацювання пристроя захисного вимкнення (ПЗВ), тобто автоматичне вимкнення пошкодженої установки. Основними частинами ПЗВ є прилад захисного вимкнення та автоматичний вимикач.

Захисне вимкнення рекомендується застосовувати в якості основного або допоміжного захисного засобу, якщо безпека не може бути забезпечена шляхом влаштування заземлення або з економічних міркувань.

Захисне вимкнення використовується в електроустановках напругою до 1000 В в наступних випадках:

- в пересувних електроустановках з ізольованою нейтраллю, коли спорудження заземлювального пристрою затруднене;
- в стаціонарних установках при використанні електрифікованого інструменту;
- в умовах підвищеної небезпеки ураження електричним струмом та вибухонебезпеки.

Широко використовуються захисні вимикальні пристрої в побутових електроустановках.

3. Електрозахисні засоби та запобіжні пристосування

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

Електрозахисні засоби – це технічні вироби, що переносяться та перевозяться і слугують для захисту людей, які працюють з електроустановками, від ураження електричним струмом, від дії електричної дуги та електромагнітного поля. Залежно від призначення електрозахисні засоби поділяються на ізолювальні, огорожувальні та запобіжні.

Ізолювальні електрозахисні засоби. Призначені для ізоляції людини від частин електроустановок, що знаходяться під напругою та від землі, якщо людина одночасно доторкається до землі чи заземлених частин електроустановок та струмопровідних частин чи металевих конструктивних елементів (корпусів), які опинилися під напругою.

Розрізняють основні та додаткові ізолювальні електрозахисні засоби. До основних належать такі електрозахисні засоби, ізоляція яких упродовж тривалого часу витримує робочу напругу електроустановки, і тому ними дозволяється доторкатись до струмовідних частин, що знаходяться під напругою. До них належать: при роботах у електроустановках з напругою до 1000 В – діелектричні рукавички, ізолювальні штанги, ізолювальні кліщі, покажчики напруги, інструменти з ізолювальними рукоятками, електровимірювальні кліщі; а при роботі в електроустановках напругою понад 1000 В – ізолювальні штанги, електровимірювальні та ізолювальні кліщі, покажчики напруги, покажчик напруги для фазування. Додаткові ізолювальні захисні засоби мають недостатні ізолювальні властивості й призначені для підсилення захисної дії основних засобів. Тому вони застосовуються лише одночасно з основними засобами. До додаткових ізолювальних електрозахисних засобів належать: при роботах у електроустановках з напругою до 1000 В - діелектричні калоші, килимки, ізолювальні підставки тощо; при роботах у електроустановках з напругою понад 1000 В - діелектричні рукавички, боти, килимки, ізолювальні підставки та інші засоби захисту.

Огороджувальні електрозахисні засоби. (Щити, ширми, екрани, плакати електробезпеки) призначені для захисту працівників, котрі виконують роботи в електроустановках, від випадкового доторкання чи наближення на небезпечну

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

відстань до струмовідних частин, що знаходяться під напругою, а також для тимчасового огороження входів у комірки, камери та проходів у приміщення, в які вхід працівникам заборонений.

Запобіжні електрозахисні засоби та пристосування. Призначені: для захисту персоналу від випадкового падіння з висоти (запобіжні пояси, страхувальні канати); для забезпечення безпечного піднімання на висоту (ізолювальні драбини, кігті-лази монтерські); для запобігання нещасним випадкам при помилковому або самочинному увімкненні комутаційних апаратів або при наведеній напрузі (переносне заземлення); для захисту від світлової, теплової, механічної дії електричної дуги (захисні окуляри, щитки, спецодяг, каски, захисні рукавички тощо).

Під час обслуговування електроустановок із застосуванням електрозахисних засобів необхідно виконувати вимоги ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів", ДНАОП 1.1.10-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів" та інших відповідних нормативно-правових актів з охорони праці. Керівники підприємств (установ, організацій) та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання цих вимог.

Електрозахисні ізолювальні засоби застосовуються в закритих електроустановках, а в суху погоду – у відкритих. Забороняється виконувати роботи із використанням основних електрозахисних засобів у відкритих електроустановках під час дощу, снігопаду, туману тощо [12, 13].

