

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

**Факультет інженерії**

**Кафедра електричної інженерії**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**до дипломного проекту  
ступінь вищої освіти бакалавр**

галузі знань 14 електрична інженерія

зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

**на тему Вибір електрообладнання для підстанцій промислової електромережі**

**Виконав:** студент групи ЕЕ-19за

Крохмаль А. В. \_\_\_\_\_

**Керівник**

доц. Філімоненко Н. М. \_\_\_\_\_

**Завідувач кафедри**

доц. Руднєв Є.С. \_\_\_\_\_

Київ, 2023

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля  
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**завідувач кафедри**  
**доц. Руднєв Є. С.**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА БАКАЛАВРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Крохмалю Андрію Віталієвичу

1. Тема проекту Вибір електрообладнання для підстанцій промислової електромережі

**Спец. завдання.** Вибір і перевірка устаткування на стороні високої напруги підстанції

**Керівник проекту** доц., к.т.н. Філімоненко Ніна Миколаївна  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу №267/15.23-С від 16.05.2023

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2023р.

**3. Вихідні данні до проекту.**

3.1. Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості. Координати (X, Y) джерела живлення і пунктів споживання електроенергії щодо умовного початку координат. Джерелом живлення є електростанція з розподільними пристроями напругою 35 – 330 кВ.

№ варіанта	Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів									
	Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
	$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$
	86	196	85	242	140	268	72	172	126	114

Масштаб ситуаційного плану, (М)..... 1 км/мм

### 5.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (Мвт) и cosφ (о.е.) споживачів								
	Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4		
	$P_1$	$\cos \varphi_1$	$P_2$	$\cos \varphi_2$	$P_3$	$\cos \varphi_3$	$P_4$	$\cos \varphi_4$	
$T_m$									
6640	33	0,861	28	0,928	28	0,928	39	0,881	

3.3. Тариф на електроенергію ( $b_c$ )..... 3,1 грн/кВт

3.4. Галузь промисловості переважного навантаження у вузлі і його категорія надійності. Значення напруги вторинної мережі  $U_{нн}$ . Район по ожеледі.

Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
1	Машинобудування	6	II	II
2	Легка промисловість	10	II	
3	Машинобудування	6	I	
4	Машинобудування	10	I	

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)

4.1. Розробка варіантів схем електропостачання вузлів навантаження і вибір найбільш економічного за умовами мінімуму зведених затрат.

4.2. Вибір раціонального рівня напруги у схемі електропостачання.

4.3. Розрахунок і вибір компенсаційних пристроїв.

6.3. Вибір і перевірка устаткування на стороні високої напруги підстанції.

4.4. Охорона праці та пожежна безпека

4.5 Перелік графічного матеріалу (згідно завдання)

## 5. Календарний план виконання проекту

№	НАЗВА ЕТАПІВ ПРОЕКТУ	Строк виконання етапів проекту	Розділи проекту
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. Коротка характеристика споживачів району. Визначення сумарного розрахункового навантаження району. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів район. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками	1, 2	
2	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги. Розрахунок перерізів проводів. Перевірка проводів за умов нагрівання. Розрахунок параметрів ліній. Перевірка схем за допустимою втратою напруги.	2, 3	
3	ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЯХ СПОЖИВАЧІВ. РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ І ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.	3	
4	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. Вибір компенсаційних пристроїв. Структурна схема електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання.	4, 5	
5	ВИБІР І ПЕРЕВІРКА УСТАТКУВАННЯ НА СТОРОНІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ ПІДСТАНЦІЇ.	5	
6	Охорона праці та пожежна безпека	6	
7	Графічна частина	6, 7	
8	Оформлення проекту	7	

Студент Крохмаль А.В. \_\_\_\_\_

Керівник проекту доц. Філімоненко Н.М. \_\_\_\_\_

Дата видачі завдання " 16 " травня 2023 р.

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 95стор., 33 рис., 17 табл.,  
19 найм.посилань.

### ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК, СХЕМИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ, СПОСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Обґрунтовано доцільну конфігурацію мережі. Вибрані номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках проектованої мережі.

Визначено потужність трансформаторів підстанцій. Вибрані компенсуючі і регулюючі пристрої і місця їхнього розташування. Проведено вибір конструкції та високовольтного обладнання підстанції.

## ABSTRACT

Pages – 96; Drawings –33; Tables – 17; Sources – 19.

Rationale appropriate network configuration. Selected rated voltages, wire cross-sections of power lines in all sections of the projected network. The power of substation transformers is determined. Selected compensating and regulating devices and their locations. The design and high-voltage equipment of the substation were selected.

### ELECTRICAL NETWORK, CALCULATION, DIAGRAMS, TRANSFORMER, WIRE CROSS-SECTIONS, VOLTAGE REGULATION METHODS

					ДБ 141.19за.001 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір електрообладнання для підстанцій промислової електромережі	Літ.	Лист	Листів
Розроб.	Крохмаль						5	
Перевір.	Філімоненко					СНУ ім. В.Даля, каф. ЕІ		
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.	Рвднєв							

## ЗМІСТ

		Стор.
	<b>ВСТУП</b> .....	7
1.	<b>ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ</b> .....	10
1.1.	Коротка характеристика споживачів району.....	10
1.2.	Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	11
1.3.	Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	12
1.4.	Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	16
2.	<b>РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ</b> .....	24
2.1.	Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	24
2.2.	Розрахунок перерізів проводів.....	32
2.3.	Перевірка проводів за умов нагрівання.....	35
2.4.	Розрахунок параметрів ліній.....	38
2.5.	Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	33
2.6.	Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	43
3.	<b>КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ</b> .....	53
3.1.	Вибір компенсаційних пристроїв.....	53
4.	<b>РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ</b> .....	57
4.1.	Вибір головної схеми електричних з'єднань .....	57
4.2.	Розрахунок струмів короткого замикання.....	59
4.3.	Розрахунок струмів короткого замикання у відносних одиницях	61
4.4.	Визначення ударних токів трифазного короткого замикання.....	65
4.5.	Визначення теплового імпульсу.....	68
4.6.	Заходи і засоби обмеження струмів короткого замикання.....	
5.	<b>ВИБІР І ПЕРЕВІРКА УСТАТКУВАННЯ НА СТОРОНІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ ПІДСТАНЦІ</b> .....	71
5.1.	Вибір підвісних ізоляторів.....	71
5.2.	Вибір устаткування на відкритому розподільчому пристрої 110кВ	72
6.	<b>ОХОРОНА ПРАЦІ В ГАЛУЗІ</b> .....	79
6.1	Загальна характеристика електроустановок.....	79
6.2	Вимоги до виробничих і допоміжних приміщень з електроустановками.....	81
6.3	Класифікація виробничих приміщень за рівнем електробезпеки	83
6.4	Основні небезпеки експлуатації електроустановок. Визначення	84
6.5	Небезпека прямого дотику.....	85
6.6	Небезпека замикання на землю в ЕУ. ....	86
6.7	Класифікація методів безпечної експлуатації електроустановок...	90
	<b>ВИСНОВКИ</b> .....	94
	<b>СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ</b> .....	95

## ВСТУП

У нашій країні електростанції виробляють трифазний змінний струм частотою 50 Гц. Напруга основних споживачів не перевищує 220÷660 В. Електропостачання споживачів здійснюється через електричні мережі, що живляться здебільшого від енергетичних систем, які об'єднують кілька електростанцій. Ці системи одночасно постачають електроенергією великі райони, передаючи її на значні відстані.

Втрата потужності в лінії описуються виразом:

$$\Delta P = I^2 r_0 l,$$

де  $I$  – струм трифазної системи, А;

$r_0$  – опір 1 км проводу, Ом;

$l$  – довжина лінії електропередачі, км.

Струм трифазної системи:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi},$$

де  $P$  – потужність, кВт;

$U$  – напруга, кВ;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності.

Як бачимо, збільшуючи напругу, можна збільшувати потужність за незмінного струму, а за тієї самої потужності із збільшенням напруги зменшується сила струму. Звідси випливає, що без збільшення втрати потужності в лінії можна значно збільшити довжину лінії електропередачі.

Генератори великих електростанцій виробляють електроенергію напругою на гідроелектростанціях: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75 кВ, а на теплових електростанціях – 3,15; 6,3; 10,5; 11,0; 13,8; 15,75; 20,0; 24 кВ.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		7

Виготовлення генераторів на більшу напругу недоцільне в зв'язку з різким підвищенням вартості ізоляції обмоток і погіршенням параметрів генератора.

Під час передачі електроенергії на значні відстані доводиться підвищувати напругу на підвищувальних трансформаторних підстанціях. Для живлення споживачів на зниженій напрузі споруджують понижувальні трансформаторні підстанції.

Між електростанціями або потужними державними енергосистемами і споживачами розміщене передавальне обладнання, що складається з підвищувальних і понижувальних трансформаторних підстанцій та ліній передачі електроенергії різної напруги. На підвищувальних трансформаторних підстанціях електроенергія генераторної напруги перетворюється в енергію вищої робочої напруги (10, 20, 35 кВ і більше), а на понижувальних – електроенергія трансформується з вищої в нижчу напругу.

Сукупність електростанцій, підстанцій, ліній електропередачі і теплових мереж, зв'язаних в одне ціле єдністю режиму і безперервністю виробництва та розподілу електричної і теплової енергії, називається *енергетичною системою*.

Частина енергосистеми, що складається з генераторів, розподільних пристроїв, підстанцій, ліній електричних мереж і споживачів електроенергії, називається *електричною системою*.

*Електричною мережею* називається частина електричної системи, що складається з підстанцій і ліній електропередачі різної напруги.

*Підстанцією* називається установка, призначена для перетворення і розподілу електричної енергії, і складається з трансформатора, або іншого перетворювача енергії, розподільного пристрою, акумуляторної батареї, пристрою керування і допоміжного устаткування.

Понижувальні трансформаторні підстанції поділяють на *районні і споживчі*. На районних підстанціях електрична енергія з напруги 35...500 кВ знижується до 6...110 кВ. Від районних знижувальних підстанцій живляться

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		8



розподільні мережі, що передають електроенергію віддаленим споживачам.

Трансформаторні підстанції, розміщені безпосередньо біля споживачів, на яких електроенергія трансформується до напруги споживачів, називаються *споживчими*.

Система електропостачання з наближенням високої напруги до споживачів з найменшою кількістю ступенів проміжної трансформації і апаратів називається *глибоким вводом*. Підстанція 35/0,4 кВ належить до підстанцій з *глибоким вводом*.

За місцем установлення в схемі електропостачання споживчі трансформаторні підстанції, як і районні, можуть бути *тупиковими* і *прохідними*.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
						9
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		

## РОЗДІЛ 1

### ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

#### 1.1 Коротка характеристика споживачів району

Розрахунок потужностей ведеться у комплексній формі, для чого потужності споживачів треба виразити у комплексній формі.

Виконаємо розрахунки для пункту споживання №1. Споживана повна потужність у максимальному режимі, МВА

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 33/0,861 = 38,3. \quad (1.1)$$

Реактивна споживана потужність у максимальному режимі визначимо із трикутника потужностей, МВАр

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (38,3^2 - 33^2)^{0,5} = 19,5. \quad (1.2)$$

Зведення про вузли навантаження вибираються з вихідних даних, розраховуються і заносяться в табл.1.1

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$ , МВА			Галузь промисловості	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності
1	33	+j	19,5	Машинобудування	6	II
2	28	+j	11,2	Легка промисловість	10	II
3	28	+j	11,2	Машинобудування	6	I
4	39	+j	20,9	Машинобудування	10	I

## 1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

Як розрахункові навантаження на цьому етапі проектування приймаються максимальні навантаження, зазначені в завданні на курсовий проект, що приведені з урахуванням росту електроспоживання на перспективу в 5 років.

Сумарні активне  $P_p$  і реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району визначаються таким чином.

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 33 + 28 + 28 + 39 = 128,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 19,5 + 11,2 + 11,2 + 20,9 = 62,80. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (128,00^2 + 62,80^2)^{0,5} = 142,58. \quad (1.5)$$

Розраховуються втрати активної  $\Delta P$  і реактивної  $\Delta Q$  потужності в лініях районної мережі і трансформаторах підстанцій споживачів. До вибору ліній і трансформаторів втрати потужності можуть бути прийняті рівними середньостатистичним значенням: для активних втрат у лініях 3%, у трансформаторах 2% від переданої повної потужності, МВт:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 128,00 + 0,02 \cdot 142,58 = 6,69. \quad (1.6)$$

для реактивних втрат у лініях 5%, у трансформаторах 10% від переданої повної потужності, МВА:

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		11

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 62,80 + 0,1 \cdot 142,58 = 17,40. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 128,00 + 6,69 = 128,29. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 62,80 + 17,40 = 77,06. \quad (1.9)$$

де  $k_{\text{ум}}$  – коефіцієнт участі споживачів у створенні максимуму навантаження енергосистеми, прийнятий для районних підстанцій рівним 0,9 – 0,95.

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (128,29^2 + 77,06^2)^{0,5} = 149,65. \quad (1.10)$$

### 1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції

Установлюється доцільність живлення більшості чи всіх споживачів району від вузлової підстанції (ВП), що одержує, у свою чергу, електроенергію від джерела живлення (ДЖ).

Місце спорудження вузлової підстанції ВП рекомендується вибирати в центрі електричних навантажень (ЦН) [1], з координатами  $X_0$  і  $Y_0$  :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.10)$$

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		12

де  $P_i$  – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

$X_i, Y_i$  – координати розташування вузлів на ситуаційному плані, мм.

Координати центру електричних навантажень ЦН, і вузлів (пунктів) навантаження указуються на рис. 1.1.

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{сз}} \geq 3 \quad (1.11)$$

де  $L_{дж-цн}$  - відстань від джерела живлення до центра електричних навантажень ЦН (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично);

$L_{сз}$  - середньозважена відстань від ЦН до вузлів навантаження.

Значення  $L_{сз}$  може бути розраховане по формулі:

$$L_{сз} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-цн}}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.12)$$

де  $P_i$  – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

$l_{i-цн}$  – відстань від  $i$ -го вузла навантаження ВН до центра електричних навантажень ЦН у мм (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично).

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Листт	№ доквм.	Підпись	Датаа		13

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P$ ,	$X$ ,	$P \times X$ ,	$Y$ ,	$P \times Y$ ,	$L_{nci-цн}$	$P \times l_{пс-тцн}$ ,
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	33	85	2805	242	7986	54	1782
2	28	140	3920	268	7504	82	2296
3	28	72	2016	172	4816	41	1148
4	39	126	4914	114	4446	81	3159
Разом	128,00	-	13655	-	24752	-	8385

Координати центра електричних навантажень (ЦН)  $X_0$  і  $Y_0$  :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 13655/128,00 = 107 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 24752/128,00 = 193 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

Координати розташування підстанцій, джерела живлення і центра електричних навантажень (ЦН) приведені у табл.1.3 для автоматичної побудови на ситуаційному плані за допомогою “Excel”

Таблиця 1.3 – Координати споживачів

Найменування підстанції і координат Розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), $(X_A, Y_A)$	86	196
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	85	242
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	140	268
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	72	172
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	126	114
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	107	193

Географічне розташування джерела живлення (пункт А), вузлів навантаження (пункти 1,2,3,4) і центра електричних навантажень ( пункт ЦН) на плані місцевості приведено на рис.1.1. Масштаб - 1 км/мм.

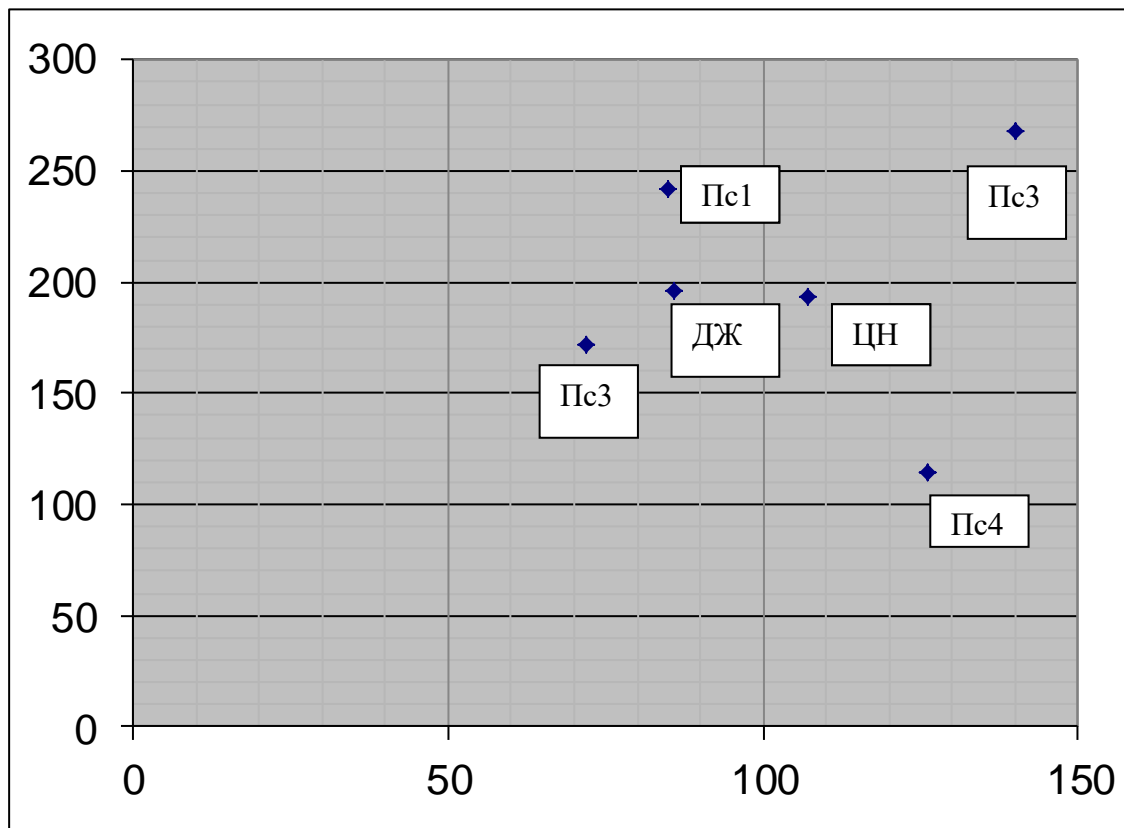


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

Відстань на плані від джерела живлення до центра електричних навантажень ТЦН, розраховуємо аналітично, мм,

$$L_{джс-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((86-107)^2 + (196-193)^2)^{0.5} = 21. \quad (1.15)$$

Відстань від пункту споживання №1 до центра електричних навантажень ТЦН розраховуємо аналітично, мм:

$$L_{пс1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((85-107)^2 + (242-193)^2)^{0.5} = 54. \quad (1.16)$$

Результати розрахунку відстаней від пунктів споживання №2 ( $L_{nc2-цн}$ ), №3 ( $L_{nc3-цн}$ ), №4 ( $L_{nc4-цн}$ ) до центра електричних навантажень ЦН приведені в табл. 1.2.

