

[Введите текст]

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

[Введіть текст]

**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

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему : Практичне вдосконалення електричної мережі 110 кВ

Виконав: студент групи ЕЕ-19да

Давтян Д.Ю.

(прізвище, та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник

Мелконова І.В.

(прізвище, та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Завідувач кафедри

доц. Руднев Є.С.

(прізвище, та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Рецензент

к.т.н. доц. Мазнев Є.О.

(прізвище, та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Київ 2023 р.

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ДБ 141.1706.21-000 ПЗ

[Введите текст]

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

[Введіть текст]

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  
(шифр і назва)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕІ**

доц. Руднєв

Є.С.

“   ”     2023

року

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

Давтяну Данилу Юрійовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Практичне вдосконалення електричної мережі 110 кВ

керівник проекту к.т.н., доц. Мелконова Інна Вікторівна  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

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

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2023 р.

3. Вихідні дані до проекту: споживачі вузла 3 - III категорії надійності, в інших вузлах склад споживачів за надійністю однаковий: I категорії - 30%, II - 30%, III - 40%;

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розрахунок балансу потужності і розстановка компенсуючих пристроїв. Складання варіантів конфігурації мережі з аналізу кожного варіанту. Попередній розрахунок трьох відібраних варіантів. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів. Охорона праці.

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

[Введіть текст]

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Районна знижувальних підстанція. Відомості про вузли навантаження. Розрахункові схеми.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецрозділи	Мелконова І.В.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

7. Дата видачі завдання 04 травня 2023 р.

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз літературних джерел	1 тиждень	
2	Розробка схем розвитку мережі	2 тиждень	
3	Вибір номінальної напруги в мережі	3 тиждень	
4	Вибір перерізів леп на ділянках мережі	3-4 тиждень	
5	Вибір трансформаторів на понижаючих підстанціях	4-5 тиждень	
6	Вибір схем підстанцій	5 тиждень	
7	Розрахунок встановлених режимів мережі	5-6 тиждень	
8	Охорона праці	6 тиждень	
9	Оформлення пояснювальної записки та графічного матеріалу дипломного проекту	7 тиждень	

Студент \_\_\_\_\_ Давтян Д.Ю.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту \_\_\_\_\_ Мелконова І.В.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. РОЗРОБКА СХЕМ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ.....	7
1.1.Варіанти схеми розвитку мережі району.....	8
1.2.Розрахунок поточкорозподілу в мережі.....	10
2. ВИБІР НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ В МЕРЕЖІ.....	19
3. ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ЛЕП НА ДІЛЯНКАХ МЕРЕЖІ.....	22
3.1.Визначення перерізів проводів ЛЕП. Варіант 1.....	23
3.2.Визначення перерізів проводів ЛЕП. Варіант 2, 3, 4, 5.....	26
4. ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПОНИЖАЮЧИХ ПІДСТАНЦІЯХ.....	31
5. ВИБІР СХЕМ ПІДСТАНЦІЙ.....	33
5.1.Вибір схем електричних з'єднань РП ПС на стороні ВН.....	33
6. РОЗРАХУНОК ВСТАНОВЛЕНИХ РЕЖИМІВ МЕРЕЖІ.....	36
6.1.Розрахунок встановленого режиму максимальних навантажень. Варіант 1.....	36
6.2.Розрахунок встановленого режиму максимальних навантажень. Варіант 3.....	47
6.3.Розрахунок встановлених післяаварійних режимів. Варіант 1.....	54
6.4.Розрахунок встановлених післяаварійних режимів. варіант 3.....	60
7. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	63
ВИСНОВКИ.....	72
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	73

## ВСТУП

Як відомо, основними достоїнствами замкнутої мережі є підвищення надійності електропостачання споживачів і підвищення техніко-економічних показників системи електропостачання; це відноситься як до показників якості електроенергії, так і до економічності роботи самої мережі. Проте насправді ці переваги замкнутої мережі далеко не завжди виявляються повністю реалізованими.

Неоднорідність замкнутої мережі істотно змінює положення, позбавляє мережу вказаних вище переваг і навіть приводить до небажаних наслідків. Тому вказані вище переваги насправді мають місце тільки в результаті додаткових заходів, що проводяться відповідно до даними спеціальних розрахунків. Зокрема, вони можуть бути в деякій мірі виявлені при виборі найвигідніших коефіцієнтів трансформації (у комплексному виразі).

Найвідчутніше вплив неоднорідності замкнутої мережі на такі її показники, як пропускна спроможність за умовами нагріву проводів і економічність роботи по значеннях втрат активної потужності і енергії в ній. Цей вплив не завжди відчувається і залежить не тільки від ступеня неоднорідності, але і від характеру розподілу пунктів живлення і споживання і від значень їх навантажень.

Особливо сильним виявляється цей вплив в тих випадках, коли на шляху транзиту великої потужності є мережа з паралельними гілками значної неоднорідності - з лініями, на яких підвішені провода різко різних перерізів, або з ділянками різної номінальної напруги, з'єднаних трансформаторами. У останньому випадку має значення та обставина, в які гілки виявляються включеними самі трансформатори. Тому вплив неоднорідності може бути враховане при проектуванні вже в процесі вибору схем з'єднань.

## РОЗДІЛ 1 РОЗРОБКА СХЕМ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ

Схеми електричних мереж повинні забезпечити необхідну надійність електропостачання, необхідну якість енергії у споживачів, зручність і безпеку експлуатації, можливість подальшого розвитку мережі і підключення нових споживачів.

Відповідно до ПУЕ навантаження I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення (допускається від двох секцій шин районних підстанцій).

Двох ланцюгова ЛЕП не задовольняє вимогам надійності електропостачання споживачів I і II категорій, так як при пошкодженні опор можлива перерва живлення. Для таких споживачів слід передбачати не менше двох одно ланцюгових ліній. Для електроприймачів III категорії допустимо живлення по одній лінії при техніко-економічному обґрунтуванні такого варіанту, тобто при обліку шкоди від недоотпуску електроенергії при перерві живлення.

Для кожного споживача I і II категорій на його підстанції встановлюються по два понижуючих трансформатора з розподільним пристроєм на високій стороні.

При розробці варіантів електропостачання споживачів (рисунки 2.1-2.5), враховано наявність двох існуючих ліній 110 кВ перерізом АС-240 між живильною підстанцією 1 і вузлом 2 потужністю 30 МВт.

Все розімкнуті варіанти вимагають споруди на всіх ділянках двох паралельних ланцюгів, розгляд кільцевих мереж дозволяє намітити спорудження одного ланцюга. Однак тут необхідно враховувати можливі перетоки потужності по лініях і їх пропускну здатність.



[Введіть текст]

## 1.1 Варіанти схеми розвитку мережі району

Зведення про вузли навантаження вибираються з вихідних даних: споживачі вузла 3 - III категорії надійності, в інших вузлах склад споживачів за надійністю однаковий: I категорії - 30%, II - 30%, III - 40%;

Схема району розвитку мережі показано на рисунку 1.1.

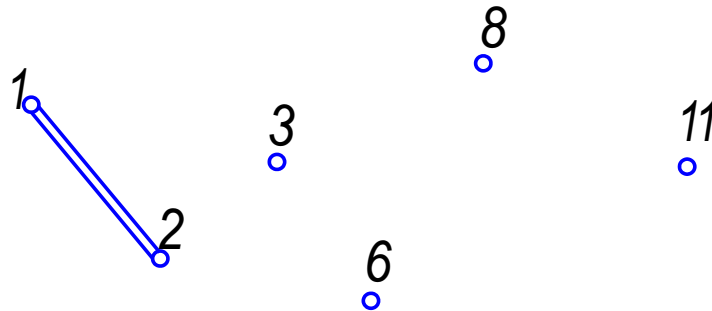


Рисунок 1.1 - Початковий район проектування мережі (масштаб: 1 см = 10 км)

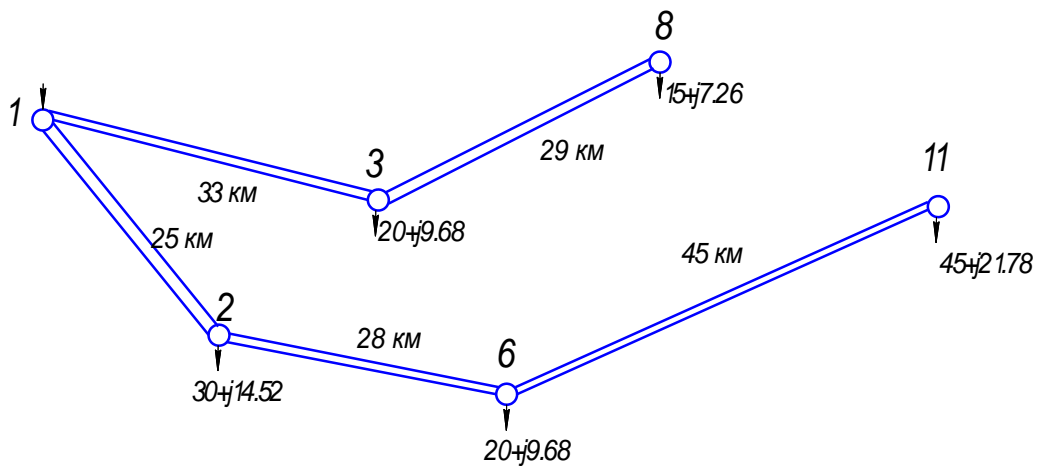


Рисунок 1.2 - Варіант 1 розвитку мережі

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введите текст]

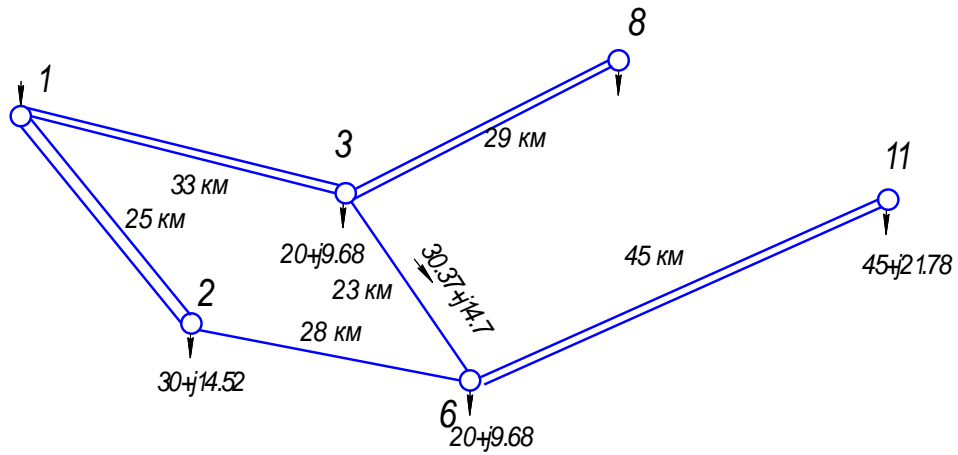


Рисунок 1.3 - Вариант 2 розвитку мережі

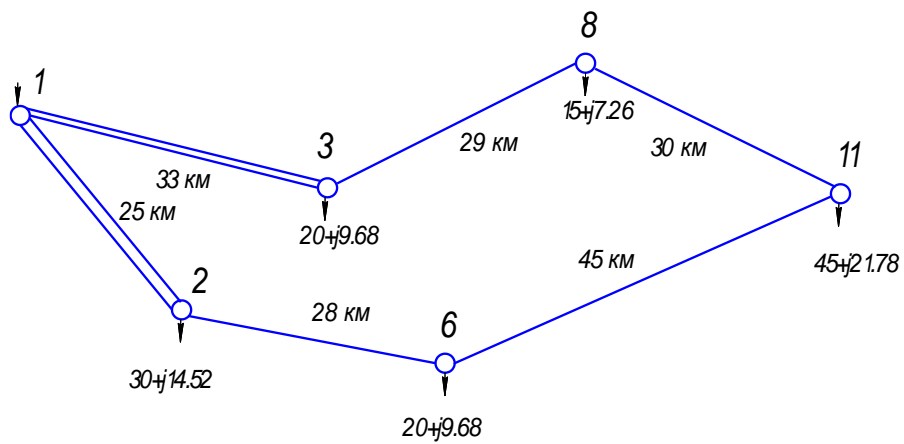


Рисунок 1.4 - Вариант 3 розвитку мережі

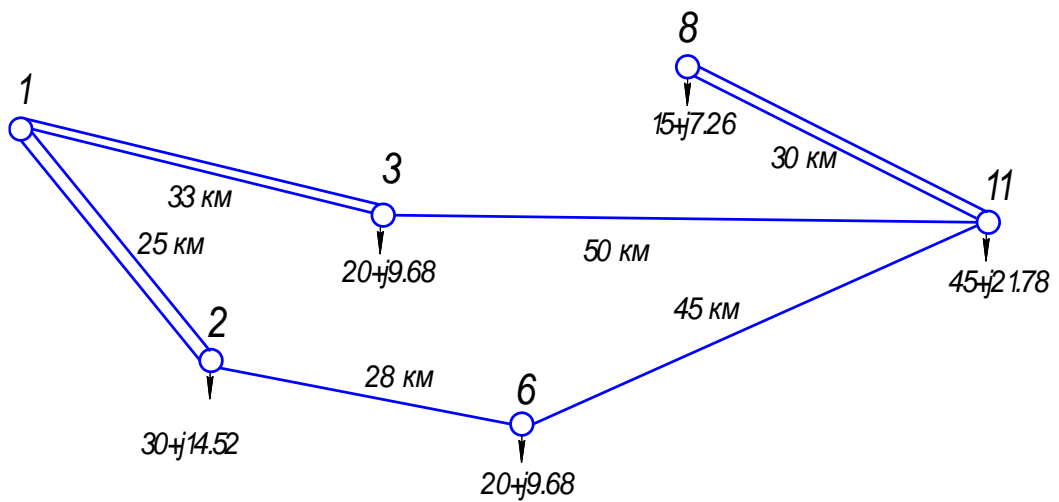


Рисунок 1.5 - Вариант 4 розвитку мережі

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введіть текст]

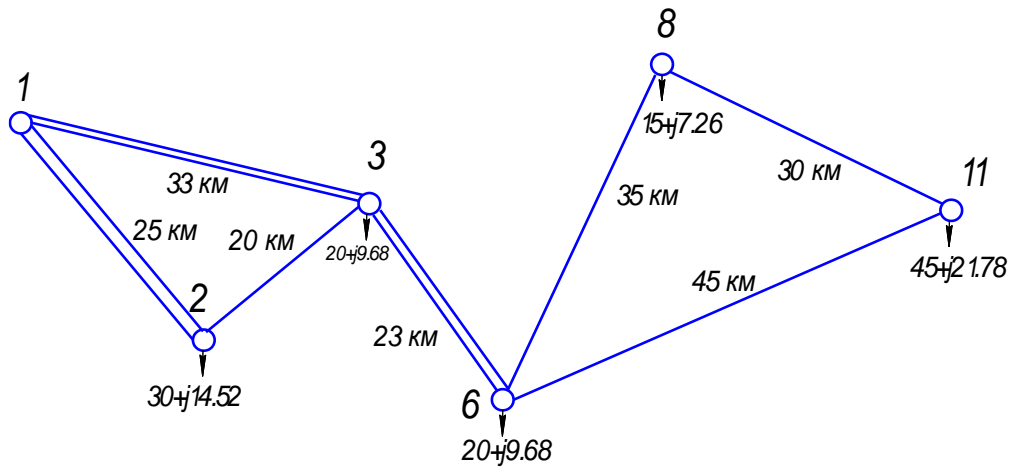


Рисунок 1.6 - Варіант 5 розвитку мережі

## 1.2 Розрахунок поточкорозподілу в мережі

У мережах з одностороннім живленням поточкорозподіл розраховуємо послідовним складанням потужності вузлів, починаючи від самих віддалених, до джерела. Таким чином, отримуємо перетоки потужності на всіх радіальних ділянках мережі. У разі мережі замкнутого типу, перетоки розраховуємо, використовуючи правило «моментів», представивши мережу замкнутого типу у вигляді мережі з двостороннім живленням. При цьому потужність кожного джерела такої мережі визначаємо за формулою:

$$S_K = P_K + jQ_K = \frac{\sum(P_i \times l_i)}{l_{12}} + j \frac{\sum(Q_i \times l_i)}{l_{12}} \quad (1.1)$$

Де  $P_K$ ,  $Q_K$  - визначаються активна і реактивна потужності джерел; 0

$P_i$ ,  $Q_i$  - активна і реактивна складові в вузлах споживачів;

$l_i$  - відстань протилежної джерела до споживача;

$l_{12}$  - загальна відстань між джерелами.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введіть текст]

На інших ділянках потужність визначається за законом Кірхгофа.

Якщо в кільці є ділянки з двома паралельними ланцюгами, то ці ділянки приводимо до еквівалентним довжинах:

$$l_{\text{экв}} = \frac{l}{n}, \quad (1.2)$$

де  $l$  - довжина лінії, км;

$n$  - число паралельних гілок.

### 1.2.1 Розрахунок потокорозподілу в мережі. Варіант 1

У варіанті 1 розглядається схема мережі тільки з радіальними ділянками, тобто з одностороннім живленням. Потоки потужності на ділянках визначаються за законом Кірхгофа.