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Висновки

В процесі виконання бакалаврської роботи було проведено попередній розрахунок мережі з метою визначення класу напруг, вибору типу проводів, числа та типу силових трансформаторів підстанцій. Складено схему заміщення мережі і розраховані параметри ліній та трансформаторів. Виконано розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу) та визначено напруги в вузлах мережі.

Силові трансформатори перевірені на предмет перевантаження. Основою цієї перевірки є добовий графік завантаження підстанції.

Також в роботі проведено вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій, розраховано струми короткого замикання, що дозволило вибрати захисне та комутаційне обладнання:

- роз'єднувачів та вимикачів в розподільчих пристроях усіх класів напруги підстанцій;
- релейного захисту трансформатора.

Диференціальний струмовий захист від усіх видів замикань виконано на реле типу РНТ-560, яке задовольняє умовам вибору. В якості резервного захисту використовуємо МСЗ на реле РТ-40. МСЗ також перевірено на чутливість, яка була достатньою.

Було здійснено вибір трансформаторів власних потреб, вимірювальних трансформаторів струму і напруги на стороні високої та низької напруги.

В роботі також розглянуто системи тарифів на електричну енергію з напрямками їхнього розвитку, та проаналізовані системи засобів і заходів безпечної експлуатації електроустановок.

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Список використаних джерел

1. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.

2. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков – Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.

3. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навч. посібник / В.А. Лушкін, І.Г. Абраменко, І.В. Барбашов та ін.; за ред. І.Г. Абраменка; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х. :ХНАМГ, 2013. – 193 с.

4. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

5. Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи на тему „Визначення поточкорозподілення і напруги в електричних районних мережах“ з дисципліни „Електричні системи і мережі“: у 2 ч. / укладачі: І. Л. Лебединський, В. В. Волохін, В. І. Романовський. – Суми: Сумський державний університет, 2013. – Ч. 2. – 33 с..

6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему "Розрахунок замкнутої електричної мережі "з курсу " Електричні системи та мережі "/ укладачі І.Л. Лебединський, С.М. Лебедка, В.І. Романовський, В.В. Волохін. - Суми: Сумський державний університет, 2011. - 40 с.

7. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. / В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 243 с.

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

8. Навчальний посібник для студентів, які навчаються за напрямом «Електротехніка », з курсу «Основи релейного захисту електричних систем». Частина III. Розрахунок захистів трансформаторів і автотрансформаторів. Маріуполь: ПДТУ, 2001.

9. Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж / НТУУ «КПІ»; уклад. В. В. Кирик. – Київ : Політехніка, 2014. – 130 с.

10. Правила улаштування електроустановок, вид. сьоме, 736с. 2016.

11. План розвитку системи передачі на 2020 – 2029 роки / Укренерго, 2019. – 208 с.

12. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: третє видання. 2013. – 152 с.