Середньозважена відстань від центра електричних навантажень ЦН до вузлів навантаження, мм,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 8385/128,00 = 66. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 21/66 = 0,32, \quad (1.18)$$

Якщо умова  $\frac{L_{дж-тцн}}{L_{с.в.}} \geq 3$ , виконується, то вузлову підстанцію ВП

доцільно споруджувати. С метою зменшення капіталовкладень у систему зовнішнього електропостачання, вузлову підстанцію ВП сполучають з найближчої до теоретичного центра навантажень підстанцією. У данному проєкті ця умова не виконується, тому вузлову підстанцію ВП не споруджуємо.

Розрахуємо усі можливі відстані між пунктами (А, 1, 2, 3, 4) на місцевості. Відстань між джерелом живлення А і пунктом споживання №1 (підстанцією №1) на місцевості

$$l_{A1} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(86-85)^2 + (196-242)^2]^{0,5} \cdot 1 = 46 \text{ км}. \quad (1.19)$$

де  $M$  - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості

Відстань між пунктами на місцевості, км									
$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
46	90	28	91	61	71	134	118	155	79



## 1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

Схеми електричних мереж повинні з найменшими затратами забезпечувати необхідну надійність електропостачання, необхідне якість електроенергії, що відпускається, зручність і безпеку експлуатації, можливість подальшого розвитку мережі і підключення нових споживачів.

Абсолютно безперервне електропостачання споживачів здійснити практично неможливо. При будь-якій кількості резервних ліній можливі перерви живлення. Додаткові затрати на резервування можуть значно підвищити собівартість електроенергії, що відпускається споживачу.

Мінімально необхідне резервування визначається категорією надійності електроприймачів. Електропостачання споживачів I категорії повинне забезпечуватися двома незалежними джерелами з обов'язковим використанням автоматичного включення резерва АВР.

Електроприймачи II категорії також рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних, що взаємно резервують джерела живлення ДЖ. Для них допустима перерва в електропостачанні на час включення резервного живлення черговим чи персоналом виїзної оперативної бригади.

У проектній практиці для побудови раціональної конфігурації мережі застосовують поваріантний метод, при якому для заданого розташування споживачів намічається кілька варіантів і з них на основі техніко-економічного порівняння вибирається кращий. За умовами надійності в одну електрически зв'язану мережу допускається поєднувати 6 - 3 споживача напругою 35 - 220 кВ (менше число відноситься до вищої напруги).

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розімкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з відгалуженнями, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі (із двостороннім живленням чи кільцеві). Приклад конфігурацій мережі

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		17

приведений на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

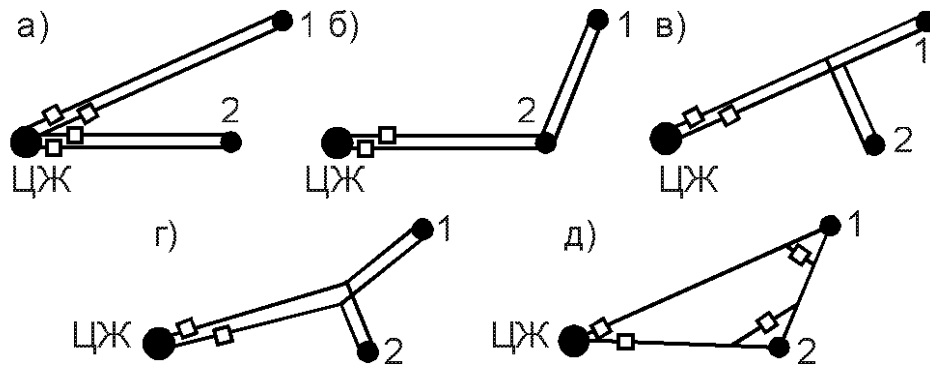


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

Слід зазначити, що ЛЕП, що виконані на дволанцюгових опорах, не забезпечують необхідної надійності електропостачання споживачів I категорії в умовах IV і особливого району по ожеледі, тому що при ушкодженні можлива повна перерва в живленні. Тому ЛЕП для живлення таких споживачів виконують на одноланцюгових опорах.

Схема мережі в значній мірі впливає на вибір схеми розподільного пристрою РП споживчих підстанцій. Для підстанцій, що живлюються по замкнутих схемах мережі, для розподільного пристрою РП приймається схема “місток”:

із вимикачами в ланцюгах трансформаторів (чи ліній), якщо проєктована мережа знаходиться в IV чи особливому районі по ожеледі;

із віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів (за бажанням замовника з вимикачами) в інших районах по ожеледі.

У радіальних і магістральних мережах розподільні пристрої РП споживчих підстанцій виконуються за схемою “блок лінія-трансформатор” з

вимикачами чи віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів у залежності від району по ожеледі.

Для пошуку найбільш економічного рішення необхідно скласти ряд технічно реалізованих варіантів схем мережі, що відрізняються як по технічним, так і за економічними показниками, які задовольняють викладеним вище основним вимогам.

При розробці схем електропостачання електричної мережі варто прагнути передавати енергію до споживача по найбільш короткому шляху. Для скорочення кількості варіантів споживачі варто розділити на кілька груп, виходячи з їхнього взаємного розташування відносно вузлової підстанції ВП. Кожна група повинна розглядатися поза зв'язком з іншими групами. Це дозволяє для кожної групи намітити обмежену кількість варіантів схем і застосувати найбільш прості і надійні схеми, що вимагають для функціонування мережі найменшої кількості ліній і електроустаткування підстанцій (див. рис.1.2).

Якщо який небудь вузол навантаження, що розташований поблизу ЛЕП, з'єднує джерело живлення ДЖ з вузловою підстанцією ВП, то його варто виділити в окрему групу і заживити або відгалуженням від цієї ЛЕП, або ЛЕП зовнішнього електропостачання виконати за магістральною схемою (аналогічно рис. 1.2 б чи в).

Усі намічені варіанти схем електропостачання споживачів по кожній групі приводяться на відповідних рисунках.

1.4.1. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками. Пункт виконується для тих груп споживачів, у яких намічене більш 2 варіантів схем електропостачання.

До натуральних показників відносять сумарна довжину ліній електропередачі і кількість вимикачів.

Довжини ділянок визначаються з урахуванням непрямолінійності трас (дійсна довжина ділянки приймається на 5 – 15% більше довжини, обмірюваної по прямої лінії на плані району):

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		19

$$l_{\partial il} = (1,05 - 1,15)ml_i, \quad (1.20)$$

де  $m$  – прийнятий масштаб, км/мм;

$l_i$  – довжина  $i$ -ої ділянки на плані, мм.

Довжина ділянки між джерелом живлення ДЖ і підстанцією №1, км,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 46 = 50,6.$$

Сумарна довжина ЛЕП у варіанті розраховується по формулі, км,:

$$L_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n l_{\text{дїл } i} \cdot k_{\partial il i}, \quad (1.21)$$

де  $k_{\partial il i}$  – коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опор ЛЕП і кількість ліній електропередач на ділянці траси (є еквівалентом різної вартості одноланцюгових і двохланцюгових ЛЕП).

Для кільцевих схем електропостачання застосовуються одноланцюгові опори, тому  $k_{\text{дїл}} = 1$ . В магістральних схемах при живленні тільки споживачів II категорії надійності використовуються двохланцюгові опори ( $k_{\text{дїл}} = 1,6$ ), а при живленні споживачів тільки I категорії, або одночасно I і II категорій ЛЕП виконуються на одноланцюгових опорах, але дві лінії ( $k_{\text{дїл}} = 2$ ).

При порівнянні варіантів за натуральними показниками приймається, що вартість одного вимикача в 3 рази більше вартості одного кілометра ЛЕП. Тоді еквівалентна довжина ЛЕП ( $L_{\text{екв}}$ ) по варіанту електропостачання обчислюється, км,

$$L_{\text{екв}} = L_{\Sigma} + 3n_{\text{в}}, \quad (1.22)$$

						Лист
						20
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		

де  $n_B$  – кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

Варіанти схем, що аналізуються, приведені на рис.1.3-1.6.

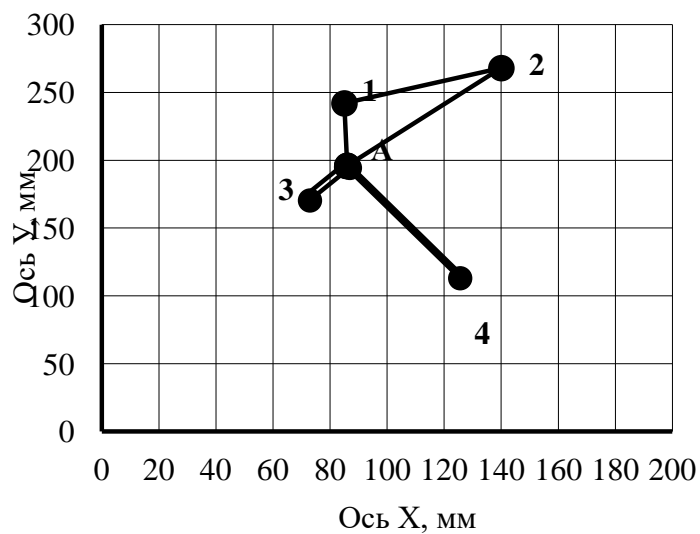


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

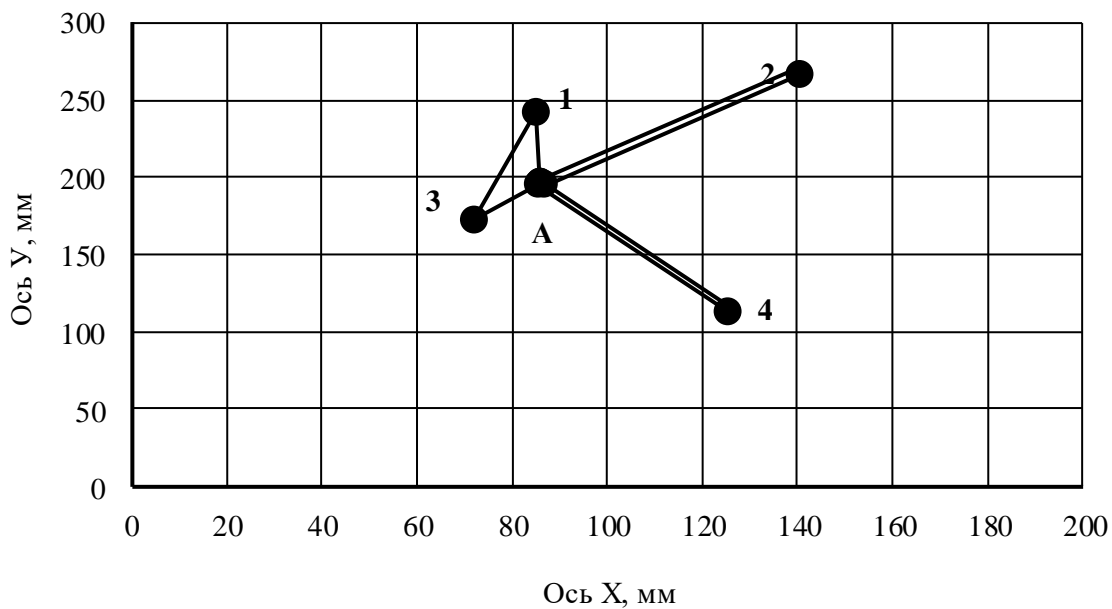


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

зм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

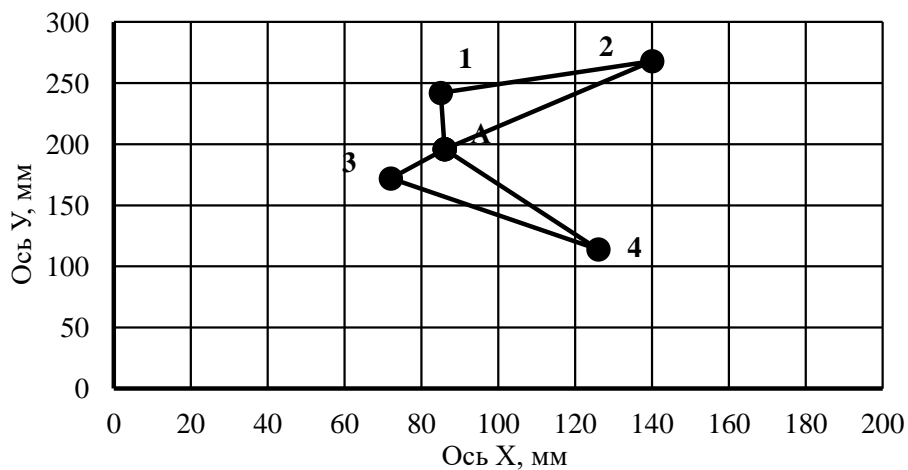


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

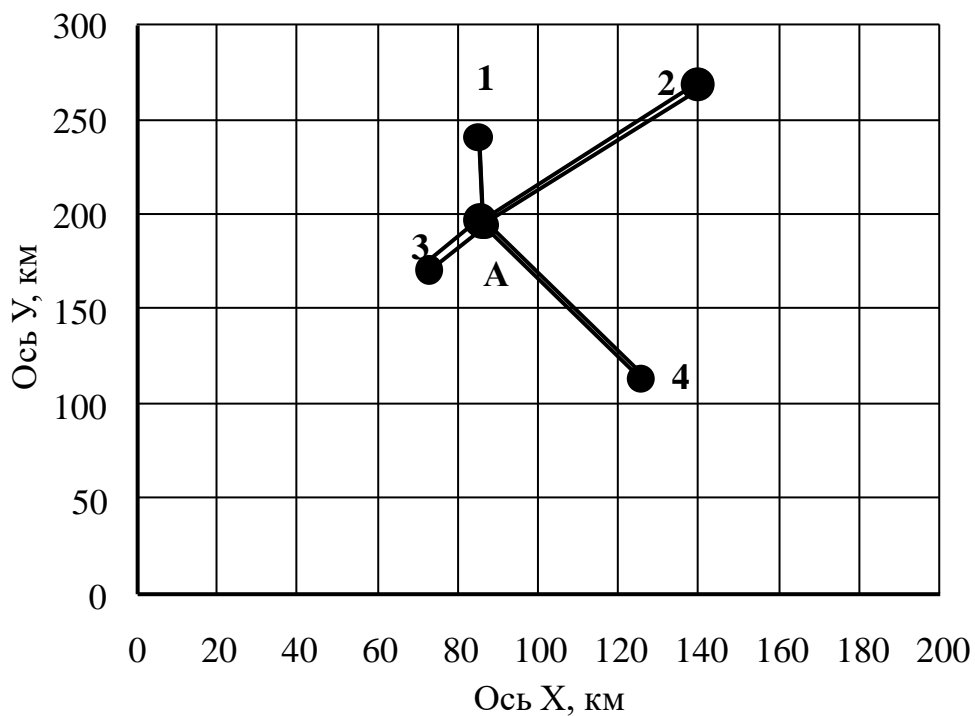


Рисунок 1.6 – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним

показникам

Ва-рі-ант	Ді-лян-ка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, $l_i$ , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$ , км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$ , км	Сумарна довжина на ЛЕП, $L_{\Sigma}$ , км	Кількість вимикачів у варіанті, $n_B$	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$ , км
“а”	A-1	1	46	50,6	50,6	50,6	16	98,6
	1-2	1	61	67,1	67,1			
	A-2	1	90	99	99			
	A-3	1,6	28	30,8	49,3			
	A-4	1,6	91	100,1	160,2			
“б”	A-1	1	46	50,6	50,6	50,6	16	98,6
	A-3	1	28	30,8	30,8			
	1-3	1	71	78,1	78,1			
	A-4	1,6	91	100,1	160,2			
	A-2	1,6	90	99	158,4			
“в”	A-1	1,6	46	50,6	81	81	16	129
	1-2	1,6	61	67,1	107,4			
	A-2	1,6	90	99	158,4			
	A-3	1,6	28	30,8	49,3			
	3-4	1,6	79	86,9	139			
	A-4	1,6	91	100,1	160,2			
“г”	A-1	1,6	46	50,6	81	81	16	129
	A-2	1,6	90	99	158,4			
	A-3	1,6	28	30,8	49,3			
	A-4	1,6	91	100,1	160,2			

Вибираємо “а” і “г” варіанти. Для подальших розрахунків з метою уніфікації розрахункового формуляра обзначимо варіант “а” як варіант 1, а варіант “г” як варіант 2. Для вибраних варіантів виконуємо розрахунок технічних показників.

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

#### 2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги

Визначення попереднього розподілу потужності в режимі максимального навантаження необхідно для вибору номінальної напруги в схемах електропостачання споживчих підстанцій і вибору перерізів проводів на ділянках мережі.

Розрахунок попереднього розподілу потужностей в кожному із намічених варіантів виконується при наступних допущеннях:

- вважається, що навантаження розподілене між трансформаторами нарівно, хоча секційні вимикачі на стороні низької напруги підстанцій у нормальному режимі відключені;

- у розрахунковому навантаженні кожної споживчої підстанції на стороні вищої напруги враховується лише навантаження на вторинній стороні трансформаторів підстанції, тобто не враховуються втрати потужності в трансформаторах і зарядні потужності, що генерируються лініями;

- напруга у всіх вузлах вважаються однаковими і рівними номінальному значенню;

- замкнуті мережі вважаються однорідними (виконаними проводами одного перерізу), що дає можливість знаходити розподіл потужності по довжинах ліній.