Реактивні потужності визначаємо з виразу:

$$Q_k = P_k \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.3)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi = 0,484$ ;

$$S_{6-11} = S_{11} = 45 + j0.484 \cdot 45 = 45 + j21.78 \text{ МВА};$$

$$S_{2-6} = 45 + 20 + j21.72 + j20 \cdot 0.484 = 65 + j31.46 \text{ МВА};$$

$$S_{1-2} = 65 + j31.46 + 30 + j30 \cdot 0.484 = 95 + j45.98 \text{ МВА};$$

$$S_{3-8} = 15 + j7.26 \text{ МВА};$$

$$S_{1-2} = 35 + j16.94 \text{ МВА};$$

[Введите текст]

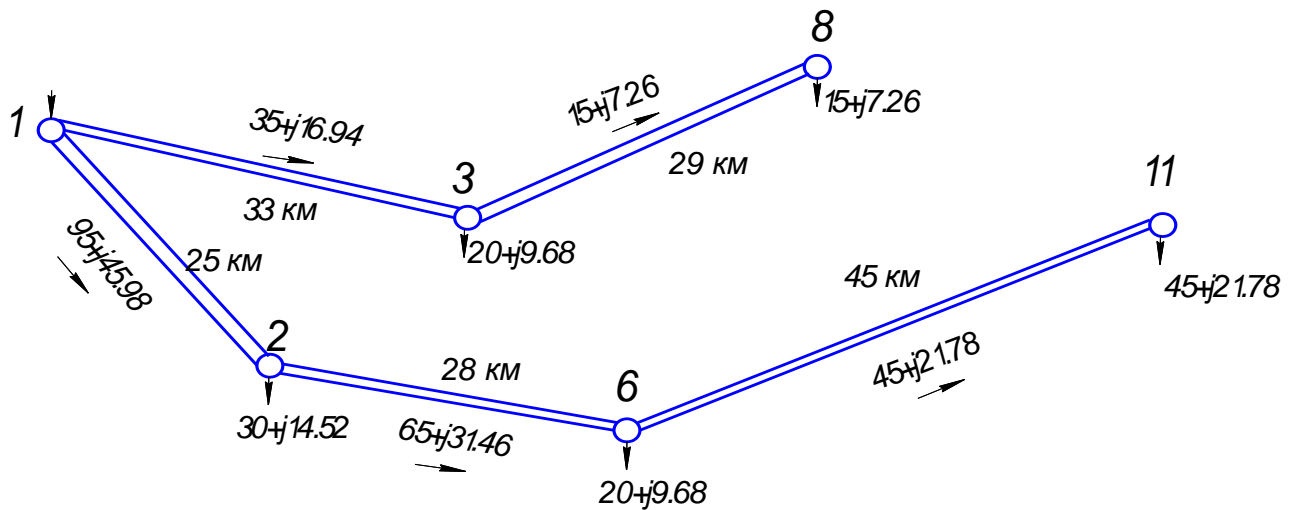


Рисунок 1.7 - Потокорозподіл в мережі. Варіант 1

### 1.2.2 Розрахунок потокорозподілу в мережі. Варіант 2

У варіанті 2 присутній як радіальна, так і кільцева частини, тому спочатку розрахуємо радіальні ділянки, а потім обчислимо еквівалентні навантаження для розрахунку кільцевої ділянки.

$$S_{3-8}=15+j7.26 \text{ МВА};$$

$$S'_3=20+15+j7.26+j9.68=35+j16.94 \text{ МВА};$$

$$S_{6-11}=45+j21.78 \text{ МВА};$$

$$S'_6=45+j21.78+20+j9.68=65+j31.46 \text{ МВА};$$

Розрахунок кільцевої мережі:

$$P_1' = \frac{35 \cdot (23+28+25/2) + 65(28+25/2) + 30 \cdot 25/2}{33/2+23+28+25/2} = 65.37 \text{ МВт};$$

$$Q_1' = 65.37 \cdot 0,484 = j31.64 \text{ МВАр};$$

$$P_1'' = \frac{30 \cdot (28+23+33/2) + 65 \cdot (23+33/2) + 35 \cdot 33/2}{33/2+23+28+25/2} = 64.62 \text{ МВт};$$

$$Q_1'' = 64.62 \cdot 0,484 = j31.27 \text{ МВАр};$$

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

[Введите текст]

$$S_{1-3} = 65.37 + j31.64 \text{ МВА};$$

$$S_{3-6} = 65.37 + j31.64 - 35 - j16.94 = 30.37 + j14.7 \text{ МВА};$$

$$S_{1-2} = 64.62 + j31.27 \text{ МВА};$$

$$S_{2-6} = 64.62 + j31.27 - 30 - j14.52 = 34.62 + j16.75 \text{ МВА};$$

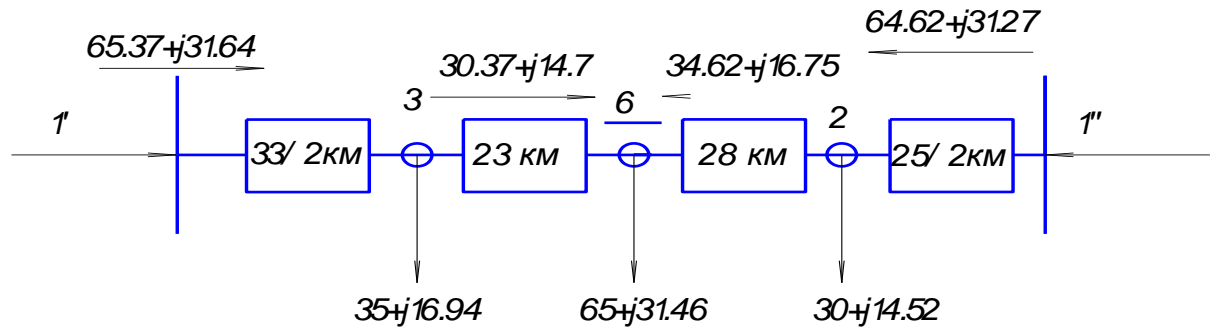


Рисунок 1.8 - Потокорозподіл в кільцевій часті. Варіант2

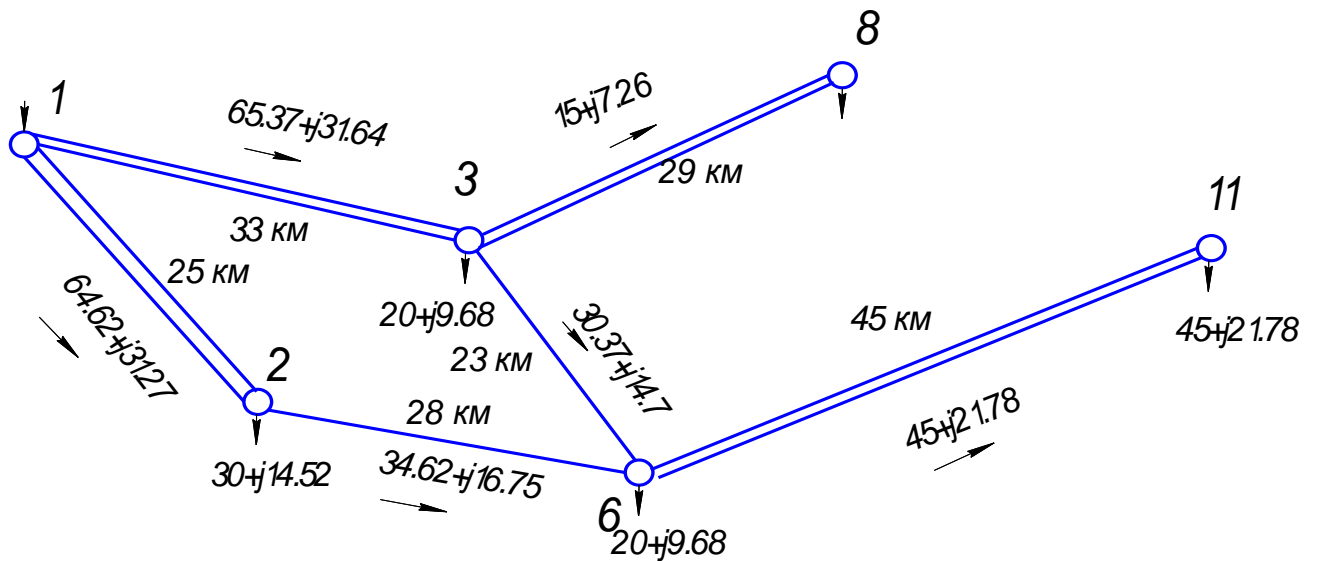


Рисунок 1.9 - Потокорозподіл в сеті. Варіант2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введите текст]

### 1.2.3 Розрахунок поточкорозподілу в мережі. варіант 3

В даному варіанті розглядається кільцева схема мережі

$$P_{I'} = \frac{20 \cdot (29+30+45+28+25/2) + 15(30+45+28+25/2)}{33/2+29+30+45+28+25/2} + \frac{45(45+28+25/2) + 20(28+25/2) + 30 \cdot 25/2}{33/2+29+30+45+28+25/2} = 59.9 \text{ МВт};$$

$$Q_{I'} = 59.9 \cdot 0,484 = j29.02 \text{ МВАр};$$

$$P_{I''} = \frac{30 \cdot (28+45+30+29+33/2) + 20(45+30+29+33/2)}{33/2+29+30+45+28+25/2} + \frac{45(30+29+33/2) + 15(29+33/2) + 20 \cdot 33/2}{33/2+29+30+45+28+25/2} = 70.03 \text{ МВт};$$

$$Q_{I''} = 70.03 \cdot 0,484 = j33.89 \text{ МВАр};$$

$$S_{1-3} = 59.9 + j29.02 \text{ МВА};$$

$$S_{3-8} = 59.9 + j29.03 - 20 - j9.68 = 39.9 + j19.35 \text{ МВА};$$

$$S_{8-11} = 39.9 + j19.5 - 15 - j7.26 = 24.9 + j12.0964.62 + j31.27 \text{ МВА};$$

$$S_{1-2} = 70.03 + j33.89 \text{ МВА};$$

$$S_{2-6} = 70.03 + j33.89 - 30 - j14.52 = 40.03 + j19.37 \text{ МВА};$$

$$S_{6-11} = 40.03 + j19.37 - 20 - j9.68 = 20.03 \text{ МВА};$$

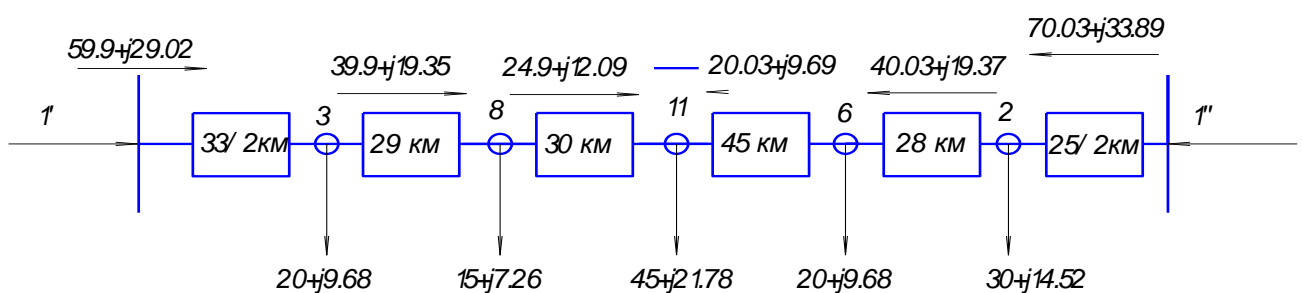


Рисунок 1.10 - Поточкорозподіл в кільцевій частині. Варіант 3.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введите текст]

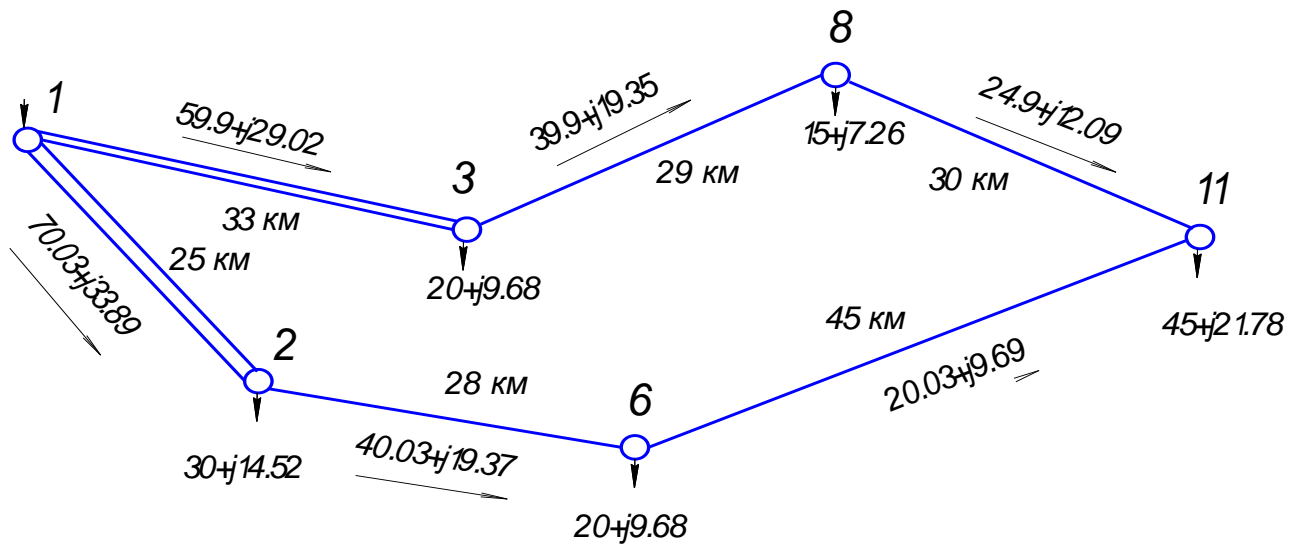


Рисунок 1.11 - Потокорозподіл в мережі. варіант 3

#### 1.2.4 Розрахунок потокорозподілу в мережі. варіант 4

В даному варіанті знову розглядається схема мережі зі змішаним з'єднанням вузлів.

Розподіл потоків потужності в радіальній частині мережі:

$$S_{11-8} = 15 + j7.26 \text{ МВА};$$

$$S'_{11} = 45 + j21.78 + 15 + j7.26 = 60 + j29.04 \text{ МВА};$$

Розподіл потоків потужності в кільцевій частині мережі:

$$P_1' = \frac{20 \cdot (50 + 45 + 28 + 25/2) + 60(45 + 28 + 25/2)}{33/2 + 50 + 45 + 28 + 25/2} + \frac{20(28 + 25/2) + 30 \cdot 25/2}{33/2 + 50 + 45 + 28 + 25/2} = 59.37 \text{ МВт};$$

$$Q_1' = 59.37 \cdot 0,484 = j28.73 \text{ МВАр};$$

$$P_1'' = \frac{30 \cdot (28 + 45 + 50 + 33/2) + 20(45 + 50 + 33/2)}{33/2 + 50 + 45 + 28 + 25/2} + \frac{60(50 + 33/2) + 15(29 + 33/2) + 20 \cdot 33/2}{33/2 + 50 + 45 + 28 + 25/2} = 70.62 \text{ МВт};$$

$$Q_1'' = 70.62 \cdot 0,484 = j34.18 \text{ МВАр};$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



[Введіть текст]

$$S_{2-6} = 70.62 + j34.18 - 30 + j14.52 = 40.62 + j19.66 \text{ МВА};$$

$$S_{6-11} = 40.62 + j19.66 - 20 - j9.68 = 20.62 + j9.98 \text{ МВА};$$

$$S_{3-11} = 59.37 + j28.733 - 20 - j9.68 = 39.37 + j19.05 \text{ МВА};$$

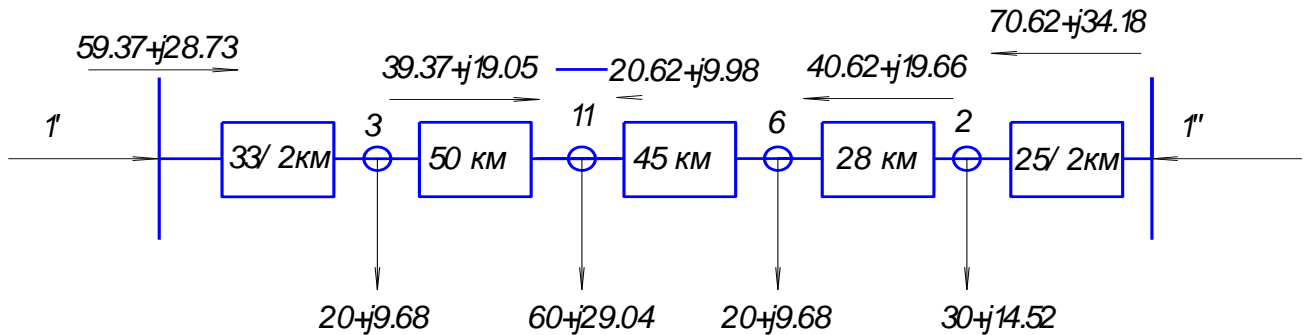


Рисунок 1.12 - Потокорозподіл в кільцевій частині

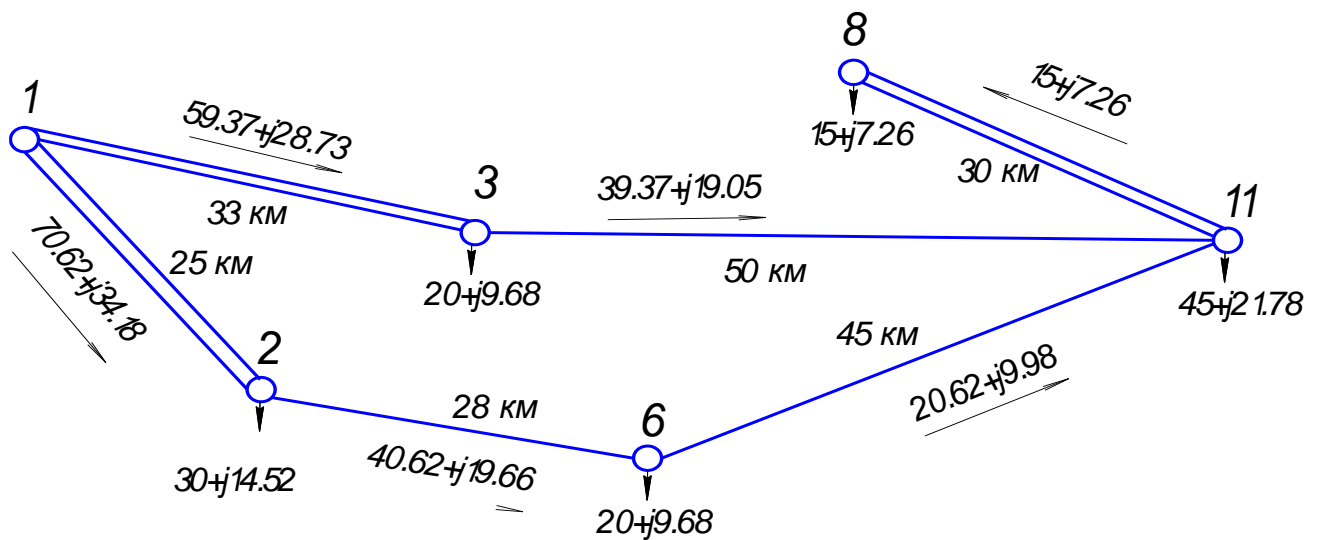


Рисунок 1.13 - Потокорозподіл в мережі. Варіант 4

### 1.2.5 Розрахунок потокорозподілу в мережі. Варіант 5

В даному варіанті для знаходження потокорозподілу потужності необхідно розрахувати два пов'язаних кільця, використовуючи ті ж принципи. Розрахуємо друге кільце між вузлами 6,8,11

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введите текст]

$$P_{1'} = \frac{15 \cdot (30+45) + 45 \cdot 45}{35+30+45} = 28.63 \text{ МВт};$$

$$Q_{1'} = 28.63 \cdot 0,484 = j13.86 \text{ МВАр};$$

$$P_{1''} = \frac{45 \cdot (30+35) + 15 \cdot 35}{35+30+45} = 31.36 \text{ МВт};$$

$$Q_{1''} = 31.36 \cdot 0,484 = j15.18 \text{ МВАр};$$

$$S_{8-11} = 28.63 + j13.86 - 15 - j7.26 = 13.63 + j6.6 \text{ МВА};$$

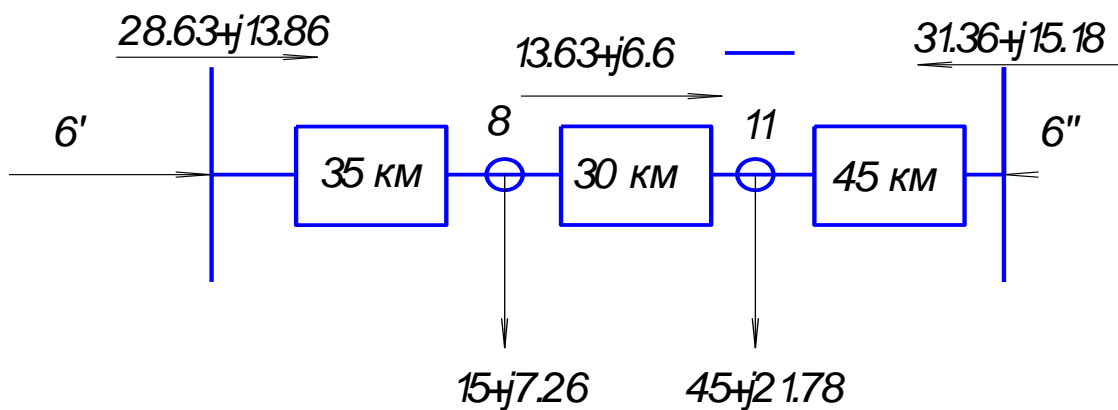


Рисунок 1.14 - Потокорозподіл в другій кільцевої частини

Розрахуємо перетікання потужності в з'єднуючій лінії 3-6 і еквівалентну навантаження вузла 3:

$$S_6^* = 20 + j9.68 + 15 + j7.26 + 45 + j21.78 = 80 + j38.72 \text{ МВА};$$

$$S_3^* = 80 + j38.72 + 20 + j9.68 = 100 + j48.4 \text{ МВА};$$

Розраховуємо першу кільцеву частину:

$$P_{1'} = \frac{100 \cdot (20 + 33/230 + 45) + 30 \cdot 25/2}{33/2 + 20 + 25/2} = 73.97 \text{ МВт};$$

$$Q_{1'} = 73.97 \cdot 0,484 = j35.8 \text{ МВАр};$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введите текст]

$$P_{1''} = \frac{30 \cdot (20+33/2) + 100 \cdot 33/2}{33 + 20 + 25/2} = 56 \text{ МВт};$$