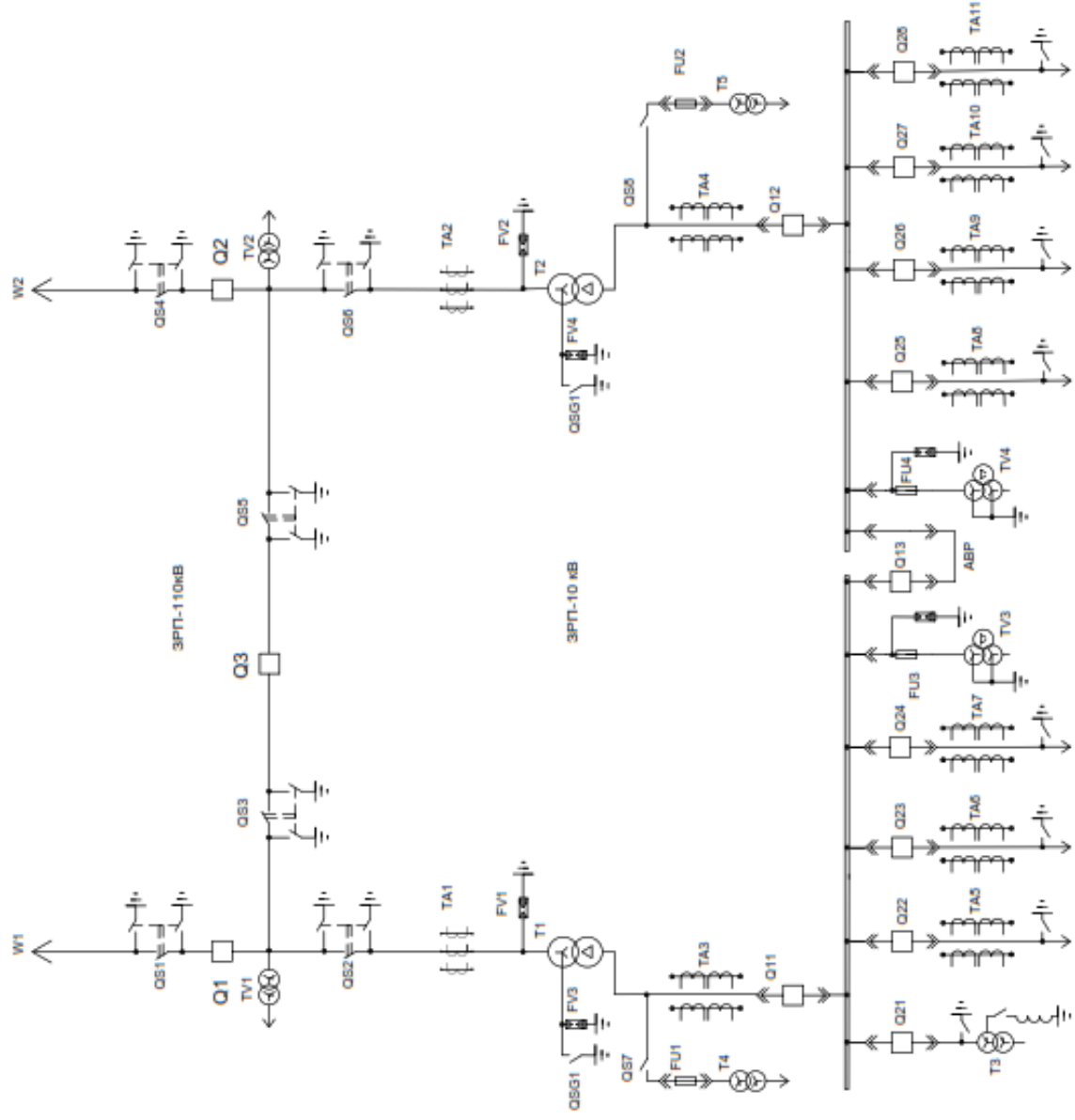
13. ДНАОП 1.1.10-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів".

					БР 5.6.141.768 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

ДОДАТКИ

					БР 5.6.141.768 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Познач.	Найменування	Кл.	Примітка
FU1..FU4	Запобіжник ПКТ-10	12	
FV1..FV2	Розрядник вентильний РВС-110	6	
FV3..FV4	Розрядник нейтралі РВС-35+15	2	
FV5..FV6	Розрядник нейтралі РВС-35	2	
OS1..OS6	Роз'єднувач РНДЗ.2-110/630	6	
OS7..OS8	Роз'єднувач лінійний РВ-10/600	2	
OSB1..OSB2	Заземлювач нейтралі ЗОНН-110	2	
Q1..Q3	Вимикач ЯЗ -110П	3	
Q11..Q12	Вимикач ВВЗ-10-20/1000	2	
Q13	Вимикач ВВЗ-10-20/630	1	
Q21..Q26	Вимикач ВВЗ-10-20/630	8	
T1..T2	Трансформатор сигнальний ТМН-10000/110	2	
T3	Трансформатор ДТК	1	
T4..T5	Трансформатор власних потреб ТМ-63/10	2	
TA1..TA3	Трансформатор струму ТФЗМ 110У1 100/5	2	
TA3..TA4	Трансформатор струму ТШПТ-10 1000/5	4	
TA5..TA11	Трансформатор струму ТПК-10 200/5	14	
TV1..TV2	Трансформатор напруги НКФ-110-5ВУ1	2	



ЕЗ 89211/195 Р9		БР 5.6.14.1.768 ЕЗ	
Лист	№ докум.	Листів	№ докум.
1	1	1	1
Схема підстанції		1:100	
Лист 1		Листів 2	
СумДУ, ЕТЗ-5-к			