						Лист
					ДБ 141.19за.001 ПЗ	24
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		



Для розімкнутої ділянки мережі розподіл потужностей знаходиться по І законі Кірхгофа при русі від кінцевих пунктів до центра живлення ЦЖ (розуміється джерело живлення ДЖ або вузлова підстанція ВП).

Для замкнутої ділянки електричної мережі спочатку визначаються потужності на головних ділянках(головними називають ділянки кільцевої мережі, що примикають до центра живлення ЦЖ). Для цього кільцева мережа розрізається по ЦЖ і представляється у виді схеми з двостороннім живленням зі співпадаючими по величині і напрямку напругами на джерелах живлення. Розрахунок виконується по формулах:

$$\underline{S}_{\text{гол}1} = \frac{\sum_{j=1}^n \underline{S}_i \cdot l_{i-\text{цп}2}}{l_{\text{цп}1-\text{цп}2}}, \quad \underline{S}_{\text{гол}2} = \frac{\sum_{j=1}^n \underline{S}_i \cdot l_{i-\text{цп}1}}{l_{\text{цп}1-\text{цп}2}}, \quad (2.1)$$

де  $\underline{S}_i$  – навантаження  $i$ -го вузла, МВ·А;

$l_{i-\text{цп}1}, l_{i-\text{цп}2}$  – довжина ділянок у км від вузла підключення  $i$ -ого навантаження до ЦЖ1 і ЦЖ2;

$l_{\text{цп}1-\text{цп}2}$  – відстань у км між ЦЖ1 і ЦЖ2.

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

$$\underline{S}_{\text{гол}1} + \underline{S}_{\text{гол}2} = \sum_{j=1}^n \underline{S}_i \quad (2.2)$$

де  $S_{\text{гол}1}, S_{\text{гол}2}$  - потужності на головних ділянках;

$S_i$  - навантаження  $i$ -го вузла споживання.

На інших ділянках мережі потоки потужності знаходяться по І закону Кірхгофа, складеному для вузлів підключення навантажень. У результаті розрахунку визначається пункт розділу потужності.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		25

Для розрахунку потужностей кожен варіант розподіляють на окремі ділянки. У варіанті 1 виділяємо 3 ділянки: А-1-2-А; А-3 і А-4. Спрощені розрахункові схеми для варіанту 1 приведено на рис. 2.1, 2.2 і 2.3.

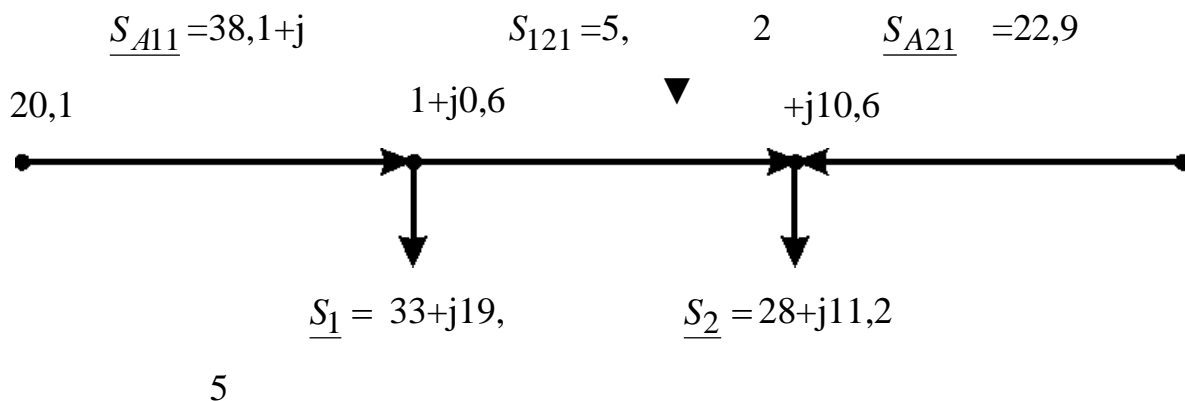


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

Розрахунок потужностей для кільцевої ділянки А-1-2-А (рис. 1.3, рис. 2.1) ведемо за формулами (2.3), (2.4), (2.5), (2.6):

Повна потужність на ділянці А-1 (потік повної потужності) у аналітичному виді визначається:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A11} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + \underline{S}_2 \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_{M1} + jQ_{M1}) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + (P_{M2} + jQ_{M2}) \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A11} + jQ_{A11}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

Активна потужність (потік активної потужності) на ділянці А-1, МВт,

$$P_{A11} = \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (33 \cdot (67,1 + 99,0) + 28 \cdot 99,0) /$$

$$/(50,6+67,1+99,0)=38,1 \text{ МВт.} \quad (2.4)$$

Реактивна потужність (потік реактивної потужності) на ділянці А-1, МВАр,

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (19,5 \cdot (67,1+99,0) + 11,2 \cdot 99,0) / (50,6+67,1+99,0) = 20,1. \quad (2.5)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-1, МВА,

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (38,1 + j20,1). \quad (2.6)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-2 у аналітичному виді визначається:

$$\begin{aligned} S_{A21} &= \frac{S_1 \cdot l_{\partial ilA1} + S_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_1 + jQ_1) \cdot l_{\partial ilA1} + (P_2 + jQ_2) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A21} + jQ_{A21}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

Активна потужність (потік активної потужності) на ділянці А-2, МВт,

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (33 \cdot 50,6 + 28 \cdot (67,1 + 50,6)) / (50,6 + 67,1 + 99,0) = 22,9, \quad (2.8)$$

Реактивна потужність (потік реактивної потужності) на ділянці А-2, МВАр,

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (19,5 \cdot 50,6 + 11,2 \cdot (67,1 + 50,6)) / (50,6 + 67,1 + 99,0) = 10,6, \quad (2.9)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-2, МВА,

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		27

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (22,9 + j10,6) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

$$\underline{S}_{A11} + \underline{S}_{A21} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 \quad (2.11)$$

$$(P_{A11} + jQ_{A11}) + (P_{A21} + jQ_{A21}) = (P_1 + jQ_1) + (P_2 + jQ_2) \quad (2.12)$$

$$P_{A11} + P_{A21} = P_1 + P_2 \quad (2.13)$$

$$Q_{A11} + Q_{A21} = Q_1 + Q_2 \quad (2.14)$$

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 38,1 + 22,9 = 61,0. \quad P_1 + P_2 = 33 + 28 = 61,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 20,1 + 10,6 = 30,7. \quad Q_1 + Q_2 = 19,5 + 11,2 = 30,7 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

$$\underline{S}_{121} = \underline{S}_{A11} - \underline{S}_1 = (P_{A11} + jQ_{A11}) - (P_1 + jQ_1) = (P_{A1} - P_1) + j(Q_{A1} - Q_1). \quad (2.17)$$

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 38,1 - 33 = 5,1. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 20,1 - 19,5 = 0,6. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (5,1 + j0,6). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-3 дорівнює повної потужності вузла навантаження №3 (рис. 1.3, рис. 2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 28 + j11,2$$

де  $\underline{S}_3$  - повна потужність вузла навантаження №3 (табл. 1.1).

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-4 (рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 39 + j20,9,$$

де  $\underline{S}_4$  - повна потужність вузла навантаження №4, (табл. 1.1).

A	$\underline{S}_{A31} = 28 + j11,2$	$\underline{S}_{A41} = 39 + j20,9$	
	$\underline{S}_3 = 28 + j11,2$	$\underline{S}_4 = 39 + j20,9$	
Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)		Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)	

Для варіанта 2 розрахункові схеми приведено на рис. 2.4, 2.5, 2.6, 2.7.

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-1 (рис. 1.3, рис. 2.4), МВА,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 33 + j19,5;$$

де  $\underline{S}_1$  - повна потужність вузла навантаження №1, (табл. 1.1).

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-2 (рис. 1.3, рис. 2.5), МВА,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 28 + j11,2;$$

де  $\underline{S}_2$  - повна потужність вузла навантаження №2, (табл. 1.1).

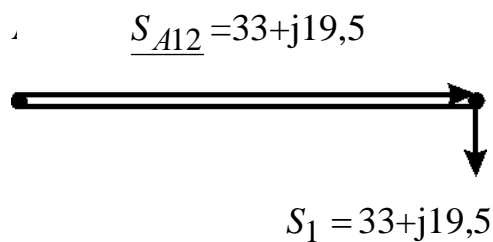


Рис.2.4. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

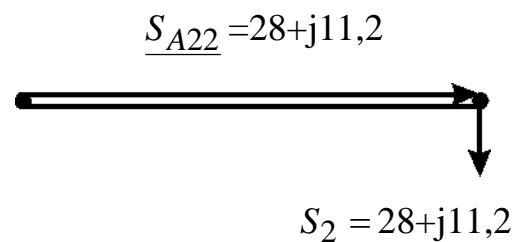


Рис. 2.5. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

Потужності для радіальних ділянок А-3, А-4 для 2-го варіанту мережі (рис. 2.6, рис.2.7) визначаються аналогічно 1-го варіанту

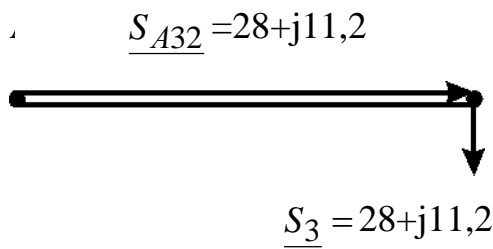


Рис.2.6. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

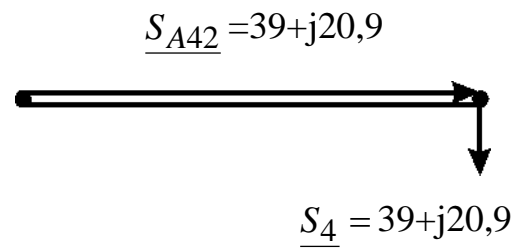


Рис. 2.7. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

Оптимальна величина номінальної напруги мережі може бути визначена лише шляхом техніко-економічних розрахунків варіантів з різними номінальними напругами. Однак у ряді випадків (у тому числі в даному курсовому проекті) досить обмежитися вибором величини раціональної напруги. Величина напруги (кВ) може бути визначена по формулі Стіла:

$$U_p = 4,34 \sqrt{l_{\text{дїл}} + 16 \frac{P_{\text{дїл}}}{n}}, \quad (2.21)$$

де  $l_{\text{дїл}}$  - довжина ділянки ЛЕП, км;

$P_{\text{дїл}}$  потужність, що протікає на ділянці, МВт;

$n$  – кількість рівнобіжних ланцюгів (чи ЛЕП) на ділянці.

У курсовому проекті розрахунок раціональної напруги виконується по потужності і довжині головної ділянки кожного варіанта електропостачання ВН. У кільцевій мережі розрахунок виконується для обох головних ділянок. Розрахункові значення напруги округляються до найближчих номінальних значень. Результати розрахунку приводяться в табл.2.1. У цій же таблиці необхідно привести розрахунок номінальної напруги в мережі зовнішнього електропостачання (якщо ця мережа є). Його величина визначається за значенням розрахункового активного навантаження на район ( $P_p$ ) (див. п. 1.2) і відстані між джерелом живлення ДЖ і вузловою підстанцією ВП.

За результатами розрахунків виконується аналіз і приймаються остаточні значення  $U_{\text{ном}}$  в схемах зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Якщо в схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги й обоє значення нижче  $U_{\text{ном}}$  в схемі зовнішнього електропостачання, то в схемі внутрішнього електропостачання варто прийняти одну ступінь напруги - більш високу. У цьому випадку вузлова підстанція ВП виходить знижувальної. Якщо ж у схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги і величина одного з них дорівнює  $U_{\text{ном}}$  в схемі зовнішнього електропостачання, то варто прийняти обох напруг (ВП буде знижувально-розподільної). При однакових значеннях номінальних напруг в схемах внутрішнього і зовнішнього електропостачання ВП буде розподільною.

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуємості варіанта) можуть служити переріз сталевалюмінієвих проводів, розрахованих по економічній щільності струму ( у нормальному режимі при максимальних навантаженнях), а також найбільші втрати напруги в нормальному і післяаварійних режимах роботи ЛЕП.

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{\text{діл}}$ , км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{\text{діл}}$ , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Величина розрахункової напруги $U_p$ , кВ	Вибрана $U_{\text{нділ}}$ , кВ
1	A-1	50,6	38,1	1	112	110
	A-2	99,0	22,9	1	94	110
	1-2	67,1	5,1	1	53	110
	A-3	30,8	28	2	45	110
	A-4	100,1	39	2	69	110
2	A-1	50,6	33	2	88	110
	A-2	99,0	28	2	77	110
	A-3	30,8	28	2	78	110
	A-4	100,1	39	2	69	110

## 2.2 Розрахунок перерізів проводів

Згідно ПУЕ переріз проводів  $F$ , мм<sup>2</sup>, вибирається по економічній щільності струму  $j_{ек}$ :

$$F = \frac{I}{j_{ек}}, \quad (2.22)$$

де  $I$  - робочий струм на ділянці мережі в нормальному режимі роботи, А,

$$I = \frac{S_{дiл} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}; \quad (2.23)$$

де  $S_{дiл}$  - повна потужність ділянки мережі в режимі максимальних навантажень, МВА,

$$S_{дiл} = \sqrt{P_{дiл}^2 + Q_{дiл}^2}; \quad (2.24)$$

$U_n$  - номінальна напруга на ділянці, кВ;

$n$  - кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

Наприклад, для ділянки А-1 варіанту мережі № 1 повна потужність, МВА,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (38,1^2 + 20,1^2)^{1/2} = 43,1$$

Робочий струм на ділянці А-1 варіанту мережі № 1 в нормальному режимі роботи, А,

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 43,1 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 226,5;$$

Значення економічної щільності струму  $j_{ек}$  приймається по нормах ПУЕ [1] у залежності від струмопровідного матеріалу, конструкції провідника і числа годин  $T_m$  використання максимального навантаження (табл. А.1).

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата		32



Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_m=6640$  год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \quad \text{А/мм}^2.$$

Переріз проводів  $F$ , мм<sup>2</sup>, на ділянці А-1 варіанту мережі 1 вибирається по економічній щільності струму  $j_{ек}$ :

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 226,5/1 = 227$$

Отримані значення перерізів проводів округляють до найближчих стандартних (табл. А.5). При застосуванні залізобетонних опор марки проводів ЛЕП 35 кВ повинні укладатися в межі АС-95/16 – АС-150/24, ЛЕП 110 кВ – у межі АС-70/11 – АС-240/32, ЛЕП 220 кВ – у межі АС-240/32 – АС-500/64.

Перевірка за умовою відсутності втрат на корону виконується в мережі зі  $U_{ном} \geq 110$  кВ спрощено - з урахуванням мінімальних перерізів припустимих до використання по ПУЕ. Зведення про їх приведені в табл. А.2.

Перевірка марок сталюалюмінієвих проводів по механічній міцності повинна вироблятися з урахуванням області їхнього застосування по ПУЕ в залежності від відношення реальних перетинів алюмінієвої (А) і сталевий (С) частин проводу і товщини стінки ожеледі (табл. А.3). Товщина стінки ожеледі приводиться в [1] (чи в табл. А.4) у залежності від району по ожеледі і повторюваності події (1 раз у 10 років для повітряних ліній 6-330 кВ).

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

Обрані проводи повинні задовольняти: умовам відсутності втрат енергії на корону; механічній міцності; припустимому нагріванню в післяаварійном режимі; припустимій втраті напруги в післяаварійном режимі.

									Лист
									33
зм.	Лист	№ доквм.	Підпись	Дата					

Таблиця 2.2

## Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА	Номінальна напру-га, $U_{ноділ}$ , кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Робочий струм на ділянці, $I$ , А	Переріз провода, $F$ , мм <sup>2</sup>	Прийнята марка проводу	Припустимий тривалий струм А	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См
1	A-1	38,1	20,1	43,1	110	1	226,5	227	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	22,9	10,6	25,2	110	1	132,4	132	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,61
	1-2	5,1	0,6	5,1	110	1	26,8	27	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-3	28	11,2	30,2	110	2	79,3	79	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	39	20,9	44,2	110	2	116,1	116	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,61
2	A-1	33	19,5	38,3	110	2	100,6	101	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-2	28	11,2	30,2	110	2	79,3	79	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-3	28	11,2	30,2	110	2	79,3	79	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	39	20,9	44,2	110	2	116,1	116	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,61

### 2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання

Перевірка за цих умов виконується для найбільш важких післяаварійних режимів. У магістрально-радіальних мережах для дволанцюгових ліній – це обрив одного ланцюга. У цьому режимі струм на кожній ділянці буде дорівнює  $I_{ав} = 2 \cdot I$ . Для замкнутої одноланцюгової лінії (у кільцевих мережах) – обрив проводів на ділянці з найбільшою потужністю. Для розрахунку післяаварійних потужностей, струмів приводяться розрахункові схеми для післяаварійних режимів. Для варіанту 1 вони зображені на рис. 2.8, 2.9, 2.10, для варіанту 2 - на рис. 2.11-2.14.

Струм на кожній ділянці мережі  $I_{ав}$  порівнюється з довгостроково допустимим струмом  $I_{дон}$  для відповідної марки проводу. Провід не буде перегріватися, якщо виконується умова

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

Перевіримо умови нагрівання для найбільш важкого післяаварійного режиму для замкнутої одноланцюгової лінії А-1-2-А (варіант мережі №1, рис. 1.3). Розрахункова схема при обриві проводів на ділянці А-2 з найбільшою потужністю приведена на рис. 2.8.