$$Q_{1''} = 56 \cdot 0,484 = j27,11 \text{ МВАр};$$

$$S_{2-3} = 56 + j27,11 - 30 - j14,52 = 26 + j12,52 \text{ МВА};$$

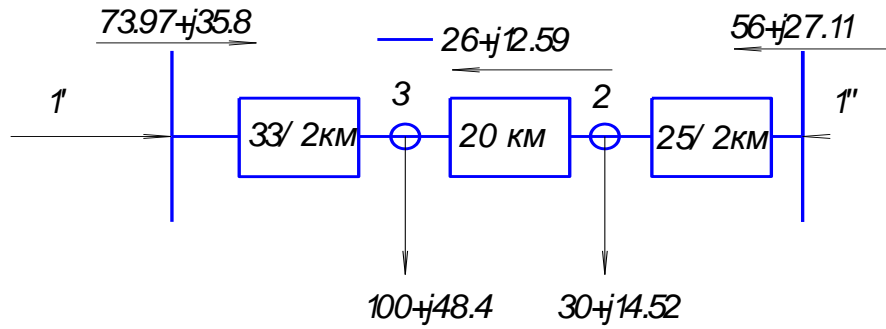


Рисунок 1.15 - Потокорозподіл в першій кільцевій частині

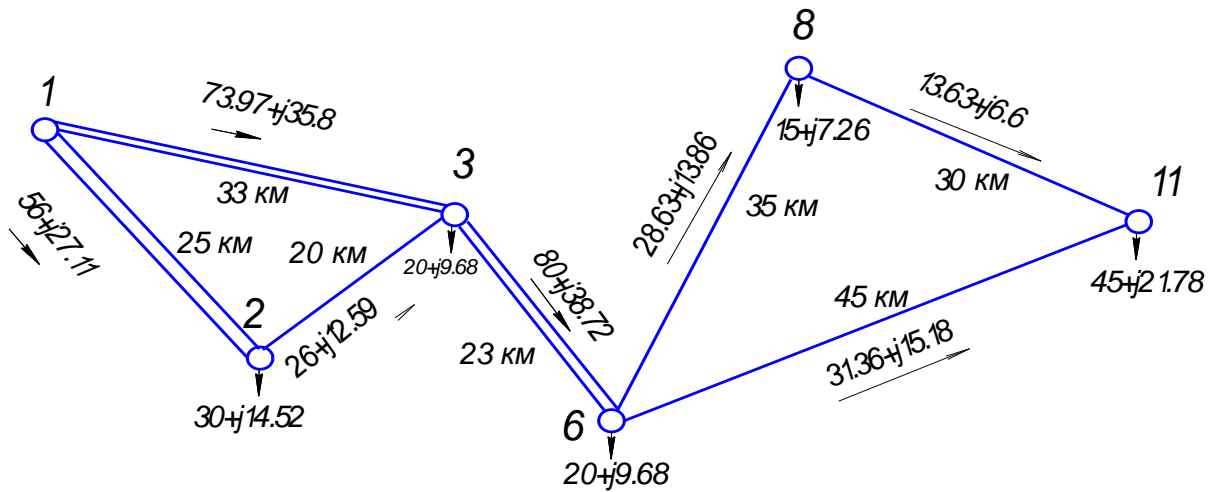


Рисунок 1.16 - Потокорозподіл в мережі. варіант 5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## РОЗДІЛ 2

### ВИБІР НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ В МЕРЕЖІ

Для розрахунку напруги будемо використовувати формулу Г.А.Ілларіонова, що дає хороші результати для шкали напружень від 35 до 1150 кВ,

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{n}}}, \quad (2.1)$$

де  $P$  - передана по лінії потужність, МВт;

$l$  - довжина лінії, км;

$n$  - кількість паралельних ланцюгів на ділянці.

Варіант 1.

$$U_{1-2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{95/2}}} = 117.37 \text{ кВ};$$

$$U_{2-6} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28} + \frac{2500}{65/2}}} = 102.77 \text{ кВ};$$

$$U_{6-11} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{45/2}}} = 90.4 \text{ кВ};$$

$$U_{1-3} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{33} + \frac{2500}{35/2}}} = 79.55 \text{ кВ};$$

$$U_{3-8} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{29} + \frac{2500}{15/2}}} = 53.4 \text{ кВ};$$

[Введите текст]

Для інших варіантів розрахунків здійснюється аналогічно за формулою (2.1), тому складемо таблицю розрахунку напружень по ділянках схем.

Таблиця 2.1 - Розрахунку напружень по ділянках схем, В-1

ВАРІАНТ 1					
	1--2	2--6	6--11	1--3	3--8
L,км	25	28	45	33	29
n	2	2	2	2	2
P, МВт	95	65	45	35	15
U <sub>НОМ</sub> ,кВ	117,34	102,72	90,453	79,554	53,408

Таблиця 2.2 - Розрахунку напружень по ділянках схем, В-2

ВАРІАНТ 2						
	1--2	2--6	6--11	1--3	3--8	3--6
L,км	25	28	45	33	29	23
n	2	1	2	2	2	1
P, МВт	64,62	34,62	45	65,37	15	30,37
U <sub>НОМ</sub> ,кВ	101,34	105,37	90,453	104,46	53,408	98,031

Таблиця 2.3 - Розрахунку напружень по ділянках схем, В-3

ВАРІАНТ 3						
	1--2	2--6	6--11	1--3	3--8	8--11
L,км	25	28	45	33	29	30
n	2	1	1	2	1	1
P, МВт	70,03	40,03	20,03	59,9	39,9	24,9
U <sub>НОМ</sub> ,кВ	104,60	111,59	85,773	100,7	111,87	92,423

[Введіть текст]

Таблиця 2.4 - Розрахунок напружень по ділянках схем, В-4

ВАРІАНТ 4						
	1--2	2--6	6--11	1--3	3--11	11--8
L,км	25	28	45	33	50	30
n	2	1	1	2	1	2
P, МВт	70,62	40,62	20,62	59,37	39,37	15
U <sub>НОМ</sub> ,кВ	104,94	112,22	86,923	100,32	116,64	53,452

Таблиця 2.5 - Розрахунок напружень по ділянках схем, В-5

ВАРІАНТ 5							
	1--2	2--3	1--3	3--6	6--8	6--11	8--11
L,км	25	20	33	23	35	45	30
n	2	1	2	2	1	1	1
P, МВт	56	26	73,97	80	28,63	31,36	13,63
U <sub>НОМ</sub> ,кВ	95,66	90,851	109,93	108,95	99,206	104,93	70,696

Таким чином, на підставі розрахунків і, з огляду на напруження існуючої лінії, у першій-ліпшій нагоді приймаємо номінальну напругу ліній 110 кВ

## РОЗДІЛ 3

### ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ЛЕП НА ДІЛЯНКАХ МЕРЕЖІ

Економічні інтервали для різних стандартних перерізів певного класу напруги отримані при побудові залежності приведених витрат в спорудження 1 км лінії від струму. Вид залежностей показаний на рис. 3.1.

Переріз  $F_1, F_2, \dots, F_n$  - стандарти перерізу для класу номінальної напруги  $U_{НОМ}$ . Економічні інтервали однозначно визначають переріз повітряної лінії в залежності від струму максимального нормального режиму  $I_{max}$ . Якщо струм в лінії лежить в інтервалі від 0 до  $I_{KP}$  - найбільш економічно переріз  $F_1$ , при струмі від  $I_{KP1}$  до  $I_{KP2}$  - переріз  $F_2$  і т.д. Тут під  $I_{max}$  мається на увазі струм в одному ланцюзі лінії.

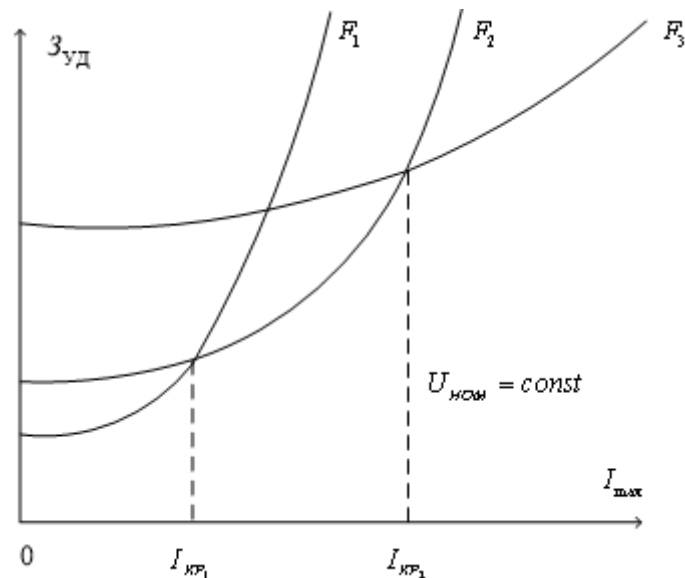


Рисунок. 3.1 Економічні інтервали перерізів

Враховуємо також, що на напрузі 110 кВ мінімальний переріз приймається  $F = 70 \text{ мм}^2$ .

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введіть текст]

Токорозподіл по лініях визначаємо за формулою:

$$I = \frac{P_{AB}}{\sqrt{3} \times U_{НОМ} \times \cos \varphi}, \quad (3.1)$$

Для визначення значень струмів в різних ділянках мережі скористаємося значеннями отриманих в п.3 потужностей. Розрахунок ведемо за формулою (5.1). Врахуємо також кількість ланцюгів на ділянці.

Після розрахунку вбрання на ділянці схеми переріз необхідно перевірити за умовою нагріву, порівнюючи струм в ланцюзі в аварійному режимі з  $I_{доп}$ .

$$I_{maxAB} \leq I_{доп}, \quad (3.2)$$

### 3.1 Визначення перерізів проводів ЛЕП. Варіант 1

Ділянка 1-3:

$$I_{2-3} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 204 \text{ A} < I_{кр};$$

$$I_{кр} = 204/2 = 102 \text{ A};$$

Приймаємо провід 2 \* АС-70/11.

Перевіримо обраний переріз за умовою (3.2) Так як обрана схема є радіальною, то аварійним режимом в даному випадку вважається обрив одного ланцюга.  $204 < 265$  Задовольняє вимогу.

Ділянка 3-8:

$$I_{3-8} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 84 \text{ A} < I_{кр};$$

$$I_{кр} = 84/2 = 42 \text{ A};$$

Приймаємо провід 2 \* АС-70/11.

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28



[Введите текст]

Так як обрана схема є радіальною, то аварійним режимом в даному випадку вважається обрив одного ланцюга.

$$84 < 265$$

Задовольняє вимогу.

Ділянка 1-2:

$$I_{1-2} = \frac{95}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 550 \text{ А} < I_{кр};$$

$$I_{кр} = 550/2 = 275 \text{ А};$$

Приймаємо провід 2 \* АС-240/39.

Так як обрана схема є радіальною, то аварійним режимом в даному випадку вважається обрив одного ланцюга.

$$550 < 610$$

Задовольняє вимогу.

Ділянка 2-6:

$$I_{2-6} = \frac{65}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 380 \text{ А} < I_{кр};$$

$$I_{кр} = 380/2 = 190 \text{ А};$$

Приймаємо провід 2 \* АС-120/19.

Так як обрана схема є радіальною, то аварійним режимом в даному випадку вважається обрив одного ланцюга.

$$380 < 390$$

Задовольняє вимогу.

Ділянка 6-11:

[Введіть текст]

$$I_{6-11} = \frac{45}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 260 \text{ А} < I_{кр};$$

$$I_{кр} = 260/2 = 130 \text{ А};$$

Приймаємо провід 2 \* АС-70/11.

Так як обрана схема є радіальною, то аварійним режимом в даному випадку вважається обрив одного ланцюга.  $260 < 265$

Задовольняє вимогу.

Аналогічно розраховуємо струми і вибираємо перерізу всіх інших варіантів.

Таблиця 3.1 - Вибір перерізів проводів ПЛ. Варіант 1

Лінія	Вид	Струм ділянки, А	Переріз	Число ланцюгів	Вид аварії	$I_{аб}$ , А	$I_{доп}$ , А
1-3	проект	240	АС-70/11	2	Обрив ланцюга 1	240	265
3-8	проект	84	АС-70/11	2	Обрив ланцюга 1	84	265
1-2	істот	550	АС-240/39	2	Обрив ланцюга 1	550	610
2-6	проект	380	АС-120/19	2	Обрив ланцюга 1	380	390
6-11	проект	260	АС-70/11	2	Обрив ланцюга 1	260	265

[Введіть текст]

### 3.2 Визначення перерізів проводів ЛЕП. Варіант 2, 3, 4, 5

У пункті 5.1 детально описаний вибір перерізу проводів ПЛ і перевірка їх в аварійному режимі. В даному пункті наводимо підсумкові таблиці для інших варіантів розвитку мережі. Розрахунки виконуються аналогічно описаним вище.

Аварійним режимом в кільцевій частини мережі є не тільки обрив одного ланцюга, а й почергове відключення джерел живлення. При відключенні кожного джерела перераховуємо потоки потужності і струми в лініях. Потім за допустимим значенням струму уточнюємо марку проводу.

Таблиця 3.2 - Вибір перерізів проводів ПЛ. Варіант 2

Лінія	Вид	Струм ділянки, А	Переріз	Число ланцюгів	Вид аварії	$I_{ab}$ , А	$I_{доп}$ , А
1-2	істот	377	АС-240/39	2	Відкл.іст.	758	1220
1-3	проект	381	АС-120/19	2	Відкл.іст.	758	780
2-6	проект	202	АС-240/39	1	Відкл.іст.	588	605
3-6	проект	177	АС-240/39	1	Відкл.іст.	550	605
3-8	проект	84	АС-70/11	2	Обрив ланцюга 1	84	265
6-11	проект	260	АС-70/11	2	Обрив ланцюга 1	260	265

[Введіть текст]

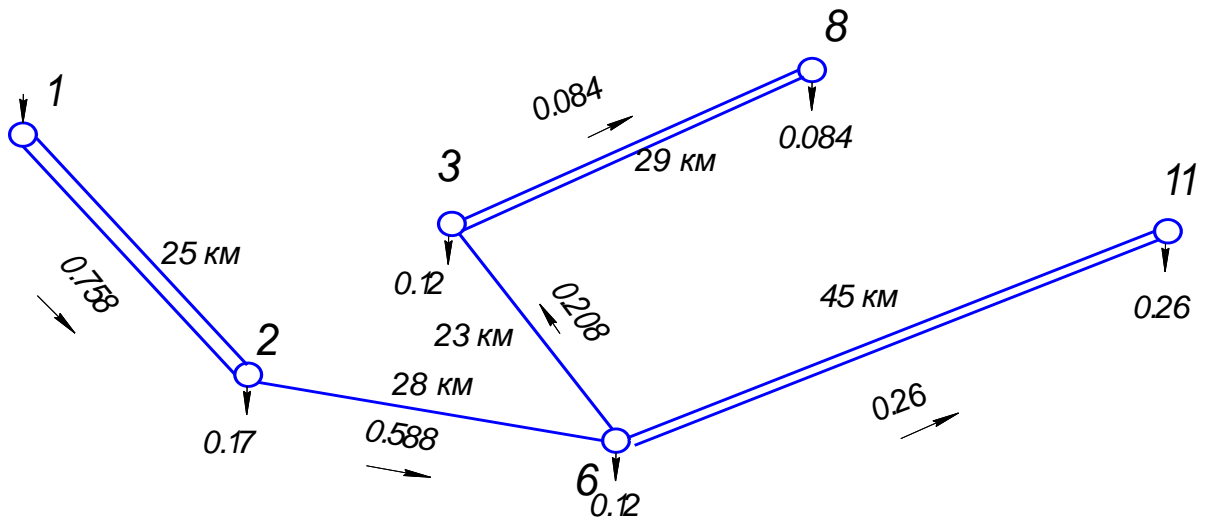
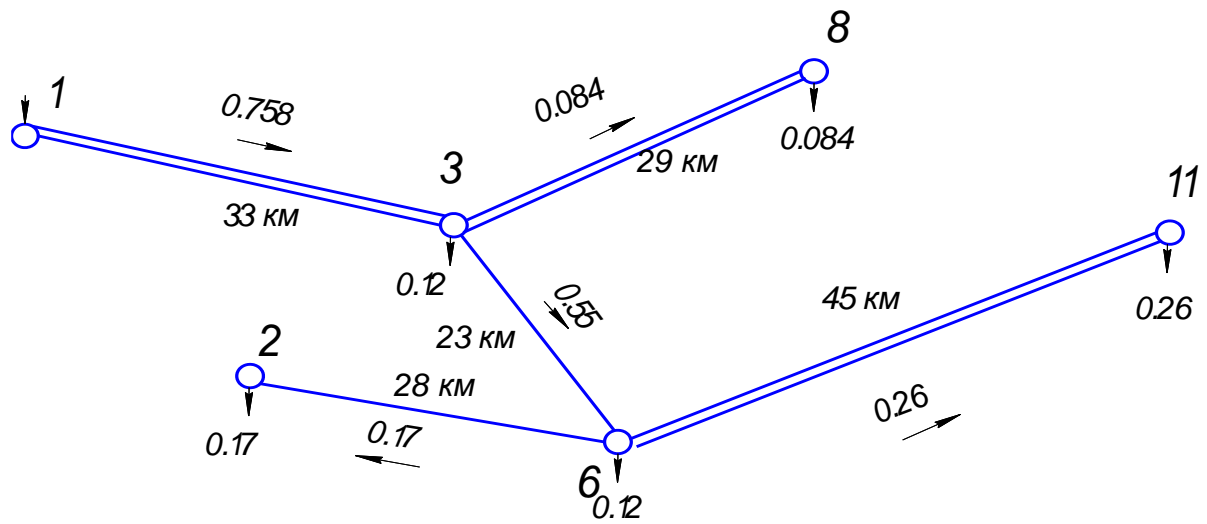


Рисунок 3.2 - Потоки потужності при відключенні джерела. Варіант 2

Таблиця 3.3 - Вибір перерізів проводів ПЛ. варіант 3

Лінія	Вид	Струм ділянки, А	Переріз	Число ланцюгів	Вид аварії	$I_{ав}, А$	$I_{доп}, А$
1-2	істот	406	АС-240/39	2	Відкл.іст.	755	1220
1-3	проект	349	АС-120/19	2	Відкл.іст.	755	780
2-6	проект	230	АС-240/39	1	Відкл.іст.	585	605
6-11	проект	110	АС-185/24	1	Відкл.іст.	464	520
3-8	проект	230	2 * АС-120/19	2	Відкл.іст.	634	780
8-11	проект	145	АС-240/32	1	Відкл.іст.	550	605

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

[Введіть текст]

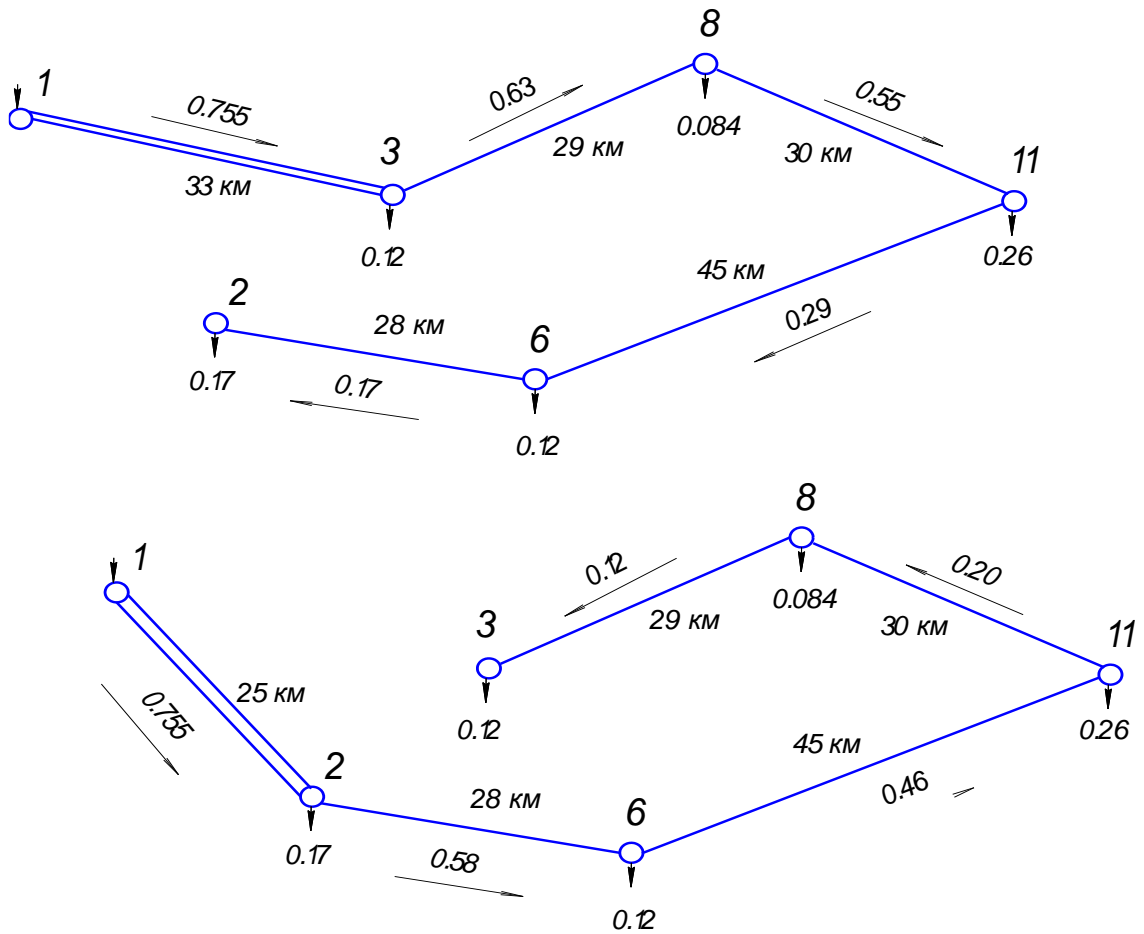


Рисунок 3.3 - Потіки потужності при відключенні джерела. варіант 3

Таблиця 3.4- Вибір перерезів проводів ПЛ. варіант 4

лінія	вид	Струм ділянки, А	Переріз	число ланцюгів	вид аварії	$I_{ab}, A$	$I_{доп}, A$
1-2	істот	410	АС-240/39	2	Відкл.іст.	760	1220
1-3	проект	350	АС-120/19	2	Відкл.іст.	760	780
2-6	проект	230	АС-240/39	1	Відкл.іст.	584	610
6-11	проект	180	АС-185/24	1	Відкл.іст.	464	520
3-11	проект	230	2 * АС-120/19	2	Відкл.іст.	634	780
8-11	проект	84	АС-70/11	2	обрив ланцюга	84	265

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

[Введіть текст]

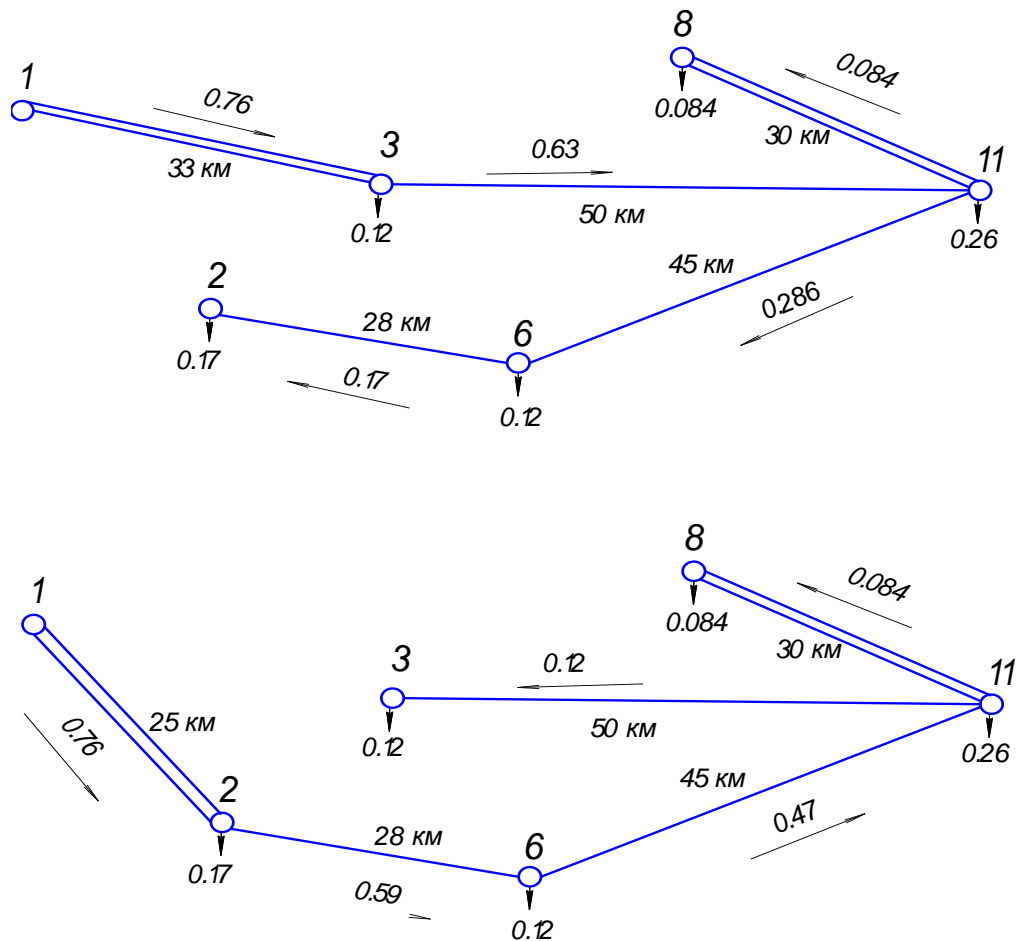


Рисунок 3.4 - Потоки потужності при відключенні джерела. варіант 4

Таблиця 3.5 - Вибір перерізів проводів ПЛ. варіант 5

Лінія	Вид	Струм ділянки, А	Переріз	Число ланцюгів	Вид аварії	$I_{ab}, A$	$I_{доп}, A$
1-2	істот	320	АС-240/39	2	Відкл.іст.	750	1220
1-3	проект	430	АС-120/19	2	Відкл.іст.	750	780
2-3	проект	150	АС-240/39	1	Відкл.іст.	580	610
6-11	проект	180	АС-120/19	1	Відкл.іст.	350	390
6-8	проект	170	АС-120/19	1	Відкл.іст.	35	190
8-11	проект	86	АС-70/11	1	Відкл.іст.	260	265
3-6	проект	460	АС-185/24	2	обрив ланцюга <sup>1</sup>	460	520

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

[Введите текст]

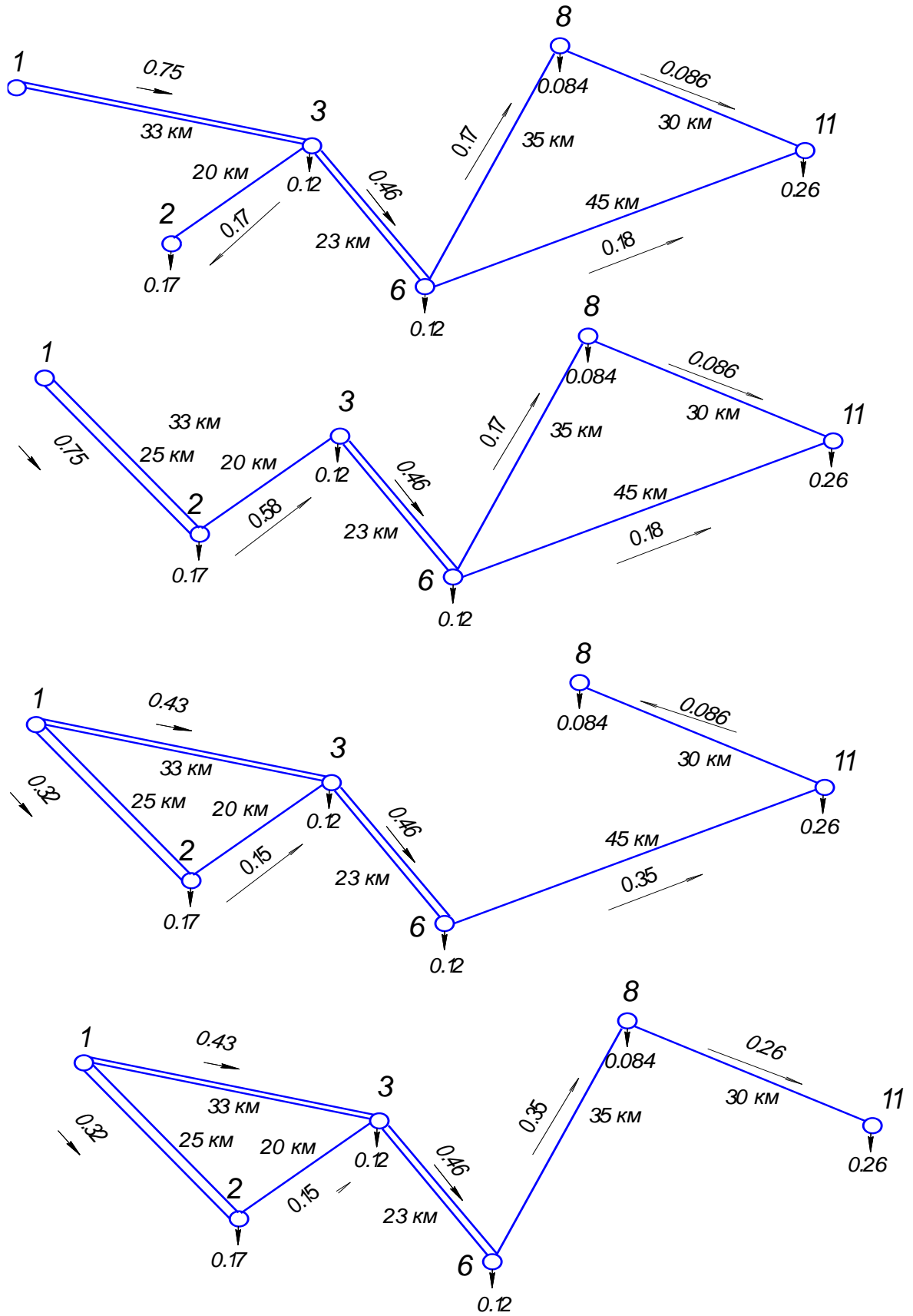


Рисунок 3.5 - Потоки потужності при відключенні джерела. варіант 5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## РОЗДІЛ 4

### ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПОНИЖАЮЧИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів.

Передбачаємо на підстанціях всіх категорій установку двох трансформаторів. Установка одного трансформатора рекомендується тільки в разі живлення споживачів III категорії при наявності в мережевому районі пересувний резервної підстанції, що забезпечує заміну трансформатора протягом доби.

Необхідно забезпечити енергією споживачів I і II категорій в разі аварії на одному з трансформаторів або його відключення. В цьому випадку, що залишився в роботі трансформатор повинен забезпечити живлення споживачів I і II категорій з допустимою перевантаженням до 40%, на час не більше 6 годин, протягом 5 діб, при коефіцієнті заповнення добового графіка 0,75. Слід враховувати, що при аварії з одним з трансформаторів допускається відключення споживачів III категорії.

Умови вибору:

- 1)  $U_{НВН} \geq U_{УСТ}$ ,
  - 2)  $U_{ННН} \geq U_{УСТ}$ ,
  - 3)  $S_{HT} \geq S_{ф.Т} = 0,7S_{max}$ ;
- (4.1)

За вказаним режимом роботи трансформатора його потужність може бути орієнтовно визначена за виразом:

$$S_{HT} \geq \frac{S_{НБ}}{k_{ае} (n-1)},$$
(4.2)

де  $S_{НБ}$  - найбільше навантаження підстанції,

$k_{ае} = 1,4$  - коефіцієнт допустимого перевантаження,



[Введіть текст]

$n$  - число трансформаторів на підстанції.

Типи, потужності і число понижуючих трансформаторів на підстанціях в усіх варіантах однакові, тому що не залежать від схеми мережі 110 кВ.

Розглянемо вибір трансформаторів на прикладі вузла 2. Вибір трансформаторів в інших випадках проводиться аналогічно.

Вузол 2 споживач I категорії надійності, тому на підстанції потрібно встановити два трансформатора. Фактична потужність трансформатора:

$$S_{\max} = \frac{P_{\text{НАГР}}}{\cos \varphi} = \frac{30}{0,9} = 33,3 \text{ МВА},$$

$$S_{\Phi, \Gamma} = 0,7 \cdot S_{\max} = 0,7 \cdot 33,3 = 23,31 \text{ МВА};$$

Вибираємо марку трансформатора [1, таблиця 5.13] ТРДН - 25000/110.

Параметри трансформатор задовольняють умовам (4.1):

Перевірка за умовою (4.3):

$$\frac{S_{\max}}{S_{\text{НТ}}} = \frac{33,3}{25} = 1,33 \leq 1,4;$$

тобто в аварійному режимі при відключенні одного з трансформаторів, другий буде перевантажений на 33%.

Вибір трансформаторів відображений в таблиці 4.1

Таблиця 4.1- Вибір трансформаторів

№ вузла	потужність навантаження		S/ 1,4, МВ · А	Тип і число трансформаторів
	P, МВт	S, МВт		
2	30	33,3	23,8	2 ТРДН-25000/110
3	20	22,2	15,8	2 ТДН-16000/110
6	20	22,2	15,8	2 ТДН-16000/110
8а	15	16,6	-	ТРДН-25000/110
8б	15	16,6	11,85	2 ТДН-16000/110
11	45	50	32,14	2 ТРДН- 40000/110

## РОЗДІЛ 5

### ВИБІР СХЕМ ПІДСТАНЦІЙ

Вибір схем електричних з'єднань розподільних пристроїв підстанцій виконується тільки на стороні вищої напруги, так як схеми на стороні нижчої напруги підстанцій не залежить від варіанта розвитку електричної мережі.

#### 5.1 Вибір схем електричних з'єднань РП ПС на стороні ВН

Найбільш дорогим обладнанням розподільних пристроїв є високовольні вимикачі, і тому вибір схем розподільних пристроїв виконується тільки з метою визначення числа їх осередків.

При виборі схем підстанцій керуємося рекомендаціями ПУЕ.

Визначення осередків вимикачів 110 кВ для варіантів зведено в таблиці 5.1-5.5.

Таблиця 5.1 - Визначення числа осередків вимикачів 110 кВ. Вар. 1

№ вузла	число приєднань		Схема РУ 110 кВ	Число осередків вимикачів 110 кВ
	ліній	тр-рів		
1	4	2	дві робочі і обхідна СШ	8
2	4	2	Шести-кутник	6
3	4	2	Шести-кутник	6
8а	2	1	візит-вихід	2
8б	2	2	Два блоки з вимикачами і неавтоматической перемичкою з боку ліній	2
6	4	2	Шести-кутник	6
11	2	2	Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній	3
Разом:		31 (31)		

[Введите текст]

Таблица 5.2 - Визначення числа осередків вимикачів 110 кВ. Вар 2

№ вузла	число приєднань		Схема РУ 110 кВ	число осередків вимикачів 110 кВ
	ліній	тр-рів		
1	4	2	дві робочі і обхідна СШ	8
2	3	2	Одна робоча секціонована вимикачем і обхідна системи шин	7
3	5	2	Одна робоча секціонована вимикачем і обхідна системи шин	9
8а	2	1	візит-вихід	2
8б	2	2	Два блоки з вимикачами і неавтоматической перемичкою з боку ліній	2
6	4	2	шестикутник	6
11	2	2	Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній	3
Разом: 35 (35)				

Таблица 5.3 - Визначення числа осередків вимикачів 110 кВ. Варіант3

№ вузла	число приєднань		Схема РУ 110 кВ	число осередків вимикачів 110 кВ
	ліній	тр-рів		
1	4	2	дві робочі і обхідна СШ	8
2	3	2	Одна робоча секціонована вимикачем і обхідна системи шин	7
3	4	2	шестикутник	6
8а	3	1	Одна робоча секціонована вимикачем і обхідна системи шин	6
8б	3	2	Одна робоча секціонована вимикачем і обхідна системи шин	7
6	2	2	Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній	3
11	2	2	Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній	3
Разом:				33 (34)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введите текст]

Таблиця 5.4 - Визначення числа осередків вимикачів 110 кВ. Варіант4

№ вузла	число приєднань		Схема РУ 110 кВ	число осередків вимикачів 110 кВ
	ліній	тр-рів		
1	4	2	дві робочі і обхідна СШ	8
2	3	2	Одна робоча секціонірована вимикачем і обхідна системи шин	7
3	3	2	шестикутник	6
8а	2	1	візит-вихід	2
8б	2	2	Два блоки з вимикачами і неавтоматической перемичкою з боку ліній	2
6	2	2	Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній	3
11	5	2	Одна робоча секціонірована вимикачем і обхідна системи шин	9
Разом: 35 (35)				

Таблиця 5.5 - Визначення числа осередків вимикачів 110 кВ. Варіант5

№ вузла	число приєднань		Схема РУ 110 кВ	число осередків вимикачів 110 кВ
	ліній	тр-рів		
1	4	2	дві робочі і обхідна СШ	8
2	3	2	Одна робоча секціонірована вимикачем і обхідна системи шин	7
3	5	2	Одна робоча секціонірована вимикачем і обхідна системи шин	9
8а	2	1	візит-вихід	2
8б	2	2	Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів	3
6	2	2	шестикутник	6
11	2	2	Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній	3
Разом:				35 (36)

## РОЗДІЛ 6

### РОЗРАХУНОК ВСТАНОВЛЕНИХ РЕЖИМІВ МЕРЕЖІ

Розрахунок ustalених режимів виконується з метою виявлення рівнів напруги в вузлах мережі, аналізу їх допустимості і вибору, при необхідності, засобів регулювання напруги з метою введення режиму в допустиму область за рівнями напруг. Основними етапами розрахунку і аналізу режимів є наступні:

- складання схеми заміщення і розрахунок її параметрів для двох найбільш економічних варіантів мережі;
- розрахунок встановлених режимів в нормальних і післяаварійних режимах (для обох схем);
- аналіз рівнів напруг в вузлах мережі і вибір засобів регулювання напруги (вибір раціональних відпаек на трансформаторах, батарей конденсаторів) з метою дотримання вимог ДУСТУ по нарузі;
- результати розрахунків нормальних і післяаварійних режимів наносяться на схему мережі з зазначенням потужностей обраних компенсуючих пристроїв і відпаек на трансформаторах.

#### **6.1 Розрахунок встановленого режиму максимальних навантажень.**

##### **Варіант 1**

##### **6.1.1 Складання схеми заміщення мережі та визначення її параметрів**

Для розрахунку складена схема заміщення мережі (рисунок 6.1), параметри схеми заміщення наведені в таблиці 6.1 (по вузлах схеми) і в таблиці 6.2 (по гілках схеми).

Навантаження вказані в нових вузлах (3, 6, 8, 11).