Активна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВт,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 33 + 28 = 61,0.$$

Реактивна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВАр,

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 19,5 + 11,2 = 30,7.$$

Повна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВА,

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підписс	Дата		35

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (61,0^2 + 30,7^2)^{0,5} = 68,3.$$

Струм на ділянці А-1 в аварійному режимі для варіанта 1

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 68,3 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 359 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 359 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Номер варіанта	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{dln}$ , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{dln}$ , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{dln}$ , МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, $U_n$ , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав, А}$ , формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп, А}$ , табл.2.2
1	А-1	61,0	30,7	68,3	110	1	359	605
	А-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	450
	1-2	28	11,2	30,2	110	1	159	390
	А-3	28	11,2	30,2	110	2	79	390
	А-4	39	20,9	44,2	110	2	116	450
2	А-1	33	19,5	38,3	110	2	101	390
	А-2	28	11,2	30,2	110	2	79	390
	А-3	28	11,2	30,2	110	2	79	390
	А-4	39	20,9	44,2	110	2	116	450

Всі марки проводів умовам нагрівання задовольняють. Якщо на якій-небудь ділянці мережі післяаварійний струм перевищує довгостроково

припустимий, то на цій ділянці варто збільшити переріз проводу до виконання умови  $I_{ав} \leq I_{дон}$ .

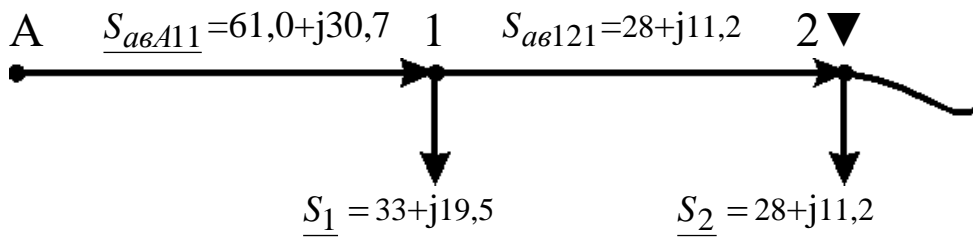


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

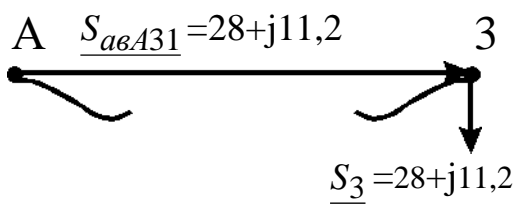


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

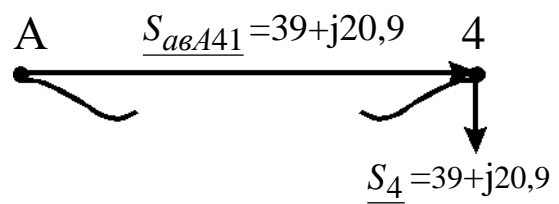


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

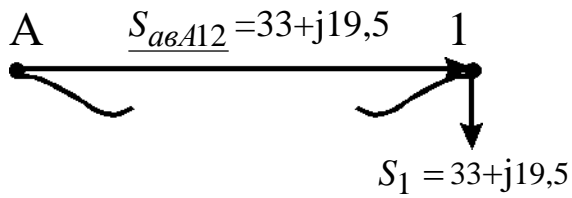


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

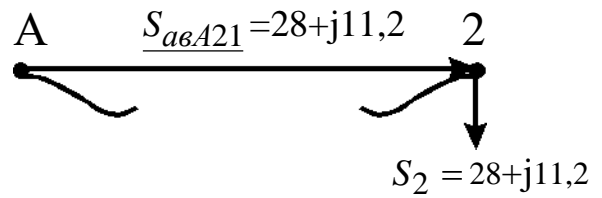


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

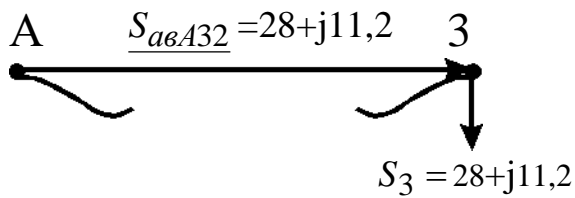


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

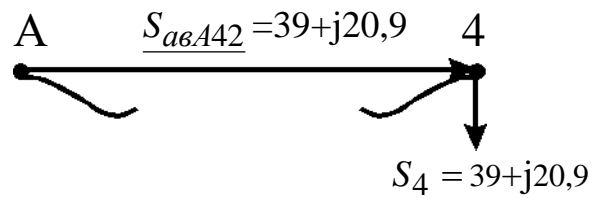


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підписс	Дата

## 2.4 Розрахунок параметрів ліній

Для ділянки А-1 (1-й варіант) активний опір одного ланцюга, Ом,

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 50,6 = 6,1. \quad (2.26)$$

де  $r_{0i}$  - активний опір 1-го км 1-го ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5);

$l_{A1}$  - довжина ділянки А-1, км.

Індуктивний опір одного ланцюга лінії для ділянки А-1 (1-й варіант), Ом,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 50,6 = 20,5. \quad (2.27)$$

де  $x_{0A1}$  - індуктивний опір 1-го км 1-го ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5)

Зарядна ємна потужність для ділянки лінії А-1 (1-й варіант), МВАр,

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 50,6 \cdot 1 = 1,72, \quad (2.28)$$

де  $b_{0A1}$  - ємна провідність 1 км одного ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5),

$n_{A1}$  - кількість ланцюгів лінії. Розрахунок зводимо до табл. 2.4.

## 2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги

Для забезпечення нормальних умов роботи споживачів електроенергії необхідно, насамперед, забезпечити належну величину напруги у вузлових пунктах мережі. Для цього звичайно обмежують втрати напруги в мережі при максимальних навантаженнях як у нормальному, так і в післяаварійному режимах. Так, у мережах 35 – 110 кВ у нормальному режимі  $\Delta U_{дон} \leq 7,5\%$ , а в післяаварійних режимах -  $\Delta U_{авдон} \leq 15\%$  [2]. У курсовому проекті перевірка виконується в післяаварійному режимі. Розрахункові схеми приведені на рис. 2.8 – 2.14.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
						38
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом	Довжина ділянки, $l_{дiл}$ , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^6$ , СМ	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{єт}$ , МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	50,6	6,1	20,5	2,81	1,72
	A-2	1	0,198	0,420	99,0	19,6	41,6	2,61	3,13
	1-2	1	0,249	0,427	67,1	16,7	28,7	2,66	2,16
	A-3	2	0,249	0,427	30,8	7,7	13,2	2,66	1,98
	A-4	2	0,198	0,420	100,1	19,8	42,0	2,61	6,32
2	A-1	2	0,249	0,406	50,6	12,6	21,6	2,66	3,26
	A-2	2	0,249	0,427	99,0	24,7	42,3	2,66	6,37
	A-3	2	0,249	0,427	30,8	7,7	13,2	2,66	1,98
	A-4	2	0,198	0,420	100,1	19,8	42,0	2,61	6,32

Втрата напруги на кожній ділянці мережі визначається по попередньому розподілу потужності і номінальній напрузі,:

$$\Delta U_{дiл} = \frac{P_{дiл} \cdot R_{авдiл} + Q_{дiл} \cdot X_{авдiл}}{U_{ном}} \text{ кВ}, \quad (2.29)$$

де  $P_{дiл}, Q_{дiл}$  - активна і реактивна потужності на ділянках мережі;

$R_{авдiл}, X_{авдiл}$  - активний і реактивний опори ділянки мережі в післяаварійному режимі, Ом.

$$R_{авдiл} = \frac{R_{ланц}}{n}; \quad X_{авдiл} = \frac{X_{ланц}}{n}. \quad (2.30)$$

В аварійному режимі дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга  $n = 1$ . Опір ланцюгів розраховуються по погонних опорах  $(r_0, x_0)$  1 км проводу, значення яких визначаються для даної марки проводу по (2.26, 2.27) табл. 2.4

$$R_{\text{ланц}} = r_0 \cdot l_{\text{діл}} \quad X_{\text{ланц}} = x_0 \cdot l_{\text{діл}} \quad (2.31)$$

Активний опір ділянки мережі А-1 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$R_{\text{ав}A11} = \frac{R_{A11}}{n} = 6,1/1 = 6,1.$$

Реактивний опір ділянки мережі А-1 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$X_{\text{ав}A11} = \frac{X_{A11}}{n} = 20,5/1 = 20,5.$$

Втрата напруги на ділянці А-1 для варіанта мережі 1, кВ,

$$\Delta U_{\text{ав}A11} = \frac{P_{A11} \cdot R_{\text{ав}A11} + Q_{\text{ав}A11} \cdot X_{\text{ав}A11}}{U_{\text{ном}}} = (61,0 \cdot 6,1 + 30,7 \cdot 20,5) / 110 = 9,1.$$

Активний опір ділянки мережі 1-2 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$R_{\text{ав}A11} = \frac{R_{121}}{n} = 16,7/1 = 16,7.$$

Реактивний опір ділянки мережі 1-2 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$X_{\text{ав}121} = \frac{X_{A11}}{n} = 20,5/1 = 28,7.$$

Втрата напруги на ділянці 1-2 для варіанта мережі 1, кВ,

$$\Delta U_{\text{ав}121} = \frac{P_{121} \cdot R_{\text{ав}121} + Q_{\text{ав}121} \cdot X_{\text{ав}121}}{U_{\text{ном}}} = (28 \cdot 16,7 + 11,2 \cdot 28,7) / 110 = 7,2.$$

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		40



Визначаються втрати напруги від центра живлення ЦЖ до кожного кінцевого пункту мережі як сума втрат напруги на всіх ділянках, послідовно розташованих між центром живлення ЦЖ і кінцевим пунктом мережі.

Втрати напруги в % визначаються:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% . \quad (2.32)$$

Втрата напруги на ділянці А-1 для варіанта мережі 1, %,

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 9,1 \cdot 100 / 110 = 8,3.$$

Втрата напруги на ділянці 1-2 для варіанта мережі 1, %,

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 7,2 \cdot 100 / 110 = 6,5.$$

Якщо втрата напруги в схемі перевищує припустиму величину, то в цій схемі на одному чи декількох ділянках варто збільшити переріз проводу. Якщо ця міра не приводить до бажаного результату, то варто прийняти у варіанті більш високу ступінь напруги, чи переглянути прийнятий варіант мережі. У цьому випадку варто повторити розрахунок і вибір нових марок проводів і виконати їхню перевірку за всім умовам.

Для ділянки А-1-2 (див. рис. 2.10) найбільша втрата напруги визначається %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 8,3 + 6,5 = 14,8\% > 15\% . \quad (2.32)$$

У зв'язку з тим, що на ділянці А-1-2 втрати напруги перевищують допустимі, схема варіанту 1 не задовольняє допустимої втрати напруги 15%.

Результати перевірки мереж по втраті напруги приводяться в табл. 2.5.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		41

Таблиця 2.5

## Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{діл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{діл}$ , МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{діл}$ , МВАр, (табл.. 2.3)	Втрага напруги на ділянці, $\Delta U$ , кВ (2.29)	Втрага напруги на ділянці, $\Delta U$ , % (2.32)	
1	A-1	АС-240/32	0,120	0,405	50,6	6,1	20,5	61,0	30,7	9,1	8,3	
	A-2	АС-150/24	0,249	0,427	99,0	Обрив						
	1-2	АС-120/11	0,249	0,427	67,1	16,7	28,7	28	11,2	7,2	6,5	
	A-3	АС-120/11	0,249	0,427	30,8	7,7	13,2	28	11,2	3,3	3,0	
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	100,1	19,8	42,0	39	20,9	15,0	13,6	
2	A-1	АС-120/11	0,249	0,406	50,6	12,6	21,6	33	19,5	7,6	6,9	
	A-2	АС-120/11	0,249	0,427	99,0	24,7	42,3	28	11,2	10,6	9,6	
	A-3	АС-120/11	0,249	0,427	30,8	7,7	13,2	28	11,2	3,3	3,0	
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	100,1	19,8	42,0	39	20,9	15,0	13,6	

## 2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

Установка на підстанції двох однакових трансформаторів забезпечує мінімально необхідну надійність електропостачання споживачів I і II категорії і є економічно найбільш доцільним рішенням. При відключенні одного трансформатора перевантаження другого трансформатора, що залишається у роботі, не повинно перевищувати 40%. Необхідна потужність трансформаторів ( $S_{необх}$ ) дорівнює

$$S_{необх} = (0,6 - 0,8) \cdot S = 0,7 \cdot S, \quad (2.33)$$

де  $S$  - повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень.

Для вузла №1 повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень, МВА,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 33/0,861 = 38,3.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 38,3 = 26,8.$$

По величині  $S_{необх}$  вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності  $S_{нт}$ . Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТРДН-40000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = \quad 40 \quad \text{МВА.}$$

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		43

Якщо один із вибраних трансформаторів відключається в аварійному режимі, то перевантаження другого вибраного трансформатора, що залишається у роботі, не повинно перевищувати 40%.

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

$$\Delta S = \frac{S_M - S_{нт}}{S_{нт}} \cdot 100\% \quad (2.34)$$

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (38,3 - 40) \cdot 100 / 40 = -4,3 \% \leq 40\%.$$

Дотримання умова (2.34) дозволяє зберегти термін служби ізоляції трансформатора в межах нормативного. Параметри трансформатора беремо із таблиць А.6, А.7.

Результати розрахунку при виборі трансформаторів приводяться в табл. 2.6., вибір трансформаторів – у табл. 2.7.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		44

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$ , МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{ноін}$ кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{ин}$ кВ, табл.1.1 $U_2$ , кВ
1	33	19,5	38,3	26,8	110	6
2	28	11,2	30,2	21,1	110	10
3	28	11,2	30,2	21,1	110	6
4	39	20,9	44,3	31,0	110	10

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Таблиця 2.7

## Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, $S_n$ , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання $U_k$ , %	Втрати короткого замикання $P_k$ , кВт	Втрати холостого ходу, $P_x$ , кВт	Струм холостого ходу, $I_x$ , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, $R_T$ , Ом	Реактивний опір трансформатора, $X_T$ , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, $Q_c$ , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі,
1	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+9×	1,78	%	-4,3
2	ТРДН-40000/110	40	115/11	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+9×	1,78	%	-24,5
3	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+9×	1,78	%	-24,5
4	ТРДН-40000/110	40	115/11	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+9×	1,78	%	10,7

## 2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

### Втрати потужності у лініях

Втрати потужності на ділянках у лініях визначаються, МВт:

$$\Delta P_{\text{ділі}} = \left( \frac{S_{\text{діл}}}{U_{\text{ділн}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланц}}}{n}, \quad (2.35)$$

де -  $S_{\text{ділі}}$  - повна потужність ділянки, МВА

$$S_{\text{ділі}} = \sqrt{P_{\text{діл}}^2 + Q_{\text{діл}}^2}. \quad (2.36)$$

$U_{\text{ділн}}$  - стандартна напруга ділянки, кВ, (приведено у табл. 2.1.);

$R_{\text{ланц}}$  - активний опір одного ланцюга на ділянці, (табл. 2.5.);

$n$  - кількість ланцюгів на ділянці, (табл. 2.5.);

$P_{\text{діл}}$  - активна потужність ділянки, МВт, (табл. 2.5.);

$Q_{\text{діл}}$  - реактивна потужність ділянки, МВАр, (табл. 2.5.).

Наприклад, повна потужність ділянки А-1, варіант1, МВт,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (38,1^2 + 20,1^2)^{0,5} = 43,1.$$

Втрати потужності на ділянці А-1 (варіант 1), МВт,

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left( \frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (43,1/110)^2 \cdot 6,1/1 = \mathbf{0,936},$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

$$\Delta W_{\text{діл}} = \Delta P_{\text{діл}} \cdot \tau, \quad (2.36)$$

де  $\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6640/10000)^2 \cdot 8760 = 5439. \quad (2.37)$$

де  $T_M$  - тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин, (вихідні данні проекту).

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		47

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\text{дiлA1}} = \Delta P_{\text{дiлA1}} \cdot \tau = 0,936 \cdot 5439 = 5091 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

Результати розрахунку втрат потужності й електроенергії в ЛЕП приводяться в табл. 2.8.

### Втрати у трансформаторах.

При розрахунку втрат потужності в трансформаторах доцільно визначити втрати активної потужності в сталі (наприклад для вузла №1), МВт,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 36,0 \cdot 10^{-3} = 0,072. \quad (2.38)$$

де  $n_{mp1}$  - кількість однотипних трансформаторів на підстанції, шт. У нашому прикладі  $n_{mp1} = 2$ .

$P_{x1}$  - номінальні втрати холостого ходу трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл. 2.7. Втрати активної потужності в міді трансформаторів для вузла №1, МВт

$$\Delta P_{m1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{k1} \cdot \left( \frac{S_{m1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 172,0 \cdot 10^{-3} \cdot (38,3/40,0)^2 = 0,079 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

де  $P_{k1}$  - номінальні втрати короткого замикання трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл.2.7,

$S_1$  - споживана повна потужність навантаження вузла №1 у максимальному режимі, МВА, (табл. 2.6);

$S_{H1}$  - номінальна потужність трансформатора для вузла №1 по каталогу, МВА, (табл. 2.7).

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,072 + 0,079 = 0,151. \quad (2.40)$$

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
						48
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		



Втрати електроенергії в трансформаторах окремої підстанції визначаються, МВт·год :

$$\Delta W_{тр} = \Delta W_{см} + \Delta W_{м} = \Delta P_{см} \cdot T + \Delta P_{м} \cdot \tau, \quad (2.41)$$

де  $T$  – час роботи трансформаторів у році, 8760 годин;

$\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{спож}}{10000})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6640/10000)^2 \cdot 8760 = 5439, \quad (2.42)$$

де  $T_{спож}$  - тривалість використання максимального навантаження споживачив, у проекті

$$T_{спож} = T_{м} = 6640 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{тр1} = \Delta W_{с1} + \Delta W_{м1} = \Delta P_{с1} \cdot T + \Delta P_{м1} \cdot \tau = 0,072 \cdot 8760 + 0,079 \cdot 5439 = 1060,4.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
						49
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, $U_n$ , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$ , МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$ , МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$ , МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$ , МВт·год/рік
1	A-1	38,1	20,1	43,1	110	1	6,1	0,936	0,94	5091	5091
	A-2	22,9	10,6	25,2	110	1	19,6	1,029		5597	
	1-2	5,1	0,6	5,1	110	1	16,7	0,036		196	
	A-3	28	11,2	30,2	110	2	7,7	0,290		1577	
	A-4	39	20,9	44,2	110	2	19,8	1,598		8692	
2	A-1	33	19,5	38,3	110	2	12,6	0,764	0,76	4155	4155
	A-2	28	11,2	30,2	110	2	24,7	0,931		5064	
	A-3	28	11,2	30,2	110	2	7,7	0,290		1577	
	A-4	39	20,9	44,2	110	2	19,8	1,598		8692	

Таблиця 2.9 - Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Найменування вузла	Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Номінальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, $S_n$ , МВА,	Номінальні втрати холостого ходу у трансформаторі, $P_{xx}$ , кВт	Номінальні втрати короткого замикання у трансформаторі, $P_{кз}$ , кВт	Втрати потужності в сталі трансформаторів вузла, $\Delta P_{ст}$ , МВт	Втрати потужності в міді трансформаторів вузла, $\Delta P_m$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах вузла, $\Delta P_{тр}$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах мережі, $\Delta P_{трмер}$ , МВт	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах вузла, $\Delta W_{тр}$ , МВт.год./рік	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах мережі, $\Delta W_{трмер}$ , МВт.год./рік
1	38,3	40,0	36,0	172,0	0,072	0,079	0,151	0,570	1060,4	4056,6
2	30,2	40,0	36,0	172,0	0,072	0,049	0,121		897,2	
3	30,2	40,0	36,0	172,0	0,072	0,049	0,121		897,2	
4	44,3	40,0	36,0	172,0	0,072	0,105	0,177		1201,8	

## Втрати в електричній мережі

Втрати потужності визначаються:

$$\Delta P_{мер} = \Delta P_{ділмер} + \Delta P_{тр}, \quad (2.43)$$

де  $\Delta P_{л}, \Delta P_{тр}$  - втрати в лініях і в трансформаторах, (табл.2.8, 2.9).

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{ділмер1} + \Delta P_{тр1} = 0,94 + 0,570 = 1,51. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{ділмер4} + \Delta P_{тр4} = 0,76 + 0,570 = 1,33. \quad (2.45)$$

Втрати електроенергії для варіанту 1 (табл.2.8, 2.9), МВт/рік,

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{ділмер1} + \Delta W_{тр1} = 5091,00 + 4056,6 = 9148. \quad (2.46)$$

Втрати електроенергії для варіанту 4 (табл.2.8, 2.9), МВт/рік,

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{ділмер4} + \Delta W_{тр4} = 4155,00 + 4056,6 = 8212. \quad (2.47)$$

## РОЗДІЛ 3

### КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 3.1 Вибір компенсаційних пристроїв

Однією з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. При цьому мережа вище підключення компенсуючи пристроїв (КП) розвантажується від протікання реактивної потужності. Це веде до зменшення струму в мережі і, як наслідок, до зменшення втрат активної потужності  $\Delta P$ , зменшення втрат електроенергії  $\Delta W$ , зменшення втрат напруги  $\Delta U$ . Вибір потужності регламентується [4, 5]. З економічної точки зору найбільш економічною є споживана реактивна потужність вузлом навантаження  $Q_{ек}$ , яка визначається за формулою:

$$Q_{ек} = P \cdot tg \varphi_{ек} \quad (4.1)$$

де  $P$  - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

$tg \varphi_{ек}$  - економічне значення тангенса, що задається для енергосистеми в залежності від вищої напруги мережі. Для живильної напруги 35 кВ  $tg \varphi_{ек} = 0,23$ ; 110 кВ –  $tg \varphi_{ек} = 0,28$ ; 220 кВ –  $tg \varphi_{ек} = 0,32$ .

Для мережі  $U_H = 110$  кВ приймаємо

$$tg \varphi_{ек} = 0,28$$

Для отримання економічного значення  $tg \varphi_{ек}$  в мережі, що проектується, треба установити компенсуючи пристрої (КП) біля споживачів

(на підстанціях) на стороні низької напруги. Реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП визначається за формулою:

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (4.2)$$

де  $Q$  - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

Очевидно, що якщо  $Q \leq Q_{ек}$ , то необхідності в компенсації реактивної потужності немає.

Найчастіше на споживчих підстанціях у якості компенсуючих пристроїв КП використовуються конденсаторні батареї у виді комплектних установок типу КУ. Згідно [6, 7] їхні потужності  $Q_{уст}$  рівні: при вторичної (низької) напруги

$U_{2н}=6$  кВ – 0,3; 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр;

при  $U_{2н}=10$  кВ – 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр.

У випадку  $Q_{кпр} \leq Q_{кп \text{ min}}$ , компенсуючий пристрій КП не встановлюється.

Визначивши розрахункове значення потужності компенсуючих пристроїв  $Q_{кпр}$ , необхідно підібрати комплектні конденсаторні установки для її реалізації, або визначити кількість окремих конденсаторів, якими розрахункова потужність компенсуючи пристроїв КП може бути реалізована. Якщо підстанція 2-х трансформаторна, то при виборі комплектних КП необхідно пам'ятати, що вони повинні бути рознесені на підстанції на дві секції шин зі стороги низької напруги 6-10 кВ, тобто їхня кількість повинна бути кратна двом. При визначенні кількості окремих конденсаторів число їх повинне бути кратне 6, тому що вони будуть рівномірно рознесені по фазах і по секціях шин.

Таким чином, потужність компенсуючих пристроїв КП розподіляється нарівно на кожен секцію шин 6-10 кВ підстанції ПС, тобто кількість однотипних КП повинна бути кратна 2 при двообмотувальних чи

трьохобмотувальних трансформаторах, чи автотрансформаторах, встановлюваних на підстанції ПС (наприклад, типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТДЦТН), і кратно 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

У подальших розрахунках варто враховувати не розрахункову потужність компенсуючих пристроїв  $Q_{кпн}$ , а встановлену  $Q_{кпн}$ .

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

Економічна споживана реактивна потужність вузлом навантаження №1  $Q_{ек1}$  визначається:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 33 \cdot 0,28 = 9,2 \text{ МВАр.}$$

Розрахункова реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП для вузла навантаження №1 визначається:

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 19,5 - 9,2 = 10,3 \text{ МВАр.}$$

Вибираємо трифазні конденсаторні установки для напруги  $U_{2н} = 6$  кВ типу КУ потужністю

$$Q_{уст1} = 0,45 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТМН-6300/35 двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 24 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 24 \cdot 0,45 = 10,8 \text{ МВАр.}$$

Різниця між потрібною потужністю компенсуючих пристроїв  $Q_{кроз1}$  і фактичною потужністю компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$\Delta Q_{кп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((10,3-10,8)/10,8) \cdot 100\% = -4,6\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{кpn1} = Q_1 - Q_{кф1} = 19,5 - 10,8 = 9,2 \text{ МВАр.}$$

Розрахунок компенсації реактивної потужності і вибір компенсуючих пристроїв приведено у табл. 4.1.

Із джерел [6, 7], із табл. А.12 – А.13 підбираємо компенсуючі пристрої із конденсаторних батарей і конденсаторів таким чином, що різниця між потрібної потужністю компенсуючих пристроїв КП в мережі (на всіх підстанціях)  $Q_{кпрсум}$  і потужністю встановлених КП  $Q_{кпрнсум}$  не перевищувала 5%. При такому виборі (наборі) компенсуючих пристроїв у табл.4.1 допускаємо, що  $Q_{кроз} = Q_{кф}$ .

Таблиця 4.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ ,	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$ , МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$ , МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{кpn}$ , МВА
1	33	19,5	0,28	9,2	10,3	33 +j 9,2
2	28	11,2		7,8	3,4	28 +j 7,8
3	28	11,2		7,8	3,4	28 +j 7,8
4	39	20,9		10,9	10,0	39 +j 10,9



## РОЗДІЛ 4

### РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

#### 4.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань

Головна схема електричних з'єднань визначає основні якості електричної частини станцій і підстанцій: надійність, економічність, ремонтпридатність, безпека обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, можливість подальшого розширення тощо [1-10].

На рис. 4.1 приведена структурна схема ділянки мережі з підстанцією і трансформаторами, що мають розчеплення вторинних обмоток. Загальний вигляд трансформаторної підстанції наведено на рис. 4.2. Одно

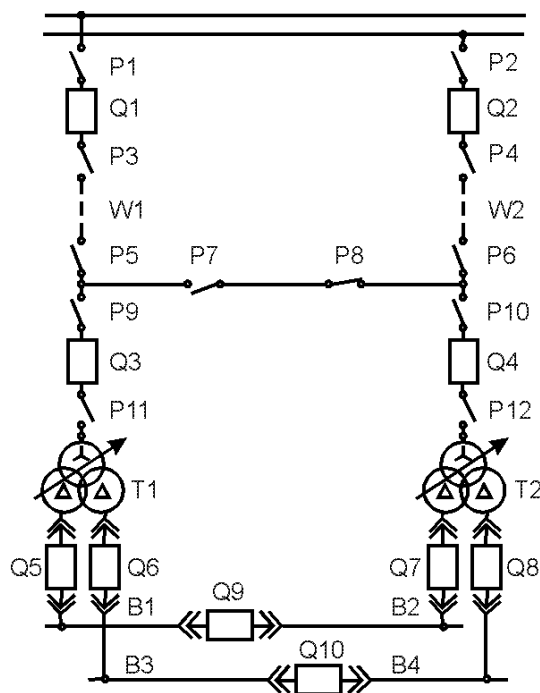


Рис. 4.1. Блокова схема двотрансформаторної підстанції

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

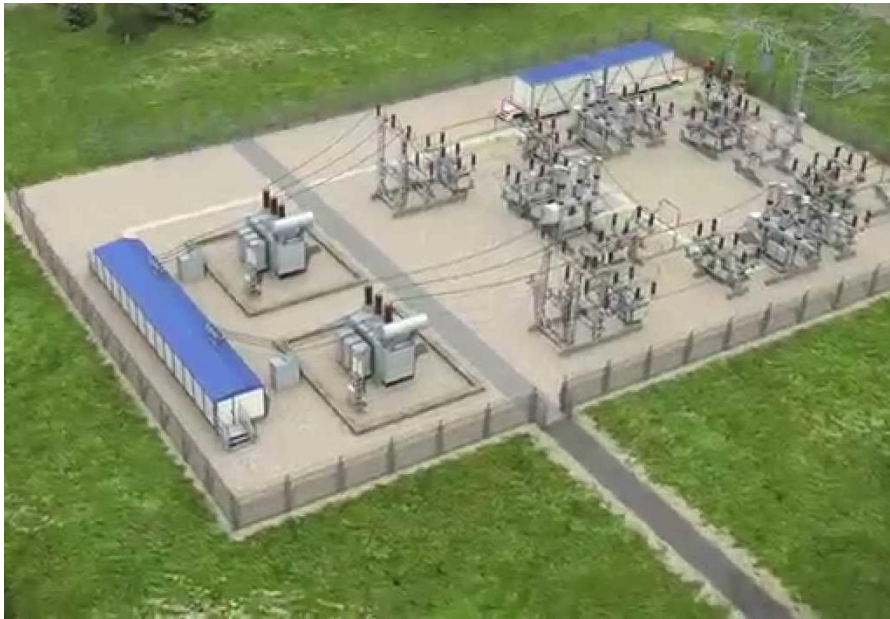


Рисунок 4.2 – Загальний вигляд трансформаторної підстанції

На боці високої напруги при кількості трансформаторів 2 і кількості ліній, що відходять, для тупикових підстанцій застосовується схема 2-х блоків "лінія - трансформатор" з вимикачами у колах трансформаторів і неавтоматичною перемичкою з боку ліній (рис.4.1). Схема економічна: на 4 приєднання застосовано 2 вимикача. Схема надійна. При відключенні лінії W1 першого блоку вимикачем Q1 разом з лінією відключається трансформатор блоку T1. Для відновлення роботи непошкодженого трансформатора T1 застосовується неавтоматична перемичка з роз'єднувачами P7 і P8, один з яких нормально включений, другий — відключений. При пошкодженні на лінії W1 відключаються вимикачі Q1 і Q3. Лінійними роз'єднувачами P3 і P5 пошкоджена лінія виводиться на ремонт. У безструмову паузу вмикається відключений роз'єднувач перемички. Після чого вмикається вимикач Q3. Живлення трансформатора T1 відновлюється по лінії W2 і неавтоматичній перемичці. При пошкодженні трансформатора T1 відключаються вимикачі Q5, Q6, Q3 і Q1. Тобто буде відключене весь блок. У нормальному режимі на високій і низькій напрузі блоки працюють окремо.

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

Згідно [1-10] на боці низької напруги підстанцій застосовується схема 2-х одиничних систем шин, секціонованих вимикачем Q9 чи Q10 (рис. 4.1). На боці низької напруги трансформатори працюють окремо. Надійність електропостачання споживачів забезпечується живленням від різних секцій низької напруги В1 і В2. При пошкодженні на одній секції всі приєднання цієї секції буде відключено.

#### 4.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору електроустаткування, апаратів, шин, кабелів, струмообмежувальних реакторів необхідно знати струми короткого замикання [11,12]. При цьому досить уміти визначати струм трифазного короткого замикання в місці пошкодження. При розрахунку визначають періодичну складову струму короткого замикання для найбільш важкого режиму роботи мережі. Розрахунок аперіодичної складової проводять приблизно, допускаючи при цьому, що вона має максимальне значення в даній фазі.

Розрахунок струмів при трифазному короткому замиканні проводять в наступному порядку:

1. Для даної установки складають розрахункову схему. Розрахункова схема - це однолінійна схема електроустановки з вказівкою тих елементів і їх параметрів, які впливають на значення струму короткого замикання і тому повинні враховуватися при виконанні розрахунків. Розрахункова схема установки повинна відображати нормальний режим роботи. На розрахунковій схемі (рис. 4.1) намічають розрахункові точки короткого замикання - так, щоб апарати і провідники потрапляли в найбільш важкі умови роботи. Виключенням є апарати в ланцюги приєднань з реактором, вибрані по струму короткого замикання за реактором.

У приведених схемах передбачена роздільна робота трансформаторів

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		59

по низькій стороні.

2. По розрахунковій схемі складають схему заміщення, замінюючи електромагнітні зв'язки електричними, джерела вводять в схему заміщення як ЕРС і опори, решта елементів – як опори. Розрахунок струмів короткого замикання можна вести як в іменованих, так і у відносних одиницях. У мережах і установках напругою до 1000 В звичайно розрахунок проводять в іменованих одиницях. У установках напругою понад 1000 В прийнято всі опори короткозамкненого ланцюга приводити до базисних умов і виражати у відносних одиницях. Заздалегідь приймають базисну потужність  $S_{\sigma}$  (100 або 1000 МВА). За базисну напругу приймають середню номінальну напругу ( $U_{\sigma} = U_{\text{н\delta}}$ ) того ступеня, на якому передбачається коротке замикання. Таким чином, для кожної точки короткого замикання будуть свої базисні напруги  $S_{\sigma}$  і струми  $I_{\sigma}$ .

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}} \quad (4.1)$$

Складаємо схему заміщення для розрахунку трифазного к. з. для лінії і підстанції (рис. 4.3) і розраховуємо струм к. з. для початкового моменту часу і ударний струм к. з. при пошкодженні в точках К1 і К2. Початкові данні приведені на рис. 4.3 Струми к. з. у точці К1 визначаються для вибору апаратів у колі трансформатора з високою напругою  $U_{\text{вн}}=110$  кВ; у точці К2 - для вибору апаратів у колі трансформатора з низькою напругою  $U_{\text{нн}}=10$  кВ. Трансформатор на підстанції з розщепленою вторинною обмоткою. Розрахунок виконати за умови необмеженої потужності живлячої системи у відносних одиницях.

Розрахунок за умови необмеженої потужності живлячої системи дозволяє визначати граничні можливі значення струмів короткого замикання в даній установці, що особливо важливо, якщо немає точних вказівок про

подальший розвиток системи. Вибір електроустаткування по цих значеннях струмів короткого замикання дає гарантію в тому, що при будь-якому розвитку системи запроектовану установку не доведеться переобладнати, оскільки при будь-якій потужності системи дійсні значення струмів короткого замикання в установці будуть менше розрахункових.

Для спрощення розрахунків для кожного електричного ступеню замість дійсної напруги на шинах указуємо кВ, згідно шкали: 770; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15 [11,12].

Приймаємо для високої напруги середню напругу  $U_{срв}$ ,

$$U_{срв} = 115 \text{ кВ.}$$

Приймаємо для низької напруги середню напругу  $U_{срн}$ ,

$$U_{срн} = 10,5 \text{ кВ.}$$

#### **4.3 Розрахунок струмів короткого замикання у відносних одиницях**

Схема заміщення для розрахунку трифазних к. з. представлена на рис.4.4. Навантаження, розташоване поблизу генераторів системи (джерело живлення) враховуємо зменшенням ЕРС генераторів до  $E''=1$ .