[Введіть текст]

При складанні схеми заміщення враховані трансформатори підстанцій з номінальними коефіцієнтами трансформації:

$$k_{TH} = U_{HH} / U_{BH}, \quad (6.1)$$

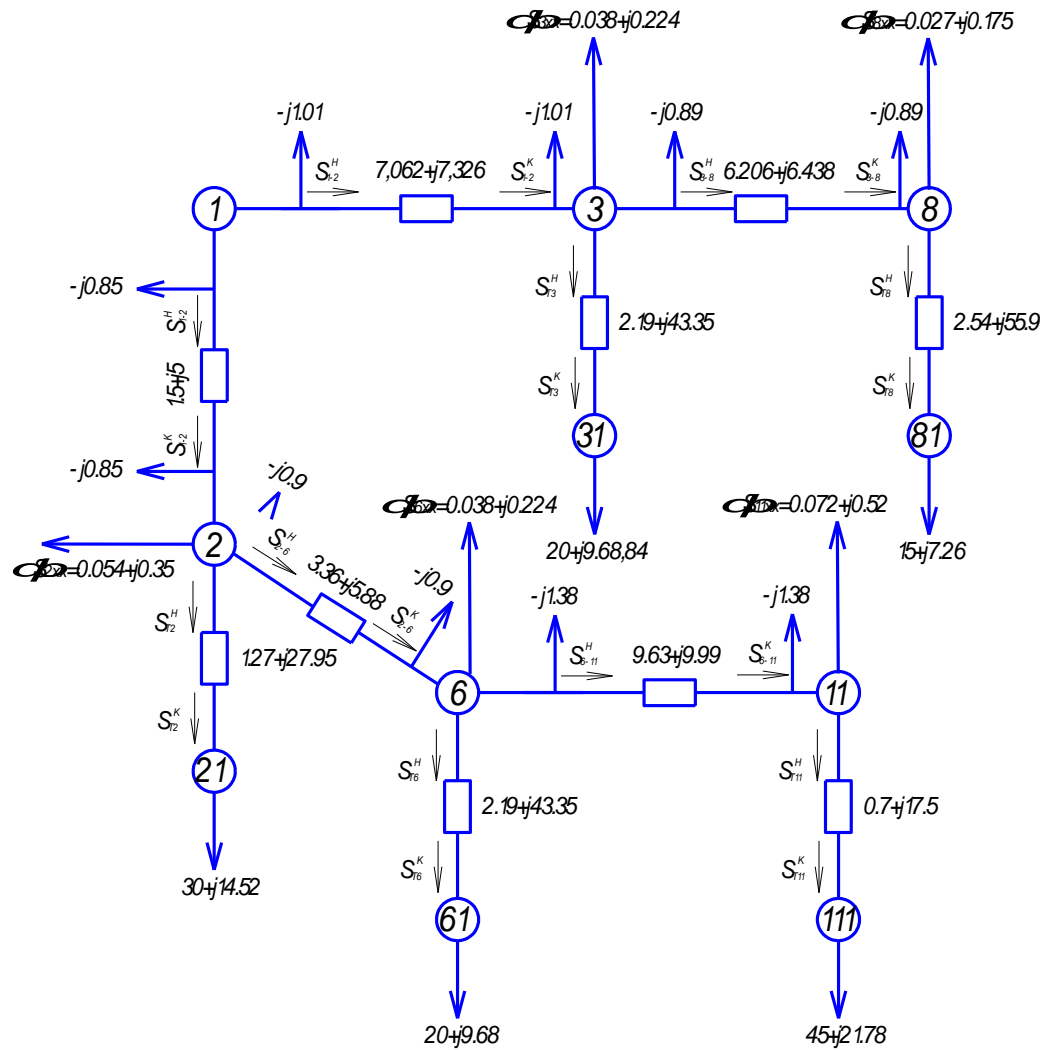


Рисунок 6.1 - Схема заміщення мережі. Варіант 1

Ємнісна провідність ПЛ визначається по:

$$B_{\text{П}} = b_0 \times l \times n, \quad (6.2)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введіть текст]

Таблиця 6.1 - Параметри вузлів мережі

№ вузла	$U_H$	Потужність навантаження	
		$P$ , МВт	$Q$ , МВАр
1	115	--	--
2	110	0,054	0,35
3	110	0,038	0,224
6	110	0,038	0,224
8	110	0,027	0,175
11	110	0,072	0,52
21	110	30	14,52
31	110	20	9,68
61	110	20	9,68
81	110	15	7,26
111	110	45	21,78

Зарядні потужності ЛЕП визначається за формулою:

$$-j \frac{Q_{\text{сзл}}}{2} = -j U_{\text{НОМ}}^2 \times \frac{B_{\text{л}}}{2}, \quad (6.3)$$

Таблиця 6.2 - Параметри гілок мережі

№ Вузла		Довжина лінії	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B_{\text{л}}$ мкСм	$\frac{Q_{\text{сзл}}}{2}$ МВАР	$k_{\text{ТН}}$
поч.	кін.						
1	3	33	7,062	7,326	168,3	1,01822	-
3	31	2	2,19	43,35			0,095
3	8	29	6,206	6,438	147,9	0,8948	-
8	81	1	2,54	55,9			0,091
1	2	25	1,5	5	140,5	0,85003	-
2	21	2	1,27	27,95			0,091
2	6	28	3,36	5,88	148,96	0,90121	-
6	61	2	2,19	43,35			0,095
6	11	45	9,63	9,99	229,5	1,38848	-
11	111	2	0,7	17,35			0,091

[Введіть текст]

### 6.1.2 Визначення розрахункових навантажень вузлів

$$S_{P2} = 0.054 + j0.35 + (-j0.9 - j0.85) = 0.054 - j1.4 \text{ МВА}$$

$$S_{P8} = 0.027 + j0.175 - j0.89 = 0.027 - j0.715 \text{ МВА}$$

$$S_{P3} = 0.038 + j0.224 - j1.01 - j0.89 = 0.038 - j1.67 \text{ МВА}$$

$$S_{P11} = 0.072 + j0.52 - j1.38 = 0.072 - j0.86 \text{ МВА}$$

$$S_{P6} = 0.038 + j0.224 - j0.9 - j1.38 = 0.038 - j2.056 \text{ МВА}$$

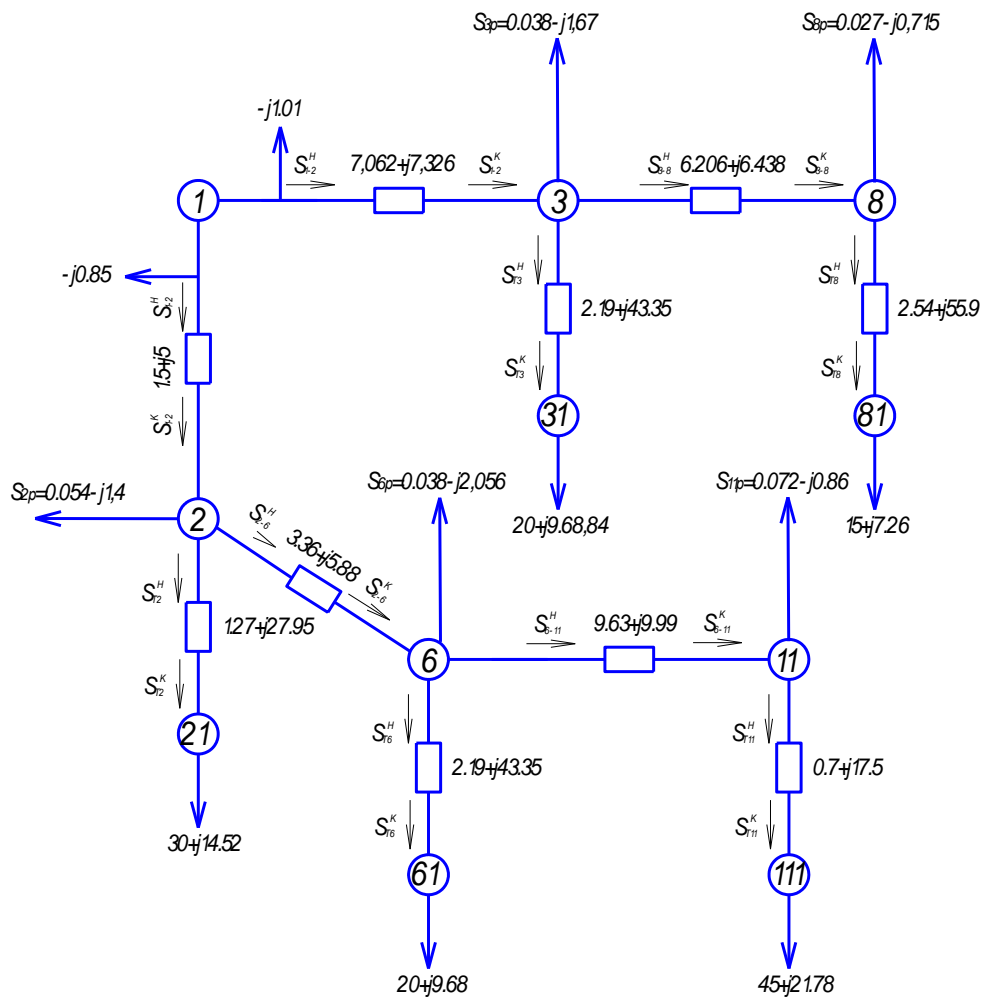


Рисунок 6.2 - Схема заміщення мережі з розрахунковими навантаженнями.

Варіант 1

### 6.1.3 Розрахунок потоків потужності на ділянках мережі

Втрати потужності на ділянках розраховуються за формулами:



[Введите текст]

$$\begin{aligned}\Delta P &= \frac{P_{H-K}^2 + Q_{K-H}^2}{U_{HT}^2} R, \\ \Delta Q &= \frac{P_{H-K}^2 + Q_{K-H}^2}{U_{HT}^2} X,\end{aligned}\tag{6.4}$$

Втрати в елементах мережі визначаємо методом послідовної ітерації. При цьому спочатку визначаємо втрати за умови, що кінцеве і початкове значення потужності рівні. Потім отримані значення додаємо до величини початкової потужності і знову визначаємо втрати.

Ділянка 11-111:

$$S_{11-111}^K = 45 + j21.78 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{45^2 + 21.78^2}{115^2} \times 0.7 = 0.132 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{45^2 + 21.78^2}{115^2} \times 17.5 = 3.307 \text{ МВАр},$$

$$S_{11-111}^H = S_{11-111}^K + \Delta S = 45 + j21.78 + 0.132 + j3.307 = 45.132 + j25.087 \text{ МВА};$$

Ділянка 6-11:

$$S_{6-11}^K = 0.072 - j0.86 + 45.132 + j25.087 = 45.2 + j24.23 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{45.2^2 + 24.23^2}{115^2} \times 9.63 = 1.915 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{45.2^2 + 24.23^2}{115^2} \times 9.99 = 1.987 \text{ МВАр},$$

$$S_{6-11}^H = S_{6-11}^K + \Delta S = 45.2 + j24.23 + 1.915 + j1.987 = 47.115 + j26.21 \text{ МВА};$$

Ділянка 6-61:

$$S_{6-61}^K = 20 + j9.68 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{20^2 + 9.68^2}{115^2} \times 2.19 = 0.082 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{20^2 + 9.68^2}{115^2} \times 43.35 = 1.618 \text{ МВАр},$$

$$S_{6-61}^H = S_{6-61}^K + \Delta S = 20 + j9.68 + 0.082 + j1.618 = 20.082 + j11.29 \text{ МВА};$$

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

[Введите текст]

Ділянка 2-6

$$S_{2-6}^K = 0.038 - j2.058 + 20.082 + j11.29 + 47.115 + j26.21 = 67.235 + j35.44 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{67.235^2 + 35.44^2}{115^2} \times 3.36 = 1.486 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{67.235^2 + 35.44^2}{115^2} \times 5.88 = 2.568 \text{ МВАр},$$

$$S_{2-6}^H = S_{2-6}^K + \Delta S = 67.235 + j35.44 + 1.468 + j2.562 = 68.7 + j38 \text{ МВА};$$

Ділянка 2-21:

$$S_{2-21}^K = 30 + j14.52 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{30^2 + 14.52^2}{115^2} \times 1.27 = 0.107 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{30^2 + 14.52^2}{115^2} \times 27.95 = 2.348 \text{ МВАр},$$

$$S_{2-21}^H = S_{2-21}^K + \Delta S = 0.107 + j2.348 + 30 + j14.52 = 30.107 + j16.86 \text{ МВА};$$

Ділянка 1-2:

$$S_{1-2}^K = 0.054 - j1.4 + 68.7 + j38 + 30.107 + j16.86 = 98.85 + j53.46 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{98.85^2 + 53.46^2}{115^2} \times 1.5 = 0.1432 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{98.85^2 + 53.46^2}{115^2} \times 5 = 4.774 \text{ МВАр},$$

$$S_{1-2}^H = S_{1-2}^K + \Delta S = 96.79 + j53.46 + 0.1432 + j4.774 = 96.9332 + j58.234 \text{ МВА};$$

Ділянка 8-81:

$$S_{8-81}^K = 15 + j7.26 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{15^2 + 7.26^2}{115^2} \times 2.54 = 0.053 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{15^2 + 7.26^2}{115^2} \times 55.9 = 1.174 \text{ МВАр},$$

$$S_{8-81}^H = S_{8-81}^K + \Delta S = 15.053 + j8.434 \text{ МВА};$$

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

[Введите текст]

Ділянка 3-8:

$$S_{3-8}^K = 15.053 + j8.434 + 0.027 - j0.715 = 15.08 + j7.719 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{15.08^2 + 7.719^2}{115^2} \times 6.206 = 0.135 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{15.08^2 + 7.719^2}{115^2} \times 6.432 = 0.14 \text{ МВАр},$$

$$S_{3-8}^H = S_{3-8}^K + \Delta S = 15.215 + j7.859 \text{ МВА};$$

Ділянка 3-31:

$$S_{3-31}^K = 20 + j9.68 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{20^2 + 9.68^2}{115^2} \times 2.19 = 0.082 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{20^2 + 9.68^2}{115^2} \times 43.35 = 1.618 \text{ МВАр},$$

$$S_{3-31}^H = S_{3-31}^K + \Delta S = 20.082 + j11.298 \text{ МВА};$$

Ділянка 1-3:

$$S_{1-3}^K = 0.038 - j1.67 + 15.215 + j7.859 + 20.082 + j11.298 = 35.335 + j17.487 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{35^2 + 17.487^2}{115^2} \times 7.062 = 0.83 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{35^2 + 17.487^2}{115^2} \times 7.326 = 0.861 \text{ МВАр},$$

$$S_{1-3}^H = S_{1-3}^K + \Delta S = 36.165 + j18.348 \text{ МВА};$$

$$S_B = 100,282 + j58,284 + 36,165 + j18,348 - j0,85 - j1,01 = 136.44 + j74.77 \text{ МВА};$$

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

[Введите текст]

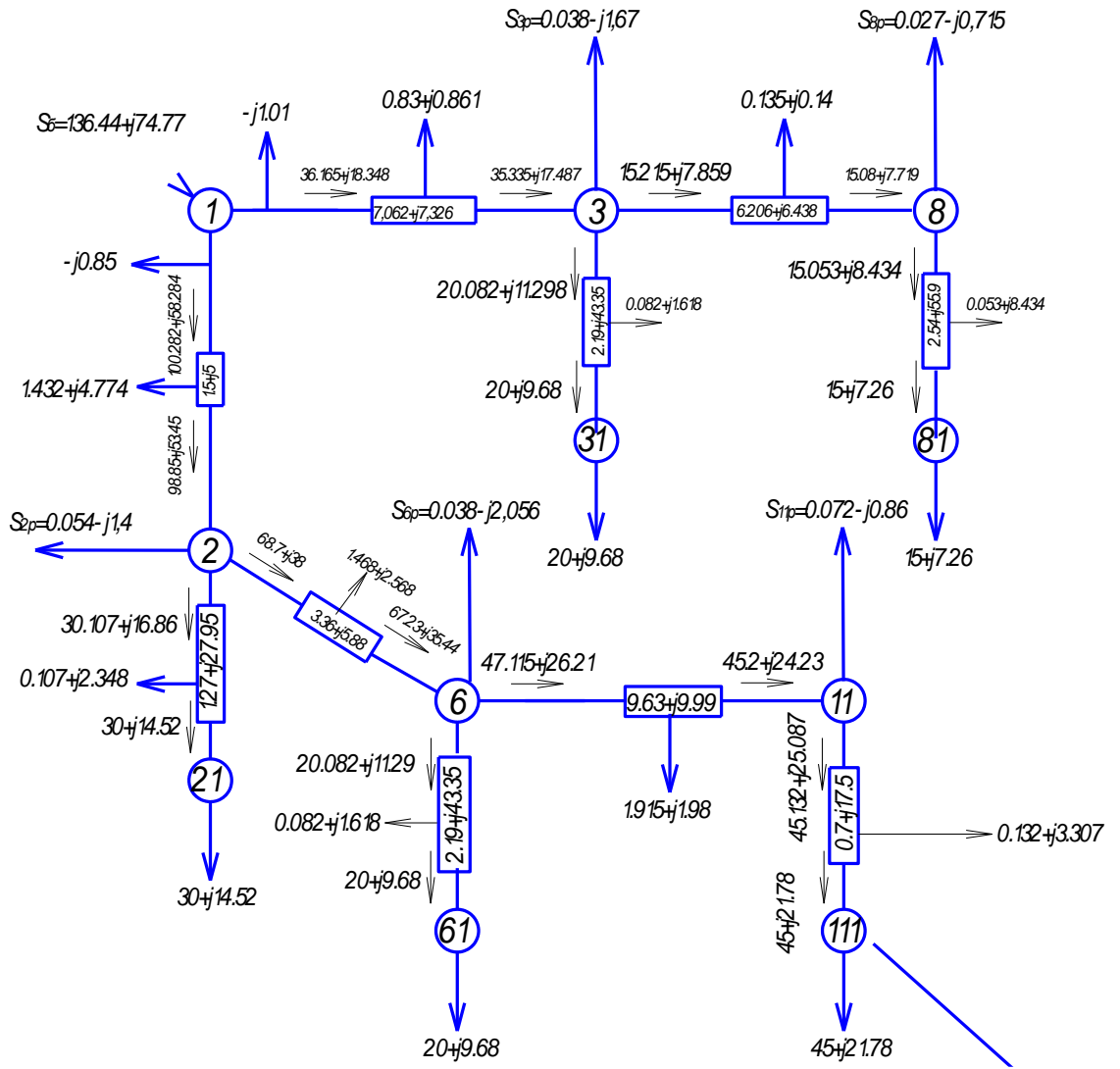


Рисунок 6.3 - Схема заміщення мережі з перетіканнями потужності. Вар 1

### 6.1.4 Визначення напружень в вузлах схеми

Напряга в вузлі на високій стороні визначається по:

$$U_K = U_i^H - \Delta U_{i-j}^H, \quad (6.6)$$

де  $\Delta U_{i-j}^H$  - втрата напруги в галузі, кВ

$$\Delta U_{i-j}^H = \frac{P_{i-j}^H \times R_{i-j} + Q_{i-j}^H \times X_{i-j}}{U_i^H}, \quad (6.7)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введите текст]

Для вузла 3 отримаємо:

$$\Delta U_{1-3}^H = \frac{P_{1-3}^H \times R_{1-3} + Q_{1-3}^H \times X_{1-3}}{U_1^H} = \frac{36.165 \times 7.062 + 18.348 \times 7.326}{115} = 3.39 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 115 - 3.39 = 111.61 \text{ кВ};$$

Напряга на високій стороні в інших вузлах розраховується аналогічно.

Напряги на низькій стороні визначаються за формулою:

$$U_{ia} = U_{iaH}^B \times k_{TH}, \quad (6.8)$$

де  $U_{iaH}^B$  - напруга, наведене до високої стороні, кВ;

$$U_{iaH}^B = \sqrt{\left( U_i - \frac{P_T^H \times R_T + Q_T^H \times X_T}{U_i} \right)^2 + \left( \frac{P_T^H \times X_T - Q_T^H \times R_T}{U_i} \right)^2}, \quad (6.9)$$

Для вузла 31 отримаємо:

$$U_{31} = 0.095 \sqrt{\left( 111.61 - \frac{20.082 \times 2.19 + 11.298 \times 43.35}{111.61} \right)^2 + \left( \frac{20.082 \times 43.35 - 11.298 \times 2.19}{111.61} \right)^2} =$$
$$= 10.174 \text{ кВ};$$

Решта напруги розраховуються аналогічним чином, всі результати показані на рисунку 6.4.

[Введіть текст]

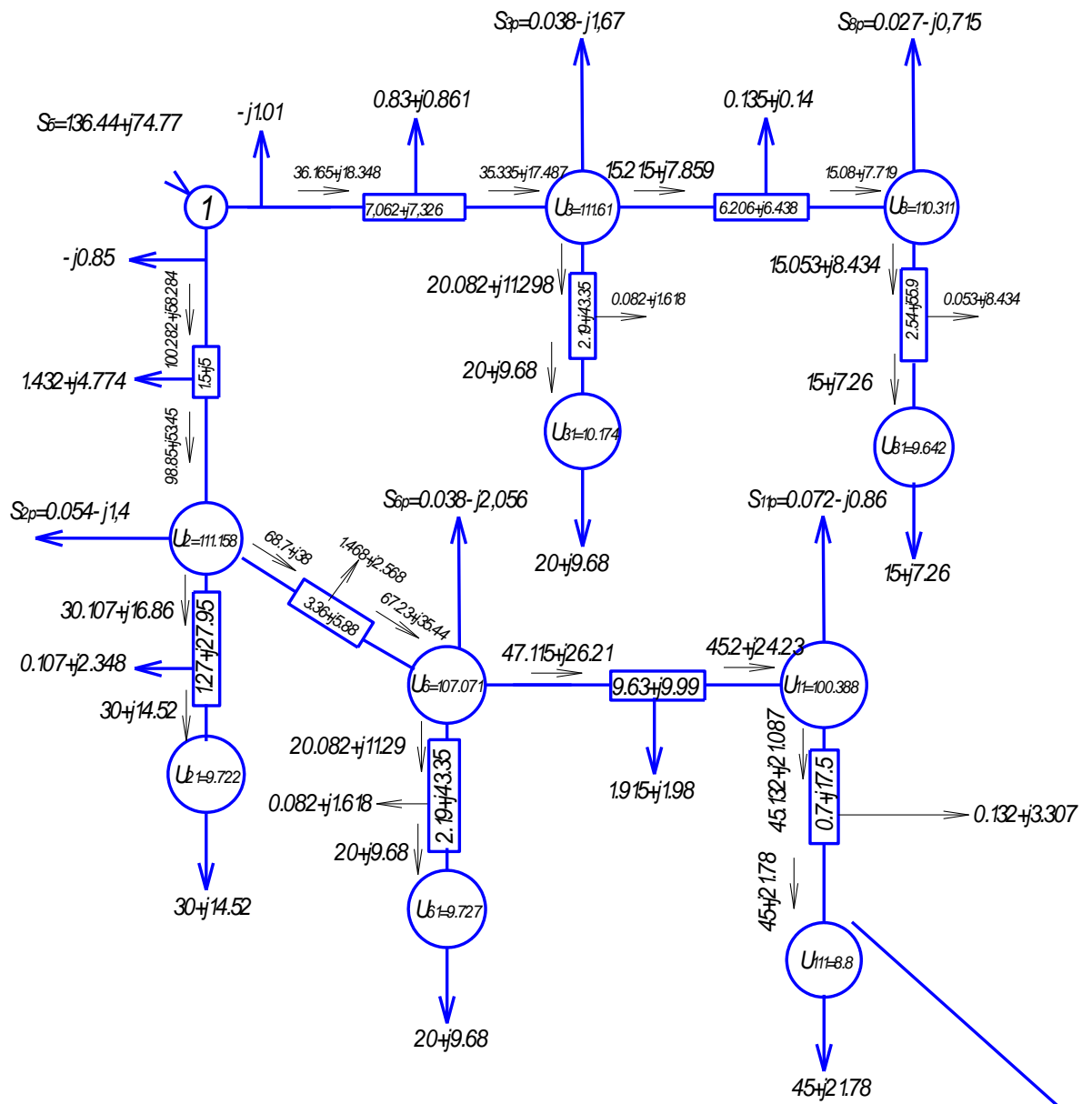


Рисунок 6.4 -карта режиму без урахування регулювання напруги. Варіант 1

### 6.1.5 Вибір засобів регулювання напруги

Відповідно до ДУСТУ 13109-87 напруга на шинах споживача в нормальному режимі повинно знаходитися в інтервалі  $U_{ном} \pm 5\%$ . Якщо напруги на шинах споживачів знаходяться в зазначеній зоні, але не рівні номінальним, то слід виконати регулювання напружень встановленими засобами регулювання.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введіть текст]

Споживачі електричної енергії можуть перебувати безпосередньо на шинах низької напруги підстанцій або можуть бути віддалені від них, тому на шинах низької напруги підстанцій повинні бути задані необхідні напруги з урахуванням компенсації падіння напруги від шин підстанції до шин споживачів.

Регулювання здійснюється за допомогою пристрою РПН силових трансформаторів.

У всіх обраних трансформаторів регулювання здійснюється в межах  $\pm 9 \cdot 1,78\%$ , звідки ціна відпайки  $115 \cdot 1,78\% = 2,047$  кВ.

$$k_{\text{треб}} = \frac{(115 \pm n \times 2,047)}{10,5} = \frac{U_{\text{iaH}}^B}{U_{\text{треб}}}, \quad (6.10)$$

де  $U_{\text{треб}}$  - необхідна напруга на шинах НН ПС, кВ;

Приймаємо, що споживач знаходиться в безпосередній близькості від шин низької напруги ПС. отже  $U_{\text{треб}} = U_{\text{ном}} = 10,5$  кВ;

Необхідна відпайка трансформатора знаходиться як:

$$n = \frac{U_{\text{iaH}}^B / U_{\text{треб}} \times 10,5 - 115}{2,047}, \quad (6.11)$$

З формули 9.9 знаходимо, що

$$U_{\text{норм}} = \frac{U_{\text{iaH}}^B \times 10,5}{115 - n \times 2,047}, \quad (6.12)$$

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 111:

$$n = \frac{100.388 / 10,5 \times 10,5 - 115}{2,047} = -7.13;$$

Приймаємо відпайку -7

[Введіть текст]

Тепер визначимо напругу споживача при роботі трансформатора на даній відпайці:

$$U_{\text{потр}} = \frac{100.388 \times 10,5}{115 - 7 \times 2,047} = 10,47 \text{ кВ};$$

Аналогічним чином визначаються відпайки і в інших вузлах. Всі отримані значення занесені в таблицю 6.3

Таблиця 6.3 - Вибір відпайок трансформатора

№ вузла	111	61	21	81	31
Необхідну напругу на шинах ПС, кВ	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
U на шинах ПС до регулювання, кВ	8,8	9,727	9,72	9,642	10,174
раціональна відпайка	-7	-4	-2	-2	-2
U на шинах ПС після регулювання, кВ	10,47	10,52	10,52	10,44	10,56

Аналіз якості електроенергії у споживача дозволяє зробити висновок, що додаткових коштів регулювання напруги з умов нормального режиму максимальних навантажень не потрібно.

## **6.2 Розрахунок встановленого режиму максимальних навантажень. варіант 3**

### 6.2.1 Складання схеми заміщення мережі та визначення її параметрів

Для розрахунку складена схема заміщення мережі (рисунок 6.5), параметри схеми заміщення наведені в таблиці 6.1 (по вузлах схеми) і в таблиці 6.4 (по гілках схеми). При складанні схеми були враховані розрахунки ланцюгів навантаження в попередньому варіанті.



[Введіть текст]

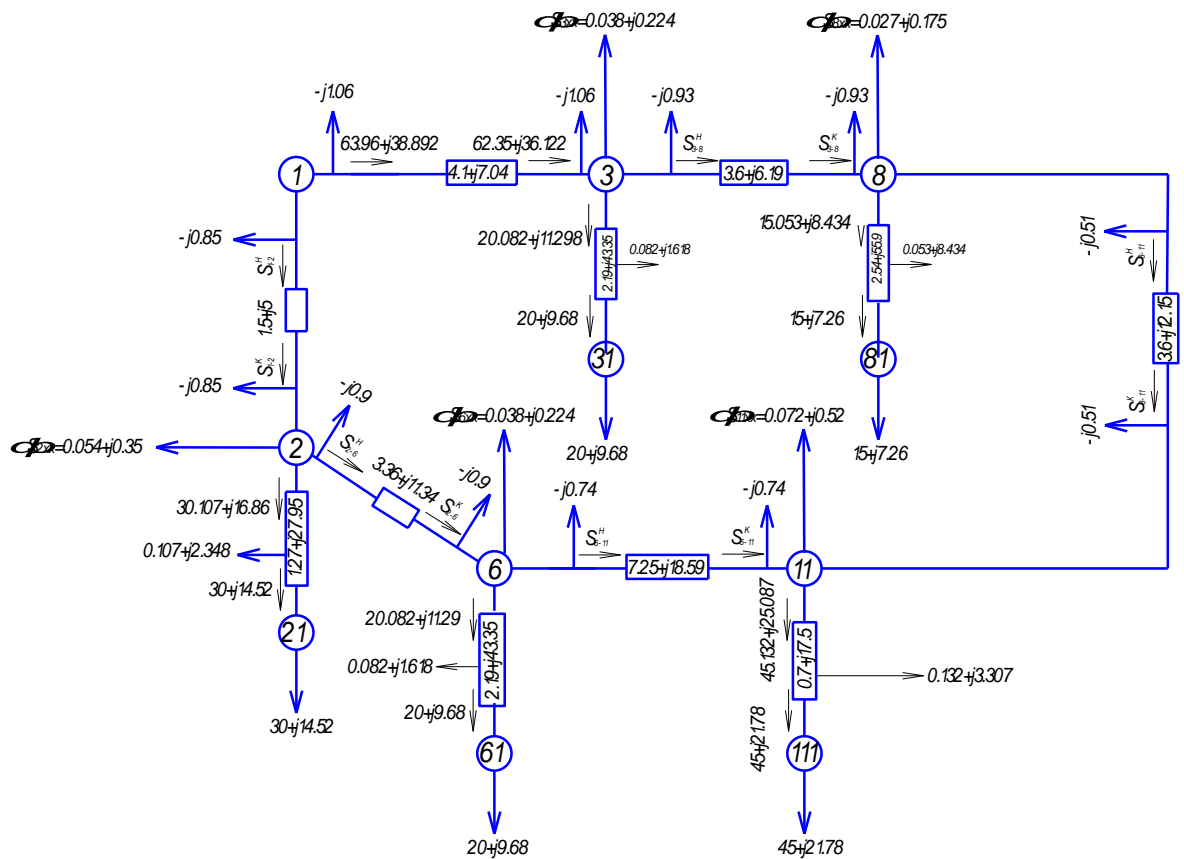


Рисунок 6.5 - Схема заміщення мережі. варіант 3

Таблиця 6.4 - Параметри гілок мережі

№ вузла		Довжина лінії	R, Ом	X, Ом	B <sub>л</sub> мкСм	Q <sub>сэл</sub> / 2 МВАР	k <sub>ТН</sub>
поч.	кін.						
1	3	33	4,1085	7,0455	175,56	1,06214	-
3	31	2	2,19	43,35	-	-	0,095
3	8	29	3,6105	6,1915	154,28	0,93339	-
8	81	1	2,54	55,9	-	-	0,091
1	2	25	1,5	5	140,5	0,85003	-
2	21	2	1,27	27,95	-	-	0,091
2	6	28	3,36	11,34	78,68	0,47601	-
6	61	2	2,19	43,35	-	-	0,095
6	11	45	7,245	18,585	123,75	0,74869	-
11	111	2	0,7	17,35	-	-	0,091
8	11	30	3,6	12,15	84,3	0,51002	-

[Введите текст]

### 6.2.2 Визначення розрахункових еквівалентних навантажень вузлів, що входять в кільце

$$S_{23} = 30.107 + 0.054 + j16.86 + j0.35 - j0.85 - j0.9 = 30.161 + j15.46 \text{ МВА}$$

$$S_{83} = 15,053 + 0.027 + j8.434 + j0.175 - j0.51 - j0.93 = 15.08 + j7.169 \text{ МВА}$$

$$S_{33} = 20.082 + 0.038 + j11.298 - j1.06 - j0.93 + j0.224 = 20.12 + j9.532 \text{ МВА}$$

$$S_{119} = 45,132 + j25.087 + 0.072 + j0.52 - j0.74 - j0.51 = 45.2 + j24.357 \text{ МВА}$$

$$S_{63} = 20.082 + j11.29 - j0.9 - j0.74 + 0.038 + j0.224 = 20.12 + j9.874 \text{ МВА}$$

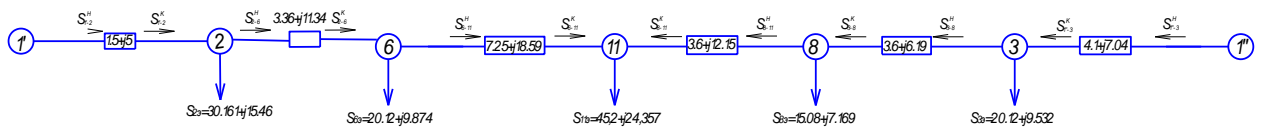


Рисунок 6.6 - Схема заміщення мережі з розрахунковими навантаженнями, розрізана по базисному вузлу. варіант 3

### 6.2.3 Розрахунок потоків потужності і знаходження точки поточкорозділу

Кільцеву схему мережі розраховують, розрізаючи її по балансуєчому вузлі 1 (рисунок 6.1). Спочатку за формулами (6.13) знаходять розподіл потоків потужності в мережі без урахування втрат в залежності від навантажень і повних комплексних опорів гілок мережі, що входять в кільце; визначають точку поточкороздела і потоки потужності, що надходять в неї з двох сторін.

$$S_{л1} = \frac{S_{32}Z_{2B''} + S_{p3}Z_{3B''} + S_{34}Z_{4B''}}{Z_{B''B''}}, \quad (6.13)$$

$$S_{л2} = \frac{S_{32}Z_{2B'} + S_{34}Z_{4B'} + S_{33}Z_{3B'}}{Z_{B''B''}},$$

[Введите текст]

Розраховуємо потоки потужності кільцевої мережі:

$$\underline{S}_{1-2}^H = \frac{(30,161 + j15,46) \times (3,36 + j11,34 + 7,25 + j18,590\dots) + (\dots)}{(3,36 + j11,34 + 7,25 + j18,59 + 36\dots\dots)} =$$

$$= 69,255 + j32,285 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{1-3}^H = \frac{(20,12 + j9,532) \times (3,6 + j6,19 + 3,6 + j12,15\dots) + (\dots)}{(3,36 + j11,34 + 7,25 + j18,59 + 36\dots\dots)} =$$

$$= 61,426 + j34,105 \text{ MVA};$$

Перевірка:  $\underline{S}_{1-2} + \underline{S}_{1-3} = \underline{S}_{2-6} + \underline{S}_{6-11} + \underline{S}_{8-11} + \underline{S}_{11-8} + \underline{S}_{3-8}$

$$(69,255 + j32,285 + 61,426 + j34,105) =$$

$$= 20,12 + 15,08 + 45,2 + 20,12 + 30,161 + j15,46 + j9,874 + j24,357 + j7,169 + j9,532 \text{ MVA};$$

$$130,68 + j66,39 = 130,68 + j66,392 \text{ MVA}.$$

$$\underline{S}_{2-6} = 69,255 + j32,285 - 30,161 - j15,46 = 39,064 + j16,825 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{6-11} = 39,064 + j16,825 - 20,12 - j9,874 = 18,944 + j6,951 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{3-8} = 61,426 + j34,105 - 20,12 - j9,532 = 41,306 + j24,573 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{8-11} = 41,306 + j24,573 - 15,08 - j7,169 = 26,226 + j17,404 \text{ MVA};$$

Отже, точкою поточкорозділу активної і реактивної потужностей є вузол 11.

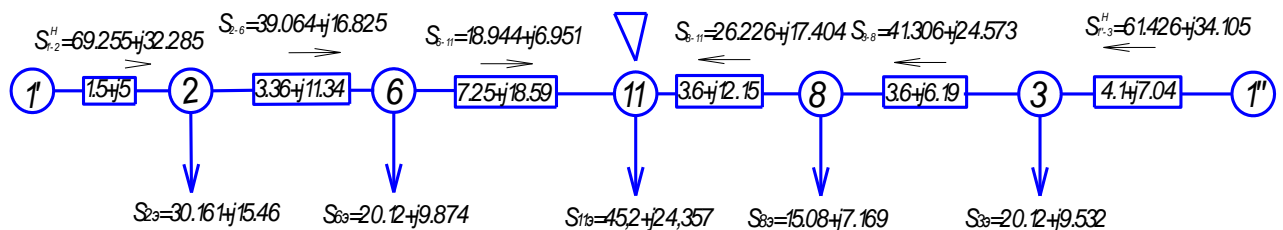


Рисунок 6.7 - Схема поточкорозділу кільцевої частини. Вар 3

Розраховуємо втрати потужності в гілках мережі:

Ділянка 6-11:

[Введіть текст]

$$S_{6-11}^K = 18.944 + j6.951 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{18.944^2 + 6.951^2}{115^2} \times 7.25 = 0.223 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{18.944^2 + 6.951^2}{115^2} \times 18.59 = 0.572 \text{ МВАр},$$

$$S_{6-11}^H = S_{6-11}^K + \Delta S = 19.167 + j7.523 \text{ МВА};$$

Ділянка 2-6:

$$S_{2-6}^K = 19.167 + j7.529 + 20.12 + j9.874 = 39.28 + j17.397 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{39.28^2 + 17.397^2}{115^2} \times 3.36 = 0.469 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{39.28^2 + 17.397^2}{115^2} \times 11.34 = 1.583 \text{ МВАр},$$

$$S_{2-6}^H = S_{2-6}^K + \Delta S = 39.749 + j18.98 \text{ МВА};$$

Ділянка 1-2:

$$S_{1-2}^K = 30.161 + j15.461 + 39.749 + j18.98 = 69.91 + j34.44 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{69.91^2 + 34.44^2}{115^2} \times 1.5 = 0.689 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{69.91^2 + 34.44^2}{115^2} \times 5 = 2.296 \text{ МВАр},$$

$$S_{1-2}^H = S_{1-2}^K + \Delta S = 70.599 + j36.736 \text{ МВА};$$

Решта розрахунків зведені на рисунку 6.7

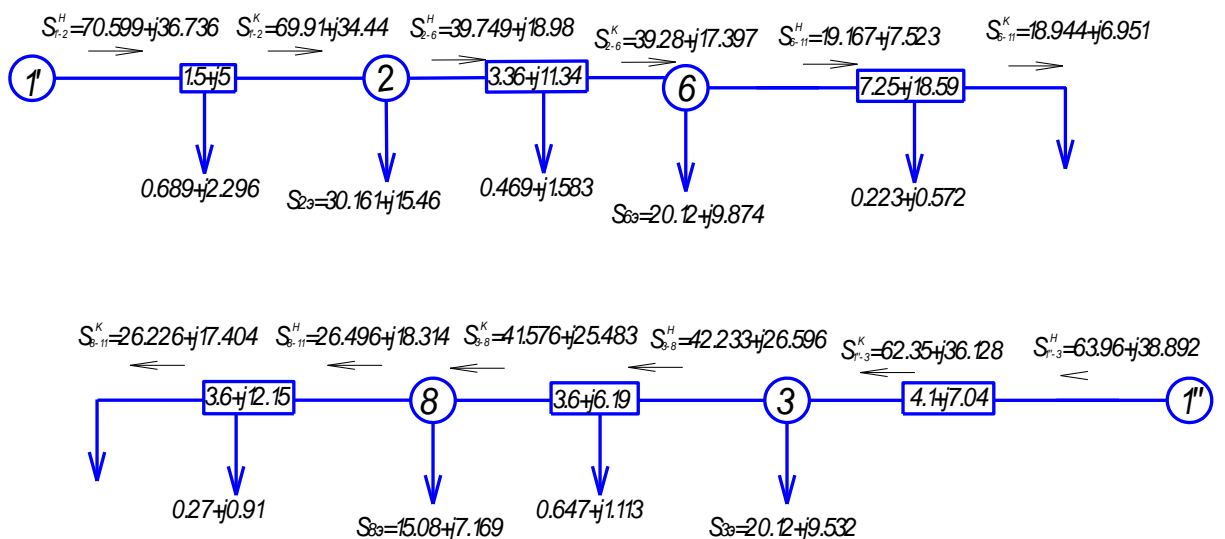


Рисунок 6.8 - Схема поточкорозподілу кільцевої частини з втратами. варіант 3

						ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			56

[Введите текст]

#### 6.2.4 Визначення напружень в вузлах схеми

Напряга в вузлі на високій стороні визначається по:

$$U_K = U_i^H - \Delta U_{i-j}^H, \quad (6.14)$$

де  $\Delta U_{i-j}^H$  - втрата напруги в галузі, кВ

$$\Delta U_{i-j}^H = \frac{P_{i-j}^H \times R_{i-j} + Q_{i-j}^H \times X_{i-j}}{U_i^H},$$

Для вузла 2 отримаємо:

$$\Delta U_{1-2}^H = \frac{P_{1-2}^H \times R_{1-2} + Q_{1-2}^H \times X_{1-2}}{U_1^H} = \frac{70.599 \times 1,5 + 36.736 \times 5}{115} = 2,518 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 115 - 2,518 = 112,482 \text{ кВ};$$

Напряга на високій стороні в інших вузлах розраховується аналогічно.