Визначимо опори схеми рис. 2 при базовій потужності:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА.}$$

Реактивний опір енергосистеми, в.о.:

$$x_{*c} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} = 1000/7000 = 0,14$$

Реактивний опір ділянки мережі (одноланцюгової при к.з.) визначаємо таким чином. Беремо для проводу ділянки АС-150, питомий реактивний опір проводу ділянки (реактивний опір проводу на 1 км,  $x_0$ , Ом)

$$x_0 = 0,406 \text{ Ом/км.}$$

Реактивний опір ділянки, в.о. (відносні одиниці),

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		61

$$x_{*л} = x_0 \cdot l_{д\text{іл}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{срв}^2} = 0.406 \cdot 7 \cdot \left(\frac{1000}{115}\right)^2 = 0,21 \quad (4.2)$$

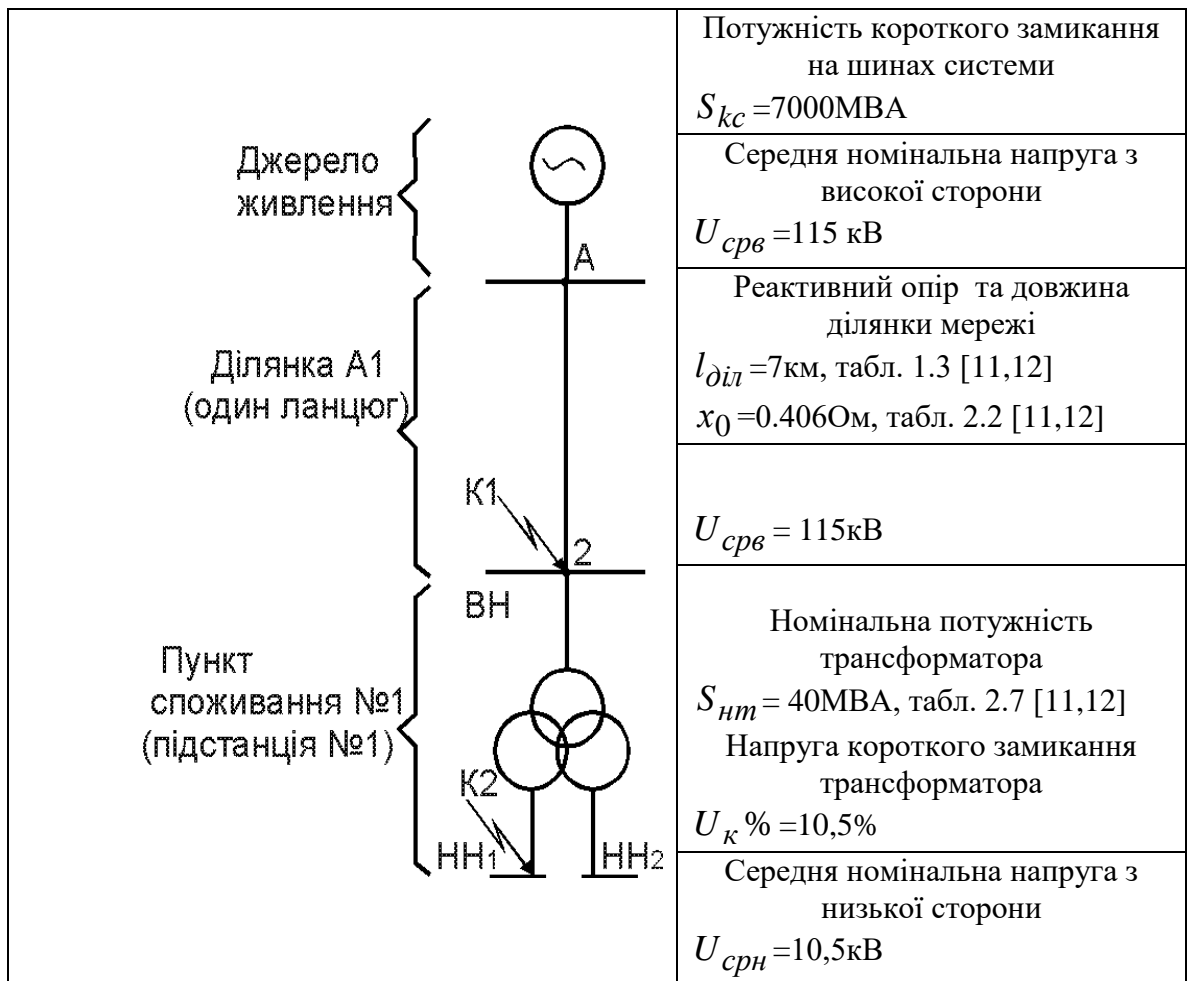


Рис. 4.3. Розрахункова схема для визначення струмів к. з. для підстанції

Середня напруга на ділянці мережі (в точки к. з. К1)  $U_{срв} = U_{срК1} = 115 \text{ кВ}$ .

Опір трансформатора підстанції визначається таким чином.

Беремо з табл.3.1:  $U_{к\%} = U_{кВН-НН} \% = 10,5\%$ ;  $S_{нтр} = 40 \text{ МВА}$ .

Опір двообмоткового трансформатора без розчеплення вторинної обмотки визначається, в.о.:

$$x_{тбр*} = \frac{U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{нтр}} = 10,5 \cdot \frac{1000}{100} \cdot \frac{1}{40} = 2,62 \quad (4.3)$$

Опір обмотки високої напруги двообмоткового трансформатора з розчепленням вторинної обмотки, в.о. (відносні одиниці),

$$x_{твр}^* = \frac{0,125 \cdot U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нтр}} = 0,125 \cdot 10,5 \cdot 1000 / 100 \cdot 40 = 0,33 \quad (4.4)$$

Опір обмотки низької напруги двообмоткового трансформатора з розчепленням вторинної обмотки, в.о.,

$$x_{тнр}^* = \frac{1,75 \cdot U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нтр}} = 1,75 \cdot 10,5 \cdot 1000 / 100 \cdot 40 = 4,59 \quad (4.5)$$

Результуючий опір трансформатора з розчепленням вторинної обмотки, в.о.

$$x_{т}^* = x_{твр}^* + x_{тнр}^* = 0,78 + 10,94 = 4,92 \quad (4.6)$$

Приймаємо для вибраного трансформатора

$$x_{т}^* = 4,92 \quad \text{в.о.}$$

Схема заміщення	Розрахункові данні для відносних одиниць
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="margin-right: 10px;"> <p>Джерело живлення</p> <p>Ділянка А1 (один ланцюг)</p> <p>Пункт споживання №1 (підстанція №1)</p> </div> </div>	<p>Надперехідна електрорушійна сила (ЕРС) <math>E'' = 1,0</math></p> <p>Реактивний опір енергосистеми 1/ 0,14</p>
	<p>Реактивний опір ділянки 2/ 0,21</p>
	<p><math>U_{срвн} = U_{срК1} = 115 \text{ кВ}</math></p>
	<p>Результуючий реактивний опір трансформатора 3/ 4,92</p>
	<p><math>U_{срнн} = U_{срК2} = 10,5 \text{ кВ}</math></p>

Рис. 4.4. Схема заміщення для визначення струмів к. з. для підстанції.

Ізм.	Лист	№ докum.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

### Коротке замикання в точці К1

Результуючий опір ділянки мережі від генератора до точки замикання К1, в.о.,

$$x_{резк1*} = x_{*л} + x_{*с} = 0,21 + 0,14 = 0,35 \quad (4.7)$$

Базовий струм ділянки мережі до точки замикання К1, кА

$$I_{бк1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{срК1}} = 1000 / 1,73 \cdot 115 = 5,03 \quad (4.8)$$

Початкове значення періодичної складової струму к. з. в точці К1, кА,

$$I_{п0к1} = \frac{E''}{x_{резк1*}} I_{бк1} = 1 \cdot 5,03 / 0,35 = 14,3 \quad (4.9)$$

### Коротке замикання в точці К2

Результуючий опір ділянки мережі від генератора до точки замикання К2, в. о.,

$$x_{резк2*} = x_{резк1*} + x_{т*} = 0,35 + 4,92 = 5,27 \quad (4.10)$$

Базовий струм ділянки мережі до точки замикання К2, кА,

$$I_{бк2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{срК2}} = 1000 / 1,73 \cdot 10,5 = 55,07$$

Початкове значення періодичної складової струму к. з. в точці К2, кА,

$$I_{п0к2} = \frac{E''}{x_{резк2*}} I_{бк2} = 1 \cdot 55,07 / 5,27 = 10,45$$

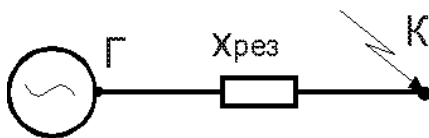


Рис. 4.5. Результуюча схема заміщення



#### 4.4 Визначення ударних токів трифазного короткого замикання

Для вибору електричних апаратів і провідників по стійкості до струмів к. з. необхідно розраховувати максимальне миттєве значення струму к. з., або ударний струм, який настає через 0,01 с. з моменту виникнення короткого замикання.

*Ударний струм при к. з. в точці К1. У ланцюгах установок напругою вище*

1000 в з переважаючим індуктивним опором ударний коефіцієнт:

$$k_{ук1} = 1,8$$

Ударний струм у точці К1, кА,

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_{ук1} \cdot I_{n0к1} = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 14,37 = 36,47 \quad (4.11)$$

*Ударний струм при к. з. в точці К2. Ударний коефіцієнт визначається з табл. 4.1 [11,12] для системи, що пов'язана зі збірними шинами 6-10 кВ, через трансформатор потужністю  $S_{нтр} = 40$  МВА:*

$$k_{ук2} = 1,85$$

Ударний струм в точці К2, кА,

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0к2} = 1,41 \cdot 1,85 \cdot 10,45 = 27,26$$

Таблиця 4.1. Середні значення відношення  $X/R$ , ударного коефіцієнта  $K_{уд}$  і постійної часу  $T_a$  для характерних гілок, що примикають до точки короткого замикання

Найменування гілки або місце До. З.	$X/R$	$K_{уд}$	$T_a$ , з
К.З. на приєднанні РУ ВН підстанції	15	1,8	0,05
К.З. на приєднанні НН підстанції	20	1,85	0,06

Для кола високої напруги трансформатора підстанції (точка К1, рис. 4.3).

Діюче значення періодичної складової струму короткого замикання

$$I_{н\tauк1} = I_{n0к1} = 14,37 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання визначається:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2}i_{n0}e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.12)$$

де  $T_a$  - постійна часу ланцюга к. з., у ланцюгах установок напругою вище 1000 в з переважаючим індуктивним опором  $T_a=0,05$  с., табл.4.1 [5];

$\tau$  - розрахунковий час, для якого потрібно визначати струми к. з., обчислюється як

$$\tau = t_{св} + t_{рз \min} \text{ с}, \quad (4.13)$$

де  $t_{св}$  — власний час вимикача. Для сучасних вимикачів він не перевищує 0,1 с, приймаємо  $t_{свк1}=0,1$ с;

$t_{рз \min}$  - час спрацювання релейного захисту,  $t_{рз \min} =0,01-0,02$  с, приймаємо

$t_{рз \min \kappa 1}=0,01$ с.

Тоді розрахунковий час

$$\tau_{\kappa 1} = t_{свк1} + t_{рз \min \kappa 1} = 0,1 + 0,01 = 0,11 \text{ с.}, \quad (4.14)$$

По рис 4.6 [11,12] для  $T_{ак1}=0,05$ с і  $\tau_{\kappa 1}=0,11$ с визначаємо коефіцієнт загасання аперіодичної складової

$$\alpha_{t\kappa 1} = e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 0,11$$

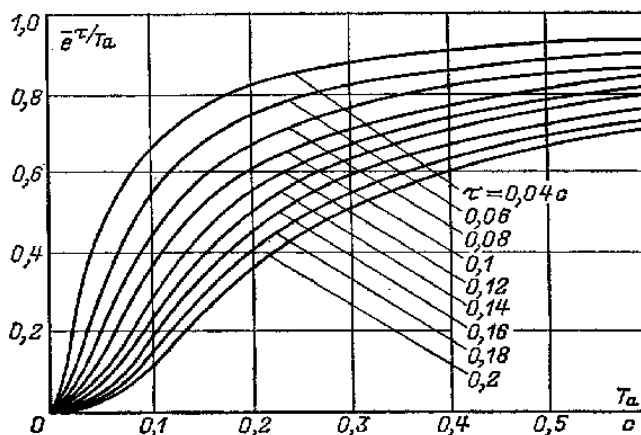


Рис. 4.6. Криві для визначення коефіцієнта загасання аперіодичної складової струму к. з. ( $\alpha_t$ )

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Аперіодична складова струму короткого замикання для точки К1, кА,

$$i_{a\tau k1} = \sqrt{2} I_{нок1} e^{-\frac{\tau_{k1}}{T_{ак1}}} = 1,41 * 14,37 * 0,11 = 2,23 \quad (4.15)$$

Для кола низької напруги трансформатора підстанції (точка К2, рис.4.1 ).

Діюче значення періодичної складової струму короткого замикання

$$I_{n\tau k2} = I_{нок2} = 10,45 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання визначається з (4.16) [11,12].

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} i_{но} e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.16),$$

де  $T_a$  - постійна часу, визначається з табл. 4.1 для системи, що пов'язана зі збірними шинами 6-10 кВ, через трансформатор потужністю МВА:

$$T_{ак2} = 0,06 \text{ с;}$$

$\tau$  - розрахунковий час, для якого потрібно визначати струм к. з., обчислюється як

$$\tau = t_{св} + t_{рз \min} \text{ с,} \quad (4.17)$$

де  $t_{св}$  — власний час вимикача. Для сучасних вимикачів він не перевищує 0,2 с, приймаємо  $t_{свк2} = 0,2$  с;

$$t_{рз \min} - \text{ час спрацювання релейного захисту, } t_{рз \min} = 0,01-0,02 \text{ с,}$$

приймаємо  $t_{рз \min k2} = 0,01$  с.

Тоді розрахунковий час

$$\tau_{k2} = t_{свк2} + t_{рз \min k2} = 0,2 + 0,01 = 0,21 \text{ с.} \quad (4.18)$$

По рис 4.6[11,12] для  $T_{ак1} = 0,06$ с і  $\tau_{k1} = 0,21$ с визначаємо



Тепловий імпульс при к. з. в точці К2 (для  $t_{відк}=1с$ ),  $кА^2с$ ,

$$B_{к2} = I_{нок2}^2 \cdot (t_{відк} + T_a) = 10,45^2 \cdot (1+0,06) = 115,75 \quad (4.23)$$

де  $T_{ак2}$  - постійна часу визначається з табл. 4.1[5] для системи, що пов'язана зі збірними шинами 6-10 кВ, через трансформатор потужністю 40,0 МВА,  $T_{ак2}=0,06с$ .

#### 4.6 Заходи і засоби обмеження струмів короткого замикання

В деяких випадках струми короткого замикання можуть бути настільки великі, що взагалі виявляється неможливим вибір електроустаткування і кабелів, стійких при коротких замиканнях.

Тому в електроустановках застосовують штучні заходи обмеження струмів короткого замикання, чим забезпечується можливість застосування дешевшого електроустаткування.

У загальному випадку обмеження струмів короткого замикання досягається збільшенням опору ланцюга короткого замикання. Для цього використовують:

- 1) роздільну роботу знижувальних трансформаторів і ліній живлячої мережі;
- 2) застосування трансформаторів з розщепленими обмотками;
- 3) включення послідовно в три фази опорів – активних або індуктивних (реакторів);
- 4) застосування системи з ефективно заземленим нейтралом в установках 110 кВ для обмеження струмів однофазного короткого замикання.

Для цієї мети частину нейтралів трансформаторів розземляють. У нейтралах трансформаторів передбачається апарат – заземлювач нейтралі ЗОН (рис. 4.7), який може включатися і відключатися обслуговуючим персоналом по команді центрального диспетчера.

У приведеній схемі передбачається також установка розрядника, який в режимі розземлення нейтралі захищає її як від комутаційних, так і від атмосферних перенапружень.

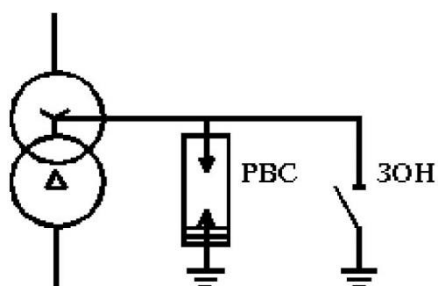


Рис. 4.7 – Включення заземлювача нейтралі

## РОЗДІЛ 5

### ВИБІР І ПЕРЕВІРКА УСТАТКУВАННЯ НА СТОРОНІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ ПІДСТАНЦІЇ

#### 5.1. Вибір підвісних ізоляторів

Підвісні ізолятори вибираються залежно від напруги. У ВРП для кріплення гнучких проводів застосовуються підвісні і натяжні гірлянди. Кількість ізоляторів в підвісній гірлянді залежить від номінальної напруги підстанції і умов навколишнього середовища. На механічну міцність підвісні ізолятори на високій стороні можна не перевіряти, оскільки відстані між фазами приймаються великими і при виборі кількості ізоляторів в гірлянді механічні навантаження вже враховані (вага проводів, вітер, ожеледиця тощо). Для установок нормального типу застосовують для лінії 110 кВ – 6 - 7 ізоляторів в гірлянді. У натяжній гірлянді кількість ізоляторів збільшується на один. При значному забрудненні атмосфери гірлянди збільшують на 1 - 2 ізолятори або застосовують гірлянди з підвісних ізоляторів спеціальної конструкції з розвиненішою поверхнею. Таким чином для кріплення гнучких провідників опор застосовуються підвісні гірлянди із ізоляторів ЛКЦ 70/110-4 (рис. 5.1). Технічні характеристики ізоляторів ЛКЦ 70/110-4 наведені у табл. 5.1 [4].

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		71

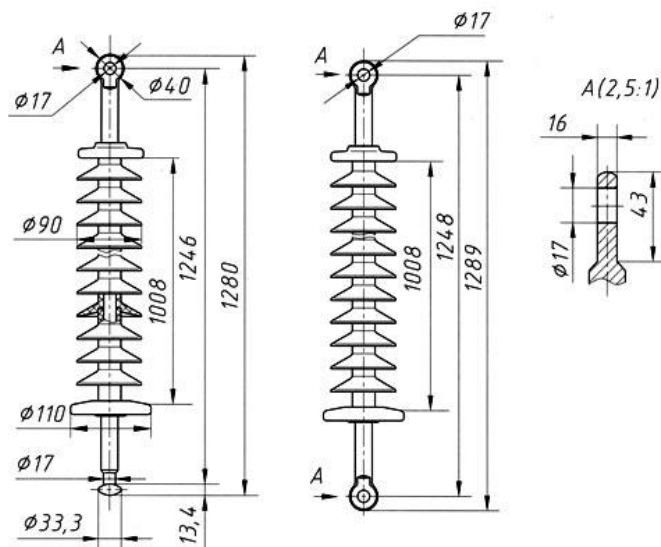


Рисунок 5.1 – Підвісні гірлянди із ізоляторів ЛКЦ 70/110-4

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики ізоляторів ЛКЦ 70/110-4

Тип ізолятора	Номинальна напруга, кВ	Мінімальна руйнівна сила, кН	Довжина шляху витоку, мм	Витримування напруги за 1 хв. під дощем
ЛКЦ 70/110-4	110	70	2520	200

## 5.2 Вибір устаткування на відкритому розподільчому пристрої 110 кВ

Як видно з рис. 4.1 основними елементами відкритому розподільчому пристрої (ВРП) 110 кВ є: роз'єднувачі, віддільники, короткозамикачі, вимикачі, трансформатори струму, розрядники, заземлювачі однополюсні [4, 7,8,9,10].