Напруги на низькій стороні визначаються за формулою:

$$U_{ia} = U_{iaH}^B \times k_{TH}, \quad (6.15)$$

де  $U_{iaH}^B$  - напруга, наведене до високої сторони, кВ;

$$U_{iaH}^B = \sqrt{\left( U_i - \frac{P_T^H \times R_T + Q_T^H \times X_T}{U_i} \right)^2 + \left( \frac{P_T^H \times X_T - Q_T^H \times R_T}{U_i} \right)^2}, \quad (6.16)$$

Для вузла 21 отримаємо:

$$U_{21} = 0.091 \sqrt{\left( 112,482 - \frac{30,107 \times 1,27 + 16,86 \times 27,95}{112,482} \right)^2 + \left( \frac{30,107 \times 27,95 - 16,86 \times 1,27}{112,482} \right)^2} = 9.846 \text{ кВ};$$

Всі проведені розрахунки нанесемо на рисунок 6.9.

[Введіть текст]

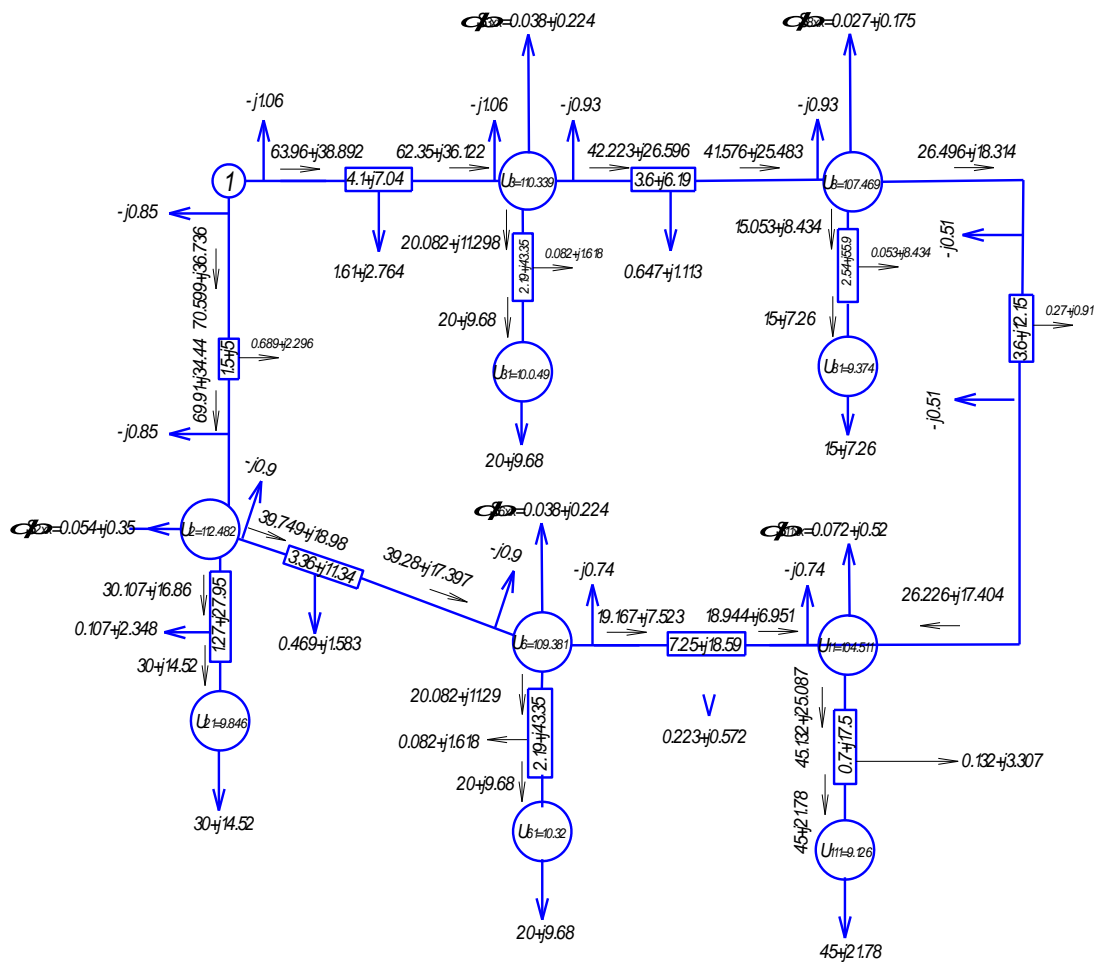


Рисунок 6.9 -Карта режиму мережі до регулювання напруги. варіант 3

### 6.2.5 Вибір засобів регулювання напруги

Відповідно до ДУСТУ 13109-87 напруга на шини споживача в нормальному режимі повинно знаходитися в інтервалі  $U_{ном} \pm 5\%$ . Якщо напруги на шини споживачів знаходяться в зазначеній зоні, але не рівні номінальним, то слід виконати регулювання напружень встановленими засобами регулювання.

Споживачі електричної енергії можуть перебувати безпосередньо на шини низької напруги підстанцій або можуть бути віддалені від них, тому на шини низької напруги підстанцій повинні бути задані необхідні напруги з урахуванням компенсації падіння напруги від шин підстанції до шин споживачів.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введіть текст]

Регулювання здійснюється за допомогою пристрою РПН силових трансформаторів.

У всіх обраних трансформаторів регулювання здійснюється в межах  $\pm 9 \cdot 1,78\%$ , звідки ціна отпайки  $115 \cdot 1,78\% = 2,047$  кВ.

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 21:

$$n = \frac{12.482 / 10,5 \times 10,5 - 115}{2,047} = 1;$$

Приймаємо відпайку -1.

Тепер визначимо напругу споживача при роботі трансформатора на даній відпайці:

$$U_{\text{потр}} = \frac{12.482 \times 10,5}{115 - 1 \times 2,047} = 10,45 \text{ кВ};$$

Аналогічним чином визначаються відпайка і в інших вузлах. Всі отримані значення занесені в таблицю 9.5.

Таблиця 6.5 - Вибір відпайок трансформатора

№ вузла	111	61	21	81	31
Необхідну напругу на шинах ПС, кВ	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
U на шинах ПС до регулювання, кВ	9,126	10,32	9,846	9,374	10,049
раціональна відпайка	-5	-3	-1	-4	-2
U на шинах ПС після регулювання, кВ	10,47	10,55	10,45	10,56	10,44

Аналіз якості електроенергії у споживача дозволяє зробити висновок, що додаткових коштів регулювання напруги з умов нормального режиму максимальних навантажень не потрібно.

### 6.3 Розрахунок встановлених післяаварійних режимів. Варіант 1

#### 6.3.1 Обрив одного ланцюга на ділянці 6-11

[Введіть текст]

При обриві лінії опір даної ділянки зростає в два рази, а зарядна ємність зменшиться в два рази. При цьому всі розрахунки для ділянки 1-8 залишаються такими ж. Схема заміщення мережі приведена на рис. 6.9.

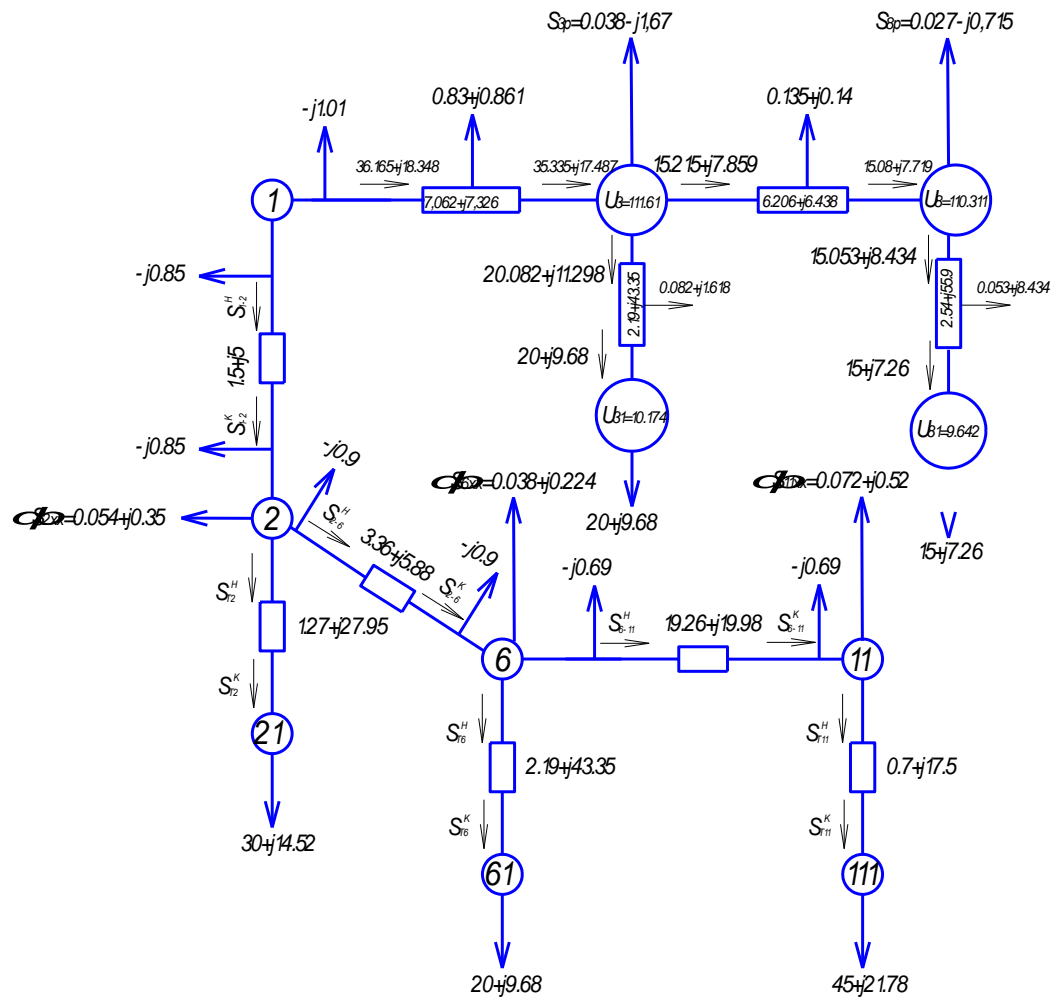


Рисунок 6.10 - Схема заміщення мережі при обриві на 6-11

### 6.3.2 Визначення розрахункових навантажень вузлів

$$S_{11p} = 0.072 + j0.52 - j0.69 = 0.072 - j0.17 \text{ МВА}$$

$$S_{6p} = 0.038 + j0.224 - j0.9 - j0.69 = 0.038 - j1.366 \text{ МВА}$$

$$S_{2p} = 0.054 + j0.35 - j0.9 - j0.85 = 0.054 - j1.4 \text{ МВА}$$

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



[Введите текст]

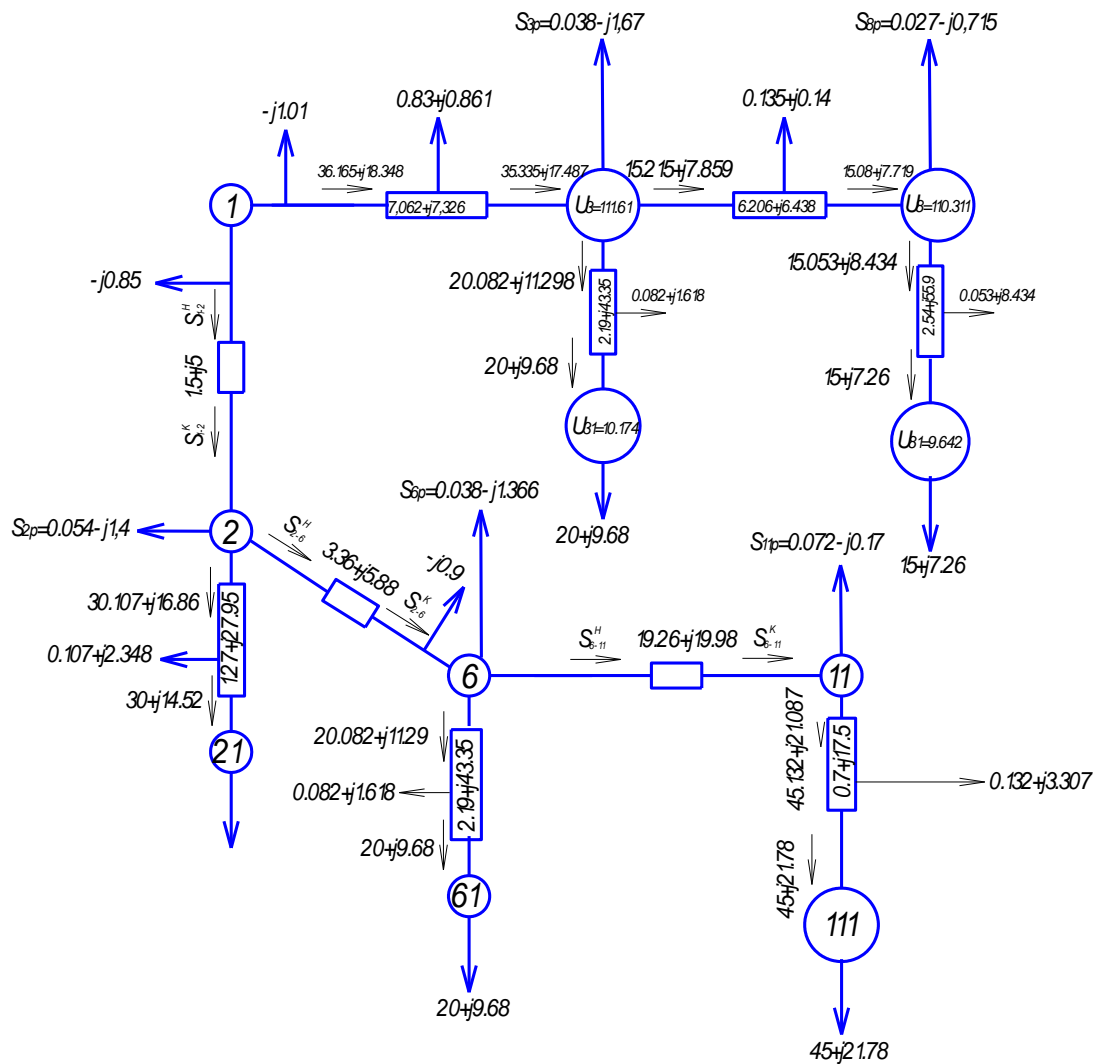


Рисунок 6.11 - Розрахункова схема заміщення мережі при обриві на 6-11

### 6.3.3 Визначення втрат

Ділянка 6-11:

$$S_{6-11}^K = 45.132 + j25.087 + 0.072 - j0.17 = 45.204 + j24.917 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{45.204^2 + 24.917^2}{115^2} \times 19.26 = 3.862 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{45.204^2 + 24.917^2}{115^2} \times 19.26 = 4.006 \text{ МВАр},$$

$$S_{6-11}^H = S_{6-11}^K + \Delta S = 49.06 + j28.671 \text{ МВА};$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введите текст]

Ділянка 2-6:

$$S_{2-6}^K = 49.06 + j28.67 + 20.082 + j11.29 + 0.038 - j1.366 = 69.18 + j38.595 \text{ MVA};$$

$$\Delta P = \frac{69.18^2 + 38.595^2}{115^2} \times 3.36 = 1.594 \text{ MW},$$

$$\Delta Q = \frac{69.18^2 + 38.595^2}{115^2} \times 5.88 = 2.79 \text{ MVar},$$

$$S_{2-6}^H = S_{2-6}^K + \Delta S = 70.74 + j41.385 \text{ MVA};$$

Ділянка 1-2:

$$S_{1-2}^K = 0.054 + 70.774 + 30.107 + j16.86 + j41.385 - j1.4 = 100.93 + j56.845 \text{ MVA};$$

$$\Delta P = \frac{100.93^2 + 56.845^2}{115^2} \times 1.5 = 1.522 \text{ MW},$$

$$\Delta Q = \frac{100.93^2 + 56.845^2}{115^2} \times 5 = 5.073 \text{ MVar},$$

$$S_{1-2}^H = S_{1-2}^K + \Delta S = 102.452 + j61.918 \text{ MVA};$$

$$S_B = 102.452 + j61.918 + 36.165 + j18.348 - j0.85 - j1.01 = 138.61 + j78.406 \text{ MVA}; 102$$

### 6.3.4 Визначення напружень в вузлах схеми

$$\Delta U_{1-2}^H = \frac{P_{1-2}^H \times R_{1-2} + Q_{1-2}^H \times X_{1-2}}{U_1^H} = \frac{102.452 \times 1.5 + 61.918 \times 5}{115} = 4.028 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 115 - 4.028 = 110.912 \text{ кВ};$$

Напряга на високій стороні в інших вузлах розраховується аналогічно.

Для вузла 21 :

$$U_{21} = 0.091 \sqrt{\left(110.972 - \frac{30.107 \times 1.27 + 16.86 \times 27.95}{110.972}\right)^2 + \left(\frac{30.107 \times 27.95 + 16.86 \times 1.27}{110.972}\right)^2} = 9.704 \text{ кВ};$$

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

[Введіть текст]

Решта напруги розраховуються аналогічним чином, всі результати показані на малюнку 6.11.

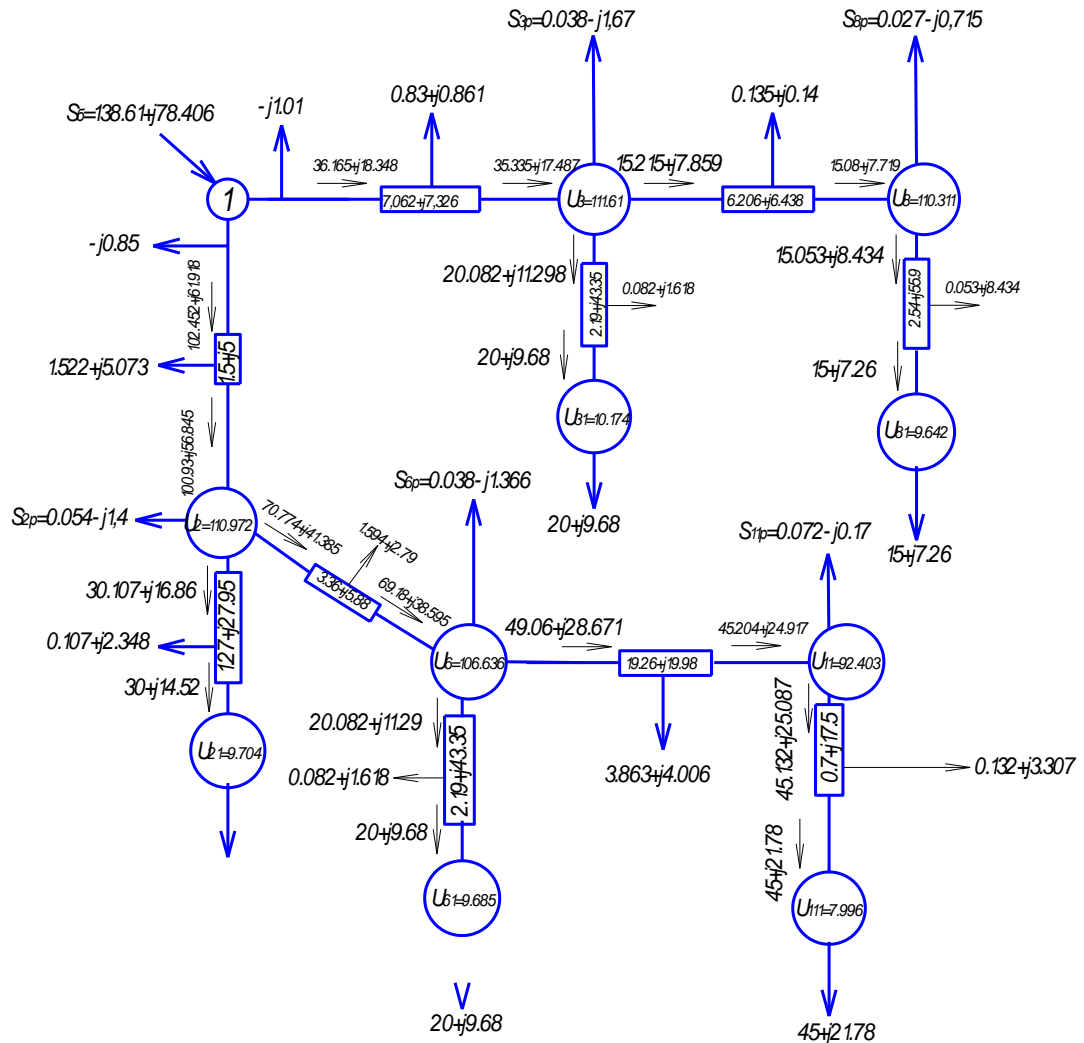


Рисунок 6.12 - карта режиму без урахування регулювання напруги.  
Варіант 1, обрив одного ланцюга лінії 6-11

### 6.3.5 Вибір засобів регулювання напруги

Відповідно до ДУСТУ 13109-87 напруга на шинах споживача в нормальному режимі повинно знаходитися в інтервалі  $U_{ном} \pm 5\%$ . Якщо напруги на шинах споживачів знаходяться в зазначеній зоні, але не рівні номінальним, то слід виконати регулювання напружень встановленими засобами регулювання.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введіть текст]

Споживачі електричної енергії можуть перебувати безпосередньо на шинах низької напруги підстанцій або можуть бути віддалені від них, тому на шинах низької напруги підстанцій повинні бути задані необхідні напруги з урахуванням компенсації падіння напруги від шин підстанції до шин споживачів.