При виборі електроустаткування в мережах напругою вище 1000 В слід враховувати:

- 1) призначенню і роду установки;
- 2) по конструктивному виконанню (з великим об'ємом масла, з малим об'ємом масла, повітря і так далі);

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------



3) по номінальній напрузі установки:

$$U_{c.ном} \leq U_n, \quad (5.1)$$

де  $U_{c.ном}$  - номінальна напруга устаткування,

$U_n$  - номінальна напруга розподільчого пристрою високої сторони 110 кВ;

4) по тривалому струму:

$$I_p \leq I_{ном}, \quad (5.2)$$

де  $I_p$  - розрахунковий струм, вибирається з найбільш несприятливого експлуатаційного режиму приймаємо  $I_p = I_{ав} = 272,83 \text{ А}$ ,

$I_{ном}$  – номінальний струм устаткування;

5) по здатності відключати:

$$I_{n0} \leq I_{нр.с}, \quad (5.3)$$

де  $I_{нр.с}$  - граничний крізний струм (діюче значення періодичної складової,

$I_{n0}$  – початкове значення періодичної складової струму к. з. в точці К1

$$I_{n0} = 14,37 \text{ кА}, \quad (5.4)$$

Устаткування необхідно перевіряти на:

1) електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (5.5)$$

де  $i_{нр.с}$  – номінальний струм електродинамічної стійкості вимикача (амплітудне значення граничного повного струму),

$$i_y \text{ – ударний струмів точці К1 } i_y = 36,58 \text{ кА}, (4.11);$$

2) термічну стійкість:

$$B_k \leq I_{нр.т}^2 \cdot t_\tau, \quad (5.6)$$

де  $B_k$  - тепловий імпульс струму короткого замикання за розрахунком

$$B_k = 320,07 \text{ кА}^2\text{с},$$

$I_{np.\tau}$  - граничний струм термічної стійкості;

$t_{\tau}$  - тривалість протікання цього струму.

Данні по вибору та перевірки устаткування зведені в табл. 5.2

### Роз'єднувачі.

Обираємо роз'єднувачі ONIII-123 польської фірми ZWAE (рис. 5.2).

Технічні характеристики та результати перевірки показані в табл. 5.2 [13].



Рисунок 5.2 – Роз'єднувач ONIII-123

### Вимикачі.

У якості високовольтних вимикачів обираємо елегазові колонкові вимикачі LTB145D1/B фірми АВВ. Технічні характеристики та результати перевірки показані в табл. 5.2. зовнішній вигляд представлено на рис. 5.3 [14].



Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

Рисунок 5.3 – Елегазовий колонковий вимикач LTB145D1/В фірми АВВ

Конструктивні особливості: оптимальна конструкція та мінімальна кількість елементів пружинних приводів, попередньо зібрані на заводі-виробнику транспортні модулі, конструкція з кронштейнами для встановлення трансформаторів струму типу ІМВ, можливість виконання з полімерною ізоляцією. Переваги: високі стандартні значення довжини шляху витоку ( $> 25$  мм/кВ), високий показник надійності та відмінні часові характеристики, термін експлуатації понад 30 років, ресурс приводу – 10 000 механічних операцій, простий монтаж.

**Трансформатори струму.**

Обираємо елегазові трансформатори струму TG 145 фірми АВВ [14]. Переваги: вибухопожегобезпечність, відсутність внутрішніх часткових розрядів, віддалений контроль внутрішньої ізоляції за допомогою денсиметра, високі стандартні значення довжини шляху витоку ( $> 25$  мм/кВ), оптимальне рішення при високих значеннях номінального первинного струму, термін експлуатації понад 30 років, внесено до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки. Технічні характеристики та результати перевірки показані в табл. 5.2. зовнішній вигляд представлено на рис. 5.4.



## Рисунок 5.4 – Вимірювальний трансформатор струму TG 145

### Обмежувач перенапруг.

Обмежувачі перенапруг (ОПН) - апарати сучасного покоління, що прийшли на зміну вентильним розрядникам. ОПН призначені для захисту електрообладнання розподільчих електричних мереж змінного струму з ізольованою або компенсованою нейтралю від грозових та комутаційних перенапруг відповідно до їх вольт-амперних характеристик. ками та пропускною здатністю. Конструктивно ОПН є нелінійним опором (варистор), укладений у високопрочний герметизований корпус. У разі хвиль перенапруги опір варисторів змінюється на кілька порядків (від мегомів до десятків Ом) з відповідним зростанням струму від міліампер при дії робочої напруги до тисяч ампер при дії хвилі перенапруги. Цим пояснюється захисна дія обмежувача перенапруги, а нелінійна вольтамперна характеристика варисторів дозволяє реалізувати низький захисний рівень для всіх видів перенапруг та відмовитися від використання іскрових проміжків, характерних для традиційних розрядників, з усіма перевагами, що впливають звідси. Переваги обмежувачів перенапруги у порівнянні з вентильними розрядниками: відсутність іскрового проміжку забезпечує постійне підключення обмежувачів перенапруг до обладнання, яке захищається; глибоким рівнем обмеження всіх видів перенапруг; відсутністю супровідного струму після згасання хвилі перенапруги; простотою конструкції та високою надійністю в експлуатації; стабільністю характеристик та стійкістю до старіння; здатність до розсіювання великих енергій; стійкістю до атмосферних забруднень; малими габаритами, вагою та вартістю.

Обираємо обмежувач перенапруг PEXLIM R фірми АВВ. Технічні характеристики та результати перевірки показані в табл. 5.2. зовнішній вигляд представлено на рис. 5.5. Нелінійні обмежувачі перенапруг

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		76

виробництва АВВ служать для первинного захисту від грозових та комутаційних перенапруг. Активні елементи (цинк-оксидні варистори) обмежувачів перенапруги АВВ виготовляються із керамічного матеріалу із високою нелінійною характеристикою [15].



Рисунок 5.5 – Обмежувач перенапруг PEXLIM R

Трансформатори струму у колі трансформатора на стороні високої напруги 110 кВ застосовуються для живлення релейного захисту трансформатора. На стороні високої напруги 110 кВ у колі трансформатора немає електроприладів, які живляться від їх вторинної обмотки, тому ці трансформатори на вторинне перевантаження не перевіряються.

Трансформатори напруги на підстанції з сторони високої напруги 110 кВ не встановлюємо, тому що у колі трансформаторів немає електроприладів, які живляться від трансформаторів напруги, і згідно норм проектування підстанцій [4, 7,8,9,10] у схемі 2 блоків лінія – трансформатор встановлення трансформаторів напруги не передбачається.

Таблиця 5.2 – Вибір устаткування ВРП 110кВ

Найменування і тип електроустаткування	Умови вибору	Розрахункові дані	Технічні Параметри	Перевірка умови
1	2	3	4	5
Роз'єднувачі ОНШ-123	$U_{с.ном} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 1123$	$110 \leq 123$
	$I_p \leq I_{ном}, \text{А}$	$I_p = 272,83$	$I_{ном} = 1600$	$272,83 \leq 1600$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}, \text{кА}$	$I_{по} = 14,37$	$I_{пр.с} = 100$	$14,37 \leq 100$
	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m, \text{кА}^2 \text{с}$	$B_k = 320,07$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 * 3$	$320,07 \leq 4800$
Вимикачі колонкові елегазові LТВ145D1/В з приводом ВЛК	$U_{с.ном} \leq U_{ном} \text{кВ}$	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 110$	$110 \leq 110$
	$I_p \leq I_{ном} \text{А}$	$I_p = 272,83$	$I_{ном} = 4000$	$272,83 \leq 4000$
	$I_{по} \leq I_{пр.с} \text{кА}$	$I_{по} = 14,37$	$I_{пр.с} = 40$	$14,37 \leq 40$
	$i_y \leq i_{дин} \text{кА}$	$i_y = 36,58$	$i_{дин} = 102$	$36,58 \leq 102$
	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m \text{кА}^2 \text{с}$	$B_k = 320,07$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 * 3$	$320,07 \leq 4800$
Тран-тори струму ТГ 145	$U_{с.ном} \leq U_{ном} \text{кВ}$	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 145$	$110 \leq 145$
	$I_p \leq I_{ном} \text{А}$	$I_p = 272,83$	$I_{ном} = 3000$	$272,83 \leq 3000$
РЕХЛІМ R	$U_{с.ном} \leq U_{ном} \text{кВ}$	$U_{с.ном} = 110$	$U_{ном} = 123$	$110 \leq 123$

Вибрані апарати умовам вибору задовольняють.

## РОЗДІЛ 6

### ОХОРОНА ПРАЦІ У ГАЛУЗІ

#### 6.1 Загальна характеристика електроустановок

*Електроустановка (ЕУ) – це установка, в якій виробляється, перетворюється, передається, розподіляється та споживається (перетворюється у інші види) електрична енергія.*

*Електробезпека – відсутність загрози з боку ЕУ життю, здоров'ю та майну людей, тваринам, рослинам та довкіллю.*

Актуальність проблем електробезпеки нині характеризується такими умовами:

- широким розповсюдженням електричної енергії в усіх без винятку проявах життя і діяльності людини: на виробництві, транспорті, побуті та ін.;
- умовами виникнення електротравм;
- особливостями електротравматизму;
- великою кількістю електротравм в Україні.

ЕУ поділяють:

За місцем розташування на:

- закриті або внутрішні – це ЕУ, захищені будівлею від атмосферного впливу;
- відкриті або зовнішні – це ЕУ, не захищені будівлею від атмосферного впливу.

За видами струму: на установки змінного та постійного струму; За схемою з'єднання: на однофазні і трифазні.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		79

За рівнем напруги: Стандартними напругами до 1 кВ є: 220/127, 380/220 та 660/380 В. Найбільш розповсюдженими є ЕУ з напругою 380/220 В (трифазні споживачі) чи 220 В (однофазні споживачі). Стандартними напругами понад 1 кВ є: 6, 10, 35, 110, 150, 220, 400, 500 і 750 кВ.

За режимом роботи нейтралі.

Щодо заходів електронезбезпеки і режиму нейтралі ДЖ відносно землі ЕУ поділяють:

- ЕУ напругою до 1 кВ в ЕМ з глухозаземленою нейтраллю: напруга 220/127 В, 380/220 В;
- ЕУ напругою до 1 кВ в ЕМ з ізолюваною нейтраллю; 380 В, 660 В;
- ЕУ напругою більш як 1 кВ з ізолюваною, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю: 3 кВ, 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ, 35 кВ;
- напругою більш як 1 кВ з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю: 110 – 750 кВ.

Глухозаземлена нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до заземлювального пристрою (ЗП) безпосередньо або через малий опір (наприклад, трансформатор струму).

Ізолювана нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, не приєднана до ЗП або приєднана до нього через великий опір приладів сигналізації, вимірювання та інших.

Компенсована нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до ЗП через дугогасні реактори для компенсації ємнісного струму у мережі під час однофазних замикань на землю.

Заземлена через резистор нейтраль – нейтраль генератора або трансформатора в ЕМ з ізолюваною або компенсованою нейтраллю, приєднана до ЗП через резистор, наприклад, для захисту мережі від перенапруги або (і) виконання селективного захисту у разі замикання на землю, що призводить до збільшення струму замикання.

ЕУ мають такі основні конструктивні елементи:

- струмовідна частина – провідник або провідна частина, що



перебуває у процесі нормальної роботи ЕУ під напругою, включаючи нейтральний (N-) провідник;

- струмопровідна частина – частина ЕУ, яка може перебувати під напругою в результаті аварій (порушенні ізоляції);

- лінійний А (фазний) провідник (L) – провідник, який у нормальному режимі роботи ЕУ знаходиться під напругою і використовується для передавання і розподілу електричної енергії, але не є провідником середньої точки або нейтральним провідником;

- нейтральний провідник (N-провідник) – провідник в ЕУ напругою до 1 кВ, електрично з'єднаний з нейтральною точкою ДЖ, що використовується для розподілення електричної енергії;

- захисний провідник – провідник призначений для забезпечення електробезпеки;

- РЕ-провідник – захисний провідник в ЕУ напругою до 1 кВ, призначений для захисту від ураження електричним струмом;

- PEN-провідник – провідник в ЕУ напругою до 1 кВ, який поєднує у собі функції нейтрального (N-) і захисного (PE-) провідників.

## 6.2 Вимоги до виробничих і допоміжних приміщень з електроустановками

Виробничі приміщення з ЕУ відповідно до вимог чинних нормативів мають бути забезпечені достатнім природним освітленням. Обов'язковим є також улаштування ефективної за екологічними і санітарно-гігієнічними показниками вентиляції.

Висота виробничих приміщень повинна бути не менше 3,2 м, а об'єм і площа –  $15 \text{ м}^3$  та  $4,5 \text{ м}^2$  відповідно на кожного працівника.

До допоміжних відносяться приміщення та будівлі адміністративні, санітарно-побутові, громадського харчування, охорони здоров'я, культурного обслуговування, конструкторських бюро, для учбових занять та громадських організацій. Допоміжні приміщення різного призначення слід розміщувати в одній будівлі з виробничими приміщеннями або прибудовах до них у місцях з найменшим впливом шкідливих факторів, а якщо таке розміщення неможливе, то їх можна розміщувати і в окремих будівлях.

Висота поверхів окремих будівель, прибудов чи вбудованих приміщень має бути не менш як 3,3 м, висота від підлоги до низу перекриттів – 2,2 м, а у місцях нерегулярного переходу людей – 1,8 м. Висота допоміжних приміщень, що розміщені у виробничих будівлях, має бути не менш як 2,4 м.

Площа допоміжних приміщень має бути не меншою ніж  $4 \text{ м}^2$  на одне робоче місце у кімнаті управління і  $6 \text{ м}^2$  – у конструкторських бюро;  $0,9 \text{ м}^2$  на одне місце в залі нарад;  $0,27 \text{ м}^2$  на одного співробітника у вестибюлях та гардеробних.

До групи санітарно-побутових приміщень входять: гардеробні, душові, туалети, кімнати для вмивання та паління, приміщення для знешкодження, сушіння та знепилювання робочого одягу, приміщення для особистої гігієни жінок та годування немовлят, приміщення для обігрівання працівників. У санітарно-побутових приміщеннях підлоги мають бути вологостійкими, з неслизькою поверхнею, світлих тонів, стіни та перегородки – облицьовані вологостійким, світлих тонів матеріалами на висоту 1,8 м. У гардеробних приміщеннях для зберігання одягу мають бути шафи розмірами: висота 1650 мм, ширина 250...400 мм, глибина 300 мм. Кількість шаф має відповідати списковій кількості працівників.

Площа, яку необхідно виділяти для одного *робочого місця з комп'ютером* повинна складати не менше  $6 \text{ м}^2$ , а обсяг – не менше  $20 \text{ м}^3$ . Робочі місця з комп'ютером відносно світлових віконних прорізів повинні розміщуватися так, щоб природне світло падало збоку і переважно зліва.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		82

### 6.3 Класифікація виробничих приміщень за рівнем електробезпеки

На підприємствах електроустаткування розміщують в **Електроприміщеннях**.

**Електроприміщення** – це приміщення або відгороджені частини, наприклад сітками, приміщень, в яких розміщено ЕУ і доступні виключно для кваліфікованих обслуговуючих працівників, За ступенем небезпеки поразки працівників електричним струмом виокремлено такі види електроприміщень.

*Приміщення без підвищеної небезпеки* – це сухі приміщення з відносною вологістю не більш як 75 % і температурою до +35 °С, з підлогами, які мають ізолювальні властивості і відповідно великий електричний опір, з повітряним середовищем без струмопровідного пилу, в яких відсутні умови, що створюють підвищену або особливу небезпеку.

*Приміщення з підвищеною небезпекою*, які характеризуються наявністю однієї з ознак, яка зумовлює підвищену небезпеку:

- підвищена вологість повітря (вологість повітря тривалий час перевищує 75%);
- наявність у повітрі струмопровідного пилу (вугільний чи металевий пил);
- наявність струмопровідних підлог (земляні, бетонні, цегляні, металеві та ін.);
- підвищена температура повітря (постійно або періодично, більше доби, перевищуючої +35°С);
- можливість одночасного дотику людини до будівельних або технологічних металоконструкцій, що мають гарний контакт із землею з одного боку і до корпусів ЕУ – з іншого боку.

*Особливо небезпечні приміщення* – приміщення, які характеризуються одночасно двома і більше ознаками, що входить до класу приміщень з підвищеною небезпекою, наприклад, приміщення з струмопровідним пилом і

з вологими струмопровідними підлогами, або однієї з таких умов особливої небезпеки:

- велика вологість повітря (вологість близька до 100%);
- хімічно або біологічно активне середовище, яке діє руйнівню на ізоляцію і струмовідні частини устаткування (пари кислот, лугів, мікроорганізми).

*Зовнішні електроустановки або установки під навісами прирівнюються до Особливо небезпечних приміщень.*

#### **6.4 Основні небезпеки експлуатації електроустановок. Визначення**

Небезпека експлуатації ЕУ полягає у можливості включення людини під напругу дотику і напругу кроку:

– ***напруга дотику*** – це напруга, яка виникає на тілі людини або тварини у разі одночасного дотику до двох провідних частин;

– ***напруга кроку*** – це напруга між двома точками на поверхні локальної землі, розташованими на відстані 1 м одна від одної, що відповідає довжині великого кроку людини.

Згідно ПУЕ-2017 розрізняють дві схеми дотику людини:

– ***прямий дотик*** – це електричний контакт людей або тварин зі струмовідними частинами, що перебувають під напругою, або наближення до них на небезпечну відстань;

– ***непрямий дотик*** – це електричний контакт людей або тварин з відкритою провідною частиною (найчастіше - корпусом ЕУ), яка опинилася під напругою внаслідок пошкодження ізоляції.

## 6.5 Небезпека прямого дотику

Дотик людини до фазного провідника у такій мережі зумовлює додатковий перекид фаз, і напруга дотику (на людині) у комплексній формі запису має вигляд:

$$\dot{U}_{\text{дот}} = \dot{U}_{\Phi} \cdot \frac{Y_1(1-a^2) + Y_2(1-a) + Y_0}{Y_1 + Y_2 + Y_N + Y_{\text{лд}}};$$

де  $U_{\Phi}$  – комплекс фазної напруги фазного провідника, до якого доторкнулась людина;

$a$  – фазний оператор;  $Y_1$ ;  $Y_2$ ;  $Y_0$  – відповідно провідність прямої, зворотної танульової послідовності;  $Y_{\text{лд}}$  – провідність тіла людини.

Аварійні ситуації зумовлюють несиметричні режими роботи електричної мережі, які призводять до суттєвого зростання напруг і струмів окремих фаз (рис. 6.1).

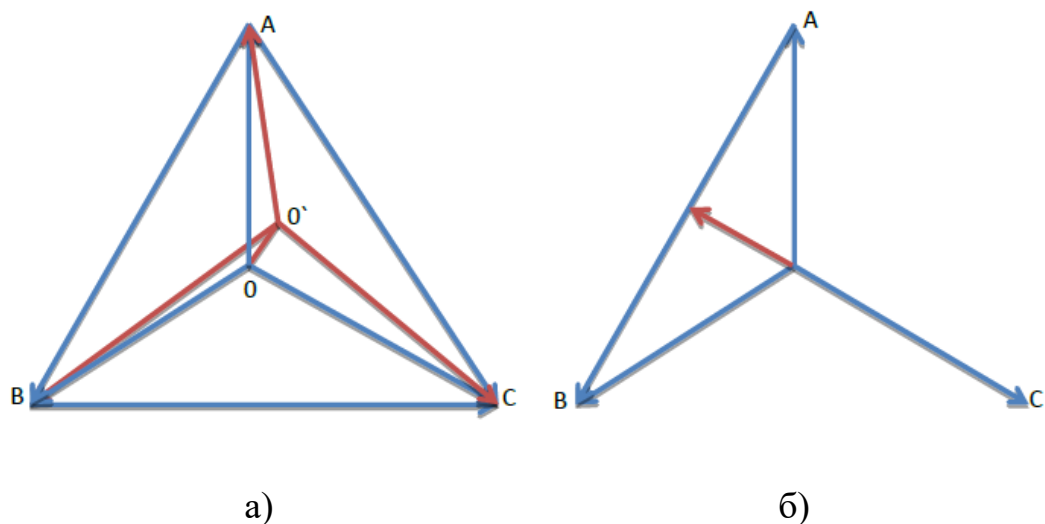


Рис. 6.1. Векторні діаграми у аварійних режимах: а) коротке замикання наземлю;

### **б) обрив проводу.**

Струм, який може протікати через людину  $I_{\text{лд}}$  у разі її торкання струмопровідних частин ЕУ визначають за формулою:

$$\dot{I}_{\text{лд}} = \dot{U}_{\text{дот}} / (Z_{\text{лд}}),$$

де  $U_{\text{дот}}$  – напруга дотику.

У разі торкання до справної фази А (рис. 4.1 а) напруга дотику визначається за формулою

$$\dot{U}_{\text{дот}} = \dot{U}_{\text{АО}} = \dot{U}_A - \dot{U}_{\text{о'о}},$$

де  $U_{\text{о'о}}$  – напруга зміщення нейтрального проводу, яка зумовлена несиметричним режимом, який утворюється у разі торкання струмовідних частин ЕУ.

## **6.6 Небезпека замикання на землю в ЕУ**

Замикання на землю в ЕУ відбувається у таких випадках:

- обриві і падінні на землю проводів повітряних ліній (ПЛ) під напругою;
- пробой ізоляції кабельних ліній (КЛ) і замиканні фази на землю;
- пошкодженні ізоляції і замиканні на заземлений корпус ЕУ.

*Небезпека замикань на землю в ЕУ* зумовлена властивістю струму повертатися до свого джерела (у даному випадку через землю) і тим, що ґрунт чинить опір струму, який протікає по ґрунту. Через це на поверхні ґрунту з'являються електричні потенціали.

Закон розподілу потенціалів на поверхні землі у випадку замикань на землю.

Розглянемо класичний випадок – замикання на напівсферичний заземлювач біля поверхні землі. Через заземлювач стікає струм замикання на землю  $I_{кз}$  або  $I_{33}$  (рис.6.2).

Нас цікавить закон розподілу потенціалів на поверхні землі біля заземлюючого пристрою. Потенціал у точці А, що знаходиться на відстані  $x$  від заземлювача, визначається рівнянням:

$$\varphi_a = I_{33}\rho/(2\pi x) = k/x;$$

де  $\rho$  – питомий опір ґрунту (опір кубика ґрунту з розміром ребра 1м, виміряний між паралельними гранями у самому ґрунті).

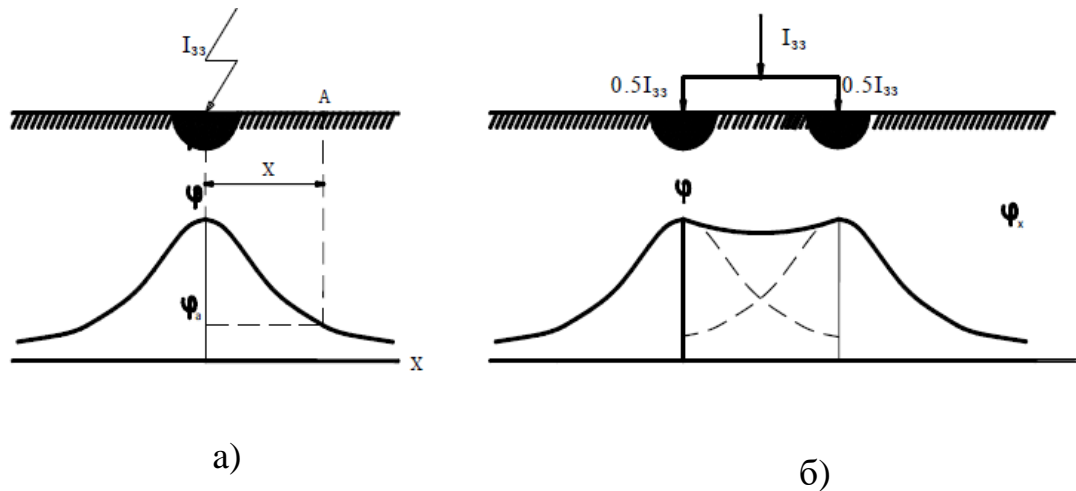


Рис. 6.2. Схеми замикання і закони розподілу потенціалів на поверхні землі:

а – напівсферичний заземлювач

б – два напівсферичні заземлювачі

Для будь-якого конкретного випадку величина рівняння гіперболи:

$$I_{33}\rho/(2\pi) = const,$$

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

Розглянемо замикання на подвійний заземлюючий пристрій напівсферичної форми на поверхні землі (рис. 4.2, б). Для отримання картини розподілу потенціалів у зоні між заземлювачами застосуємо принцип накладання. Для цього у кожній точці поверхні знайдемо суму потенціалів, зумовлену кожним окремим заземлювачем.

Таким чином, потенціал на поверхні землі, зумовлені замиканням на напівсферичний заземлювач, розподіляється за законом гіперболи, зменшуючись  $x$  віддаленням від місця замикання на землю, між окремими заземлювачами потенціал не змінюється. За таким принципом будують схеми захисних заземлюючий пристроїв в ЕУ.

Для характеристики замикань на землю в ЕУ впроваджено два визначення:

– *зона розтікання (локальна земля)* – це частина землі, яка перебуває в електричному контакті із заземлювачем і електричний потенціал якої не обов'язково дорівнює нулю (радіус цієї зони залежить від  $I_{33}$  і від  $\rho$ ; для будь-яких можливих зараз  $I_{33}$  він не перевищує 20 м, а для ЕУ напругою 10 кВ на ґрунтах з опором 150...400 Ом радіус становить 6...8 м);

– *зона нульового потенціалу (відносна земля)* – це провідна частина землі, яка перебуває за межею зони впливу будь-якого заземлювального пристрою, електричний потенціал якої умовно може бути прийнятий за нульовий.

У зв'язку з таким розподілом потенціалів з'являються дві небезпечні для людини напруги: непрямого дотику до корпусу ЕУ і кроку.

*Напруга непрямого дотику до корпусу ЕУ.* Під напругу непрямого дотику до корпусу ЕУ потрапляє працівник, що знаходиться на ґрунті або струмопровідній підлозі і доторкується до корпусу ушкодженої ЕУ (рис. 6.3, а).



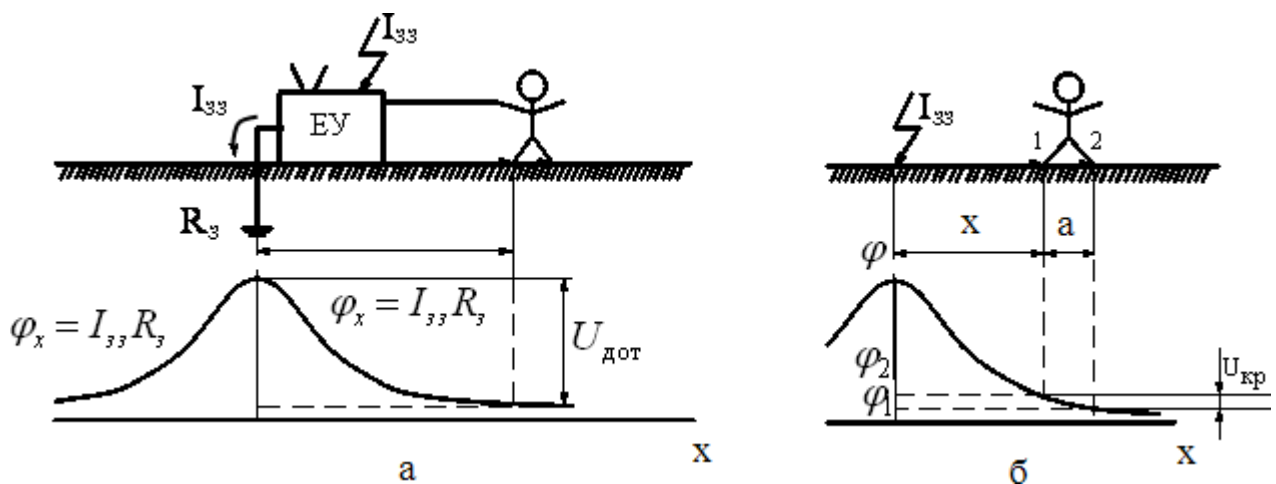


Рисунок 6.3 – Залежність зміни потенціалу від відстані:

а – непрямого дотику до корпусу ЕУ; б – кроку.

Напруга дотику  $U_{\text{дот}}$  дорівнює різниці потенціалів корпусу ЕУ і точки, де знаходяться ноги працівника:

$$U_{\text{дот}} = \varphi_k - \varphi_n. \quad (6.1)$$

Потенціал корпусу  $\varphi_k$  або  $U_k$  дорівнює добутковій сумі струму замикання на землю  $I_{33}$  і повному опору  $Z_3$  захисного РЕ проводу (для ПЛ) або активному опору  $3R$  проводу РЕ (для КЛ)

$$U_k = \varphi_k = I_{33} \cdot Z_3. \quad (6.2)$$

Потенціал точки, де знаходяться ноги працівника  $\varphi_n$ , котрий торкається корпусу (на відстані  $x$  від захисного заземлювача), дорівнює:

$$\varphi_n = (I_{33} \cdot \rho) / (2\pi \cdot x). \quad (6.3)$$

Тоді  $U_{\text{дот}}$  можемо записати у вигляді:

$$U_{\text{дот}} = I_{33} \cdot \left( Z_3 - \frac{\rho}{2\pi \cdot x} \right). \quad (6.4)$$

За межами локальної землі (зони розтікання) напруга непрямого дотику дорівнює напрузі на корпусі ЕУ.

*Висновок.* Напруга непрямого дотику зростає зі збільшенням опору захисного проводу та зі збільшенням відстані від заземлювача. Таким чином, всі ЕУ підлягають захисному заземленню.

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

Для розрахунку струму, який протікає через працівника, зумовленого напругою непрямого дотику, використовують таку залежність:

$$I_{\text{дд}} = U_{\text{дот}} / R_{\text{дд}} \quad (6.5)$$

Струм, який протікає через людину є безпечним, якщо напруга дотику неперевіщує значень наведених у табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Допустимі значення напруги дотику на заземлювальних пристроях з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю залежно від тривалості включення працівника в електричне коло

Тривалість дії, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	Понад 1 до 5
Напругадотику, В	500	400	200	130	100	65

## 6. 7 Класифікація методів безпечної експлуатації електроустановок

*Безпечна експлуатація ЕУ забезпечується трьома методами:*

- застосуванням стаціонарних конструктивних та схемних заходів захисту;
- використання засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), у тому числі електрозахисних;
- дотримання захисних організаційних заходів під час виконання робіт в ЕУ.

*Конструктивні та схемні заходи захисту є невід'ємною частиною ЕУ.*

Згідно ПУЕ-2017 їх поділяють на дві групи:

- заходи захисту від прямого дотику у нормальному режимі роботи ЕУ;

– заходи захисту у разі непрямого дотику за умов пошкодження ізоляції.

*ЗІЗ* - це засіб, призначений для запобігання або зменшення впливу на працівника небезпечних і/або шкідливих виробничих факторів.

*ЗІЗ електрозахисний* - це засіб, призначений для роботи в ЕУ працівників, які можуть знаходитися під напругою: діелектричний одяг, ЗІЗ ніг, рук, голови, обличчя і очей (рукавички, ботики, каски, окуляри та ін.).

*Вимірювальні прилади* - ізолювальні штанги, кліщі, покажчики напруги та ін.), *Електрозахисний інструмент* - це інструменти і пристосування для безпечного виконання робіт в ЕУ

*Захисні організаційні заходи під час виконання робіт в ЕУ* - це комплекс вимог щодо працівників та до порядку виконання робіт з метою безпечної експлуатації ЕУ.

## ВИСНОВКИ

У бакалаврській роботі виконано вибір електрообладнання для підстанцій промислової електромережі, проведений розрахунок параметрів електричної мережі для живлення промислового району.

Було виконане наступне:

1. Розраховано споживання і покриття потреб мережі в активній потужності, а також споживання і покриття потреб мережі в реактивній потужності .

2. Розраховано пристрої для компенсації реактивної потужності.

3. Визначено сумарне розрахункове навантаження обраного району.

4. Розраховано місце спорудження підстанцій, та центра навантаження.

5. Проведено порівняння 4 схем варіантів схем електропостачання споживачів з яких було обрано дві найбільш раціональні схеми.

6. Виконано уточнені розрахунки для виявлення найкращого варіанту за допустимою втратою напруги роботи мережі.

7. Обрано та перевірено проводи за умов їх нагрівання.

8. Для оптимального варіанту вибрано у вузлах електричної мережі 110 кВ понижувальні трансформатори, які регулюють напругу в мережі, підключеній до підстанції, зі змінним коефіцієнтом трансформації за допомогою пристроїв РПН.

9. Вибраний конструктивний варіант трансформаторної підстанції.

10. Проведено розрахунки струмів короткого замикання.

11. На підставі розрахунків обрано та перевірено, на підставі паспортних даних, високовольтне обладнання на стороні 110 кВ підстанції .

12. Розглянуто заходи з охорони праці в електроустановках.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		92

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. і доповн. – Харків: Форт, 2017. – 760 с.
2. Мілих В. І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків [навч. посібник] / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
4. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю., Плєшков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
5. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В. В., Каплун В. В., Волошин С. М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
6. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні [навч. посібник] / Ю. В. Лук'яненко., Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Лежнюк, П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
8. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-946: 1994 – Київ: Будстандарт 1994 – 134 с.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		93

9. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 – Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України 2014. – 60 с.

10. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 – Київ: Мінрегіон 2016. – 83 с.

11. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електрообладнання на електричних станціях та підстанціях. Методичні вказівки для студентів спеціальності 6.090600 “Електричні системи та мережі”. / Укл.: Буйний Р.О., Ананьєв В.М., Тисленко В.В. – Чернігів: ЧДТУ, 2004-70с.

12. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС/TR 60909-0:2000, ІДТ) ДСТУ ІЕС 60909 - 0:2008 – Київ: Держспоживстандарт України, 2009. - 51 с.

13. Роз'єднувач ОНІІІ Горизонтально-поворотний разъединитель Наружной установки. Режим доступу: <http://zwaec.com.pl/images/PDF/ap-wys-nar/ONIII/DTR-01-02-07-RU-1.pdf>

14. Решение АББ для распределительных сетей. Режим доступу: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjmwahPw7r-AhXC\\_CoKHZFWC1MQFnoECAsQAQ&url=http%3A%2F%2Fenom.com.ua%2Findex.php%3Faction%3Ddlattach%3Btopic%3D19481.0%3Battach%3D25259&u sg=AOvVaw0kh877SoBYK325v68NQ\\_a1](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjmwahPw7r-AhXC_CoKHZFWC1MQFnoECAsQAQ&url=http%3A%2F%2Fenom.com.ua%2Findex.php%3Faction%3Ddlattach%3Btopic%3D19481.0%3Battach%3D25259&u sg=AOvVaw0kh877SoBYK325v68NQ_a1)

15. Обмежувач напруги PEXLIM R. Режим доступу: <https://gisleborg.pl/images/aparaty-wysokiego-napiecia/2016/7-ogranicznik-PEXLIM/Karta-katalogowa-PEXLIM-R.pdf>

16. Грибан В. Г. Охорона праці. [навч. посібник 2-е вид] / В. Г. Грибан, О. В. Негодченко. – К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

17. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. ДНАОП 0.00–1.21–98. – Київ: Державний комітет України по нагляду за охороною праці, 1998. – 91 с.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		94

18. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України. НАПБ В.01.034-2005/111. – Київ: Затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 26 вересня 2018 року N 491. – 90 с.

19. Михайлюк О. П. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки [навч. посібник] / О. П. Михайлюк, В. В. Олійник, І. Я. Кріса, П. А. Білим, О. О.Тесленко – Х.: УЦЗУ, 2010. – 343 с.

					ДБ 141.19за.001 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		95