Регулювання здійснюється за допомогою пристрою РПН силових трансформаторів.

У всіх обраних трансформаторів регулювання здійснюється в межах  $\pm 9 \cdot 1,78\%$ , звідки ціна відпайки  $115 \cdot 1,78\% = 2,047$  кВ.

Розглянемо вибір відпайки на прикладі вузла 111:

$$n = \frac{92.403/10,5 \times 10,5 - 115}{2,047} = -9;$$

Приймаємо відпайку -9

Тепер визначимо напругу споживача при роботі трансформатора на даній відпайці:

$$U_{\text{потр}} = \frac{92.403 \times 10,5}{115 - 9 \times 2,047} = 10,05 \text{ кВ};$$

Аналогічним чином визначаються відпайки і в інших вузлах. Всі отримані значення занесені в таблицю 9.6.

Таблиця 6.6 - Вибір відпаек трансформатора при аварії на 6-11

№ вузла	111	61	21	81	31
Необхідну напругу на шинах ПС, кВ	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
U на шинах ПС до регулювання, кВ	7,996	9,685	9,704	9,642	10,174
раціональна відпайка	-9	-4	-2	-2	-2
U на шинах ПС після регулювання, кВ	10,05	10,48	10,5	10,44	10,56

Аналіз якості електроенергії у споживача дозволяє зробити висновок, що додаткових коштів регулювання напруги з умов аварійного режиму при обриві одного ланцюга на ділянці 6-11 не потрібно.

## 6.4 Розрахунок встановлених післяаварійних режимів. варіант 3

### 6.4.1 Відключення джерела з боку 1-2

При відключенні джерела кільцева схема перетворюється в радіальну і, отже, використовуючи всі розрахунки споживчих ділянок схеми заміщення попередніх розрахунків, послідовно як при радіальній схемі розраховуємо втрати потужності і напруги, тобто розрахунок ведемо аналогічно розрахунку нормального режиму радіальної схеми. Схема заміщення мережі приведена на рис. 9.12.

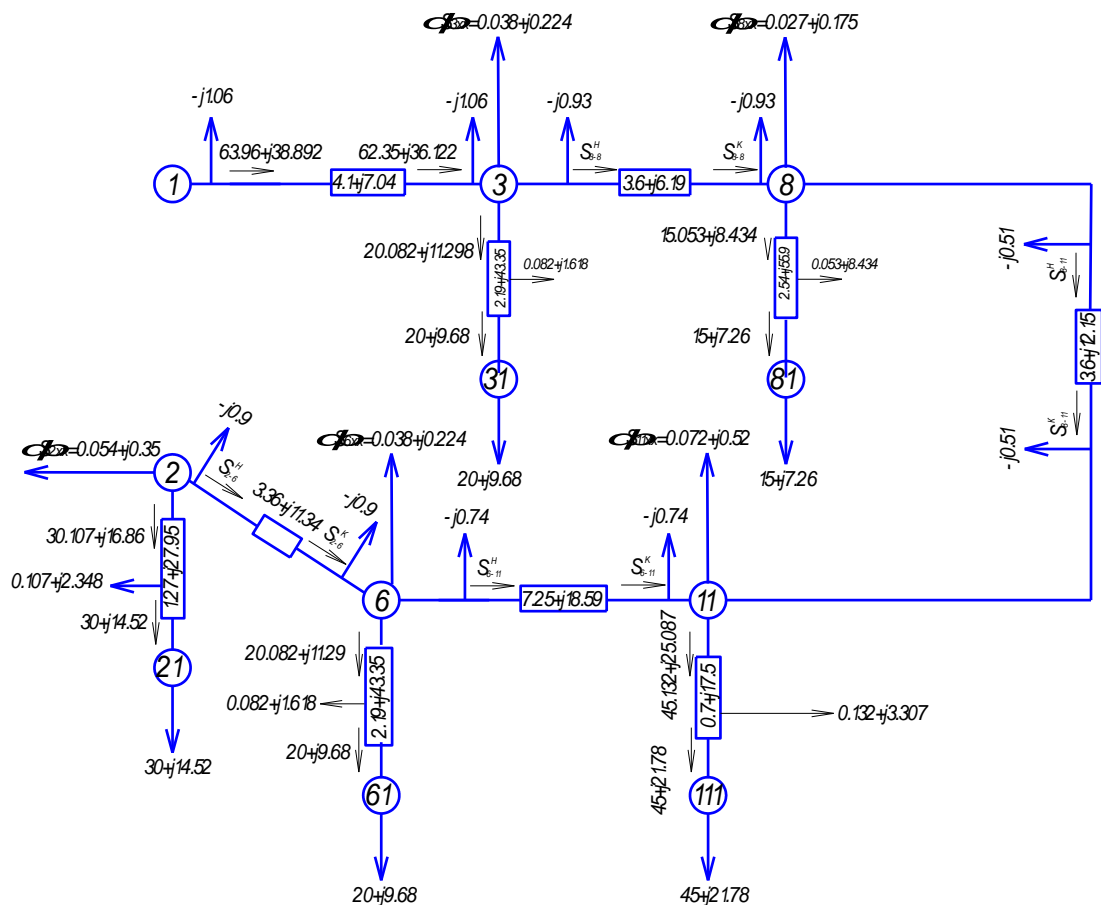


Рисунок 6.13 - Схема заміщення мережі при відключенні джерела з боку лінії 1-2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

[Введите текст]

#### 6.4.2 Визначення втрат

Ділянка 6-11:

$$S_{2-6}^K = 30.107 + 0.054 + j16.86 + j0.35 - j0.9 = 30.161 + j16.31 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{30.161^2 + 16.31^2}{115^2} \times 3.36 = 0.299 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{30.161^2 + 16.31^2}{115^2} \times 11.34 = 1.008 \text{ МВАр},$$

$$S_{2-6}^H = S_{2-6}^K + \Delta S = 30.46 + j17.308 \text{ МВА};$$

Ділянка 6-11:

$$S_{6-11}^K = 30.46 + j17.308 + 0.038 + j0.224 + 20.082 + \\ + j11.29 - j0.9 - j0.74 = 50.58 + j27.182 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{50.58^2 + 27.182^2}{115^2} \times 7.25 = 1.8 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{50.58^2 + 27.182^2}{115^2} \times 18.59 = 4.635 \text{ МВАр},$$

$$S_{6-11}^H = S_{6-11}^K + \Delta S = 52.388 + j31.817 \text{ МВА};$$

Ділянка 11-8:

$$S_{11-8}^K = 52.388 + j31.817 + 0.072 + j0.52 + 45.132 + \\ + j25.087 - j0.74 - j0.51 = 97.592 + j56.174 \text{ МВА};$$

$$\Delta P = \frac{97.592^2 + 56.174^2}{115^2} \times 3.6 = 3.452 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{97.592^2 + 56.174^2}{115^2} \times 12.15 = 11.649 \text{ МВАр},$$

$$S_{11-8}^H = S_{11-8}^K + \Delta S = 101.044 + j67.823 \text{ МВА};$$

Подальші розрахунки зобразимо на рисунку 6.13.

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

[Введите текст]

### 6.4.3 Визначення напружень в вузлах схеми

$$\Delta U_{1-3}^H = \frac{P_{1-3}^H \times R_{1-3} + Q_{1-3}^H \times X_{1-3}}{U_1^H} = \frac{150.301 \times 4.1 + 108.643 \times 7.04}{115} = 12 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 115 - 12 = 102.991 \text{ кВ};$$

Напряга на високій стороні в інших вузлах розраховується аналогічно.

Для вузла 31 отримаємо:

$$U_{31} = 0.095 \sqrt{\left( 102.991 - \frac{20.082 \times 2.19 + 11.298 \times 43.35}{102.991} \right)^2 + \left( \frac{20.082 \times 43.35 + 11.298 \times 2.19}{102.991} \right)^2} = 9.325 \text{ кВ};$$

Решта напруги розраховуються аналогічним чином, всі результати показані на малюнку 6.13.

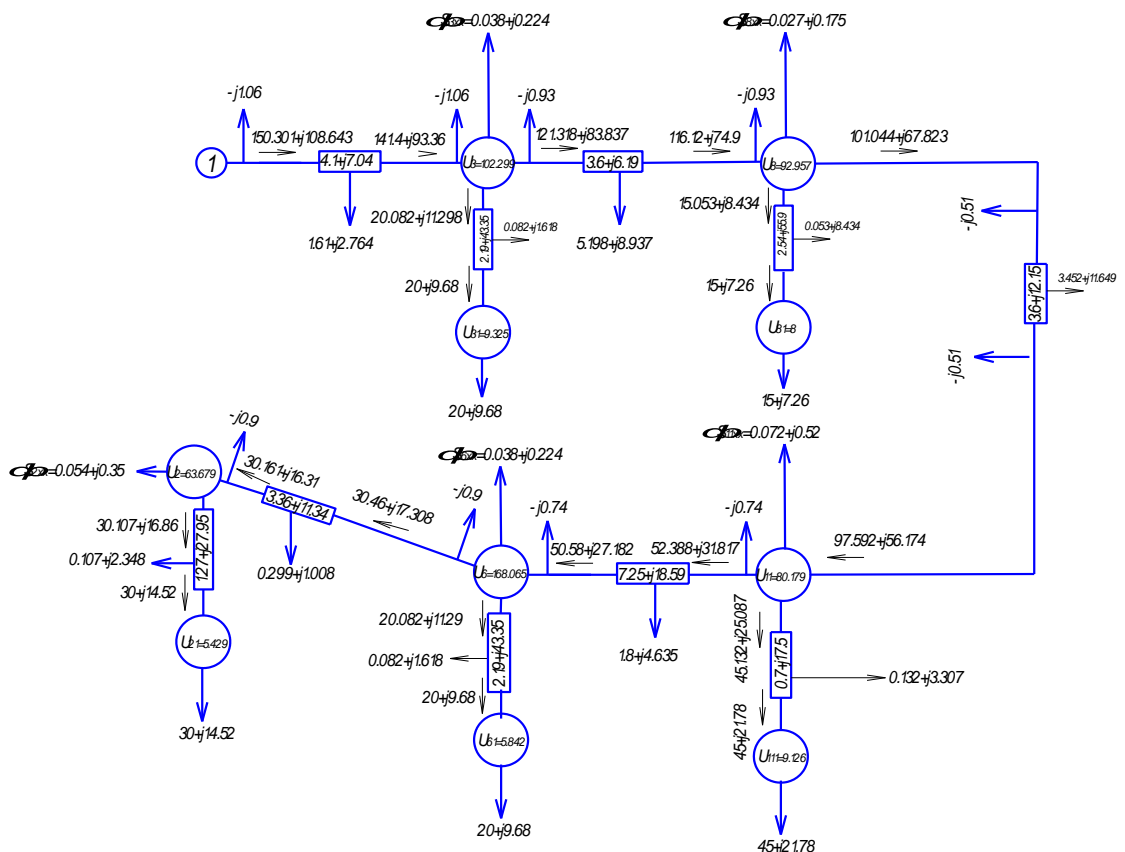


Рисунок 6.14 - карта режиму без урахування регулювання напруги.

Варіант 3, відключення джерела з боку лінії 1-2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## РОЗДІЛ 7. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 7.1 Аналіз ризику щодо охорони праці в умовах функціонування РЕМ

Служба охорони праці створюється на підприємствах, установах і організаціях незалежно від форми власності та виду діяльності для виконання правових, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних, соціально-економічних і лікувально-профілактичних заходів, спрямованих на запобігання нещасним випадкам, професійним захворюванням і аваріям в процесі праці. За багаторічними статистичними даними електротравми в загальному виробничому травматизмі складають біля 1 %, а в смертельному -15% і більше. Кількісно електротравматизм в Україні, наприклад, за 1998 р. характеризується такими показниками: всього зафіксовано виробничих електротравм біля 500, у тому числі смертельних біля 150. В тому ж році загальний виробничий травматизм в Україні складав біля 50000 випадків, у т.ч. 1350 зі смертельними наслідками.

Приведені показники підтверджують дані багаторічної статистики щодо частки електротравм у загальному елетротравматизмі по Україні. Крім виробництва, електроенергія з кожним роком знаходить все більше застосування в побуті. Недотримання вимог безпеки в цьому випадку супроводжується електротравмами, щорічна кількість яких значно перевищує виробничі електротравми. Так, у тому ж 1998 р. загальна кількість електротравм зі смертельними наслідками (на виробництві і поза виробництвом) в Україні склала майже 1600, а в усьому світі, за даними міжнародних організацій, зафіксовано біля 25000 смертельних електротравм. Таким чином, при чисельності населення України менше 1% від світової, кількість смертельних електротравм перевищує 6% від загальносвітової. Приведене вище свідчить про наявність в Україні серйозної проблеми з

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68



[Введіть текст]

електротравматизмом. За кожною електротравмою, і особливо тяжкою, стоять трагедія особи, сім'ї, суспільства, значні матеріальні втрати і втрати трудових ресурсів, несприятливі для суспільства морально-етичні та соціально-політичні наслідки.

Електротравми відбуваються при потраплянні людей під напругу в результаті доторкання до елементів електроустановки з різними потенціалами, чи потенціал яких відрізняється від потенціалу землі, в результаті утворення електричної дуг між елементами електроустановки безпосередньо, або між останніми і людиною, яка має контакт з землею, а також в результаті дії напруги кроку. Як попередньо зазначалось, електротравми в загальному виробничому травматизмі складають біля 1%, а в смертельному - біля 15-20%. Останнє свідчить про зміщення виду електротравм у бік тяжких, що є однією з особливостей електротравматизму.

Чинники, що впливають на тяжкість ураження людини електричним струмом, діляться на три групи: електричного характеру, неелектричного характеру і чинники виробничого середовища.

Як і при інших видах травм, при електротравмах виділяють технічні, організаційно-технічні, організаційні і організаційно-соціальні їх причини.

## **7.2 Побудова системи зонального захисту від грозових, імпульсних і комутаційних перенапруг**

Блискавка - гігантський електричний іскровий розряд в атмосфері, що зазвичай відбувається під час грози, виявляється яскравим спалахом світла і супроводжується їй громом. Товщина самої блискавки (каналу блискавки)

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

[Введіть текст]

становить приблизно 5-10 см і має довжину від одного до декількох сотень кілометрів.

Всім відомо, які наслідки несе враження блискавкою - це пожежі та механічні ушкодження, травми, загибель людей і тварин, пошкодження електричного й електронного устаткування.

Останнім часом спостерігається небувалий сплеск активності блискавки. Якщо 10 років тому максимальне значення струму блискавки в світі було 200 кА, то зараз вже є зареєстровані випадки, коли струм блискавки досягав 400 кА. Блискавки - серйозна загроза для життя людей. Ураження блискавкою часто відбувається на відкритих просторах, оскільки електричний струм йде найкоротшим шляхом «грозова хмара-земля». Часто блискавка потрапляє в дерева і трансформаторні установки викликаючи їхнє загоряння. Звичайний грозовий розряд небезпечний для телевізійних і радіоантен, розташованих на дахах висотних будинків, а також для мережевого обладнання. Мільйони перенапруг виникають щомиті у всіх мережах світу, лініях і дротах. Їх величина коливається від найменших, часток вольт, до сотень тисяч вольт.

Наслідками перенапруг можуть бути як відключення світла в квартирі на кілька хвилин, так і аварії на електростанціях, внаслідок чого без електрики залишаються великі міста і суміжні райони.

Сучасне електронне обладнання стає все меншим, все швидшим, все потужнішим і все більш чутливим до перешкод. Зростаюча мініатюризація та комплексність, з одного боку, підвищують чутливість цих вузлів до паразитних струмів та перенапруг. З іншого боку, вони призводять до того, що за певних обставин при відмові хоча б одного блоку відбувається збій всієї системи електронної обробки даних або зупинка виробничої лінії. У таких випадках пошкодження самого обладнання буде найменшою з бід. Зупинка виробництва на кілька днів або втрата технологічних даних коштують набагато дорожче, ніж заміна пошкоджених блоків. Не кожен

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

[Введіть текст]

перепад напруги може вивести з ладу обладнання, але кожен з них неминуче призводить до прискорення старіння електронних компонентів.

Потенціали напруги та перехідні процеси можуть призвести до пошкодження і відмови мікроелектроніки в сфері інформатики, вимірювальної, керуючої і регулюючої техніки, телекомунікацій і техніки високих частот. Перенапруги - це будь-яке збільшення значення напруги (а як наслідок - і струму) в будь-якій ділянці лінії, що досягає значень, небезпечних для ізоляції, обладнання та людей, пов'язаних з даною лінією. Імпульсні перенапруги можуть бути грозові - викликані розрядами блискавки, комутаційні або електромагнітні та електростатичні. Збої в роботі устаткування в результаті удару блискавки відбуваються досить часто. Нажаль, в Україні немає статистики про масштаби ушкоджень, заподіяних імпульсними перенапругами.

Згідно зі статистикою країн Євросоюзу, відсоток ушкоджень комп'ютерного обладнання, внаслідок імпульсного перенапруження через удар блискавки, є високим:

Основні джерела імпульсних перенапруг:

- Грозові розряди;
- Комутаційні процеси;
- Електростатичні розряди.

Вплив імпульсних перенапруг на електроніку:

- руйнування (часткове або повне);
- збої, втрата інформації;
- скорочення терміну служби.
- руйнування (часткове або повне) безпосередньо впливає на:

Прямий збиток у зв'язку з виходом з ладу обладнання (мільйони грн.):

- вартість робочої сили, необхідної для заміни обладнання, що вийшло з ладу;

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

[Введіть текст]

– вартість простою обладнання (зупинки технічного процесу, ненадання послуги тощо);

– в окремих випадках збій в роботі обладнання пов'язаний з ризиком для життя людини;

– моральна шкода, збиток для іміджу компанії.

4.3 Стійкість роботи об'єктів господарської діяльності в умовах надзвичайних ситуацій та основні шляхи її підвищення

Під стійкістю роботи об'єктів господарської діяльності (ОГД) розуміють його спроможність в умовах надзвичайної ситуації випускати продукцію в запланованому обсязі та номенклатурі, а при отриманні середніх руйнувань або порушенні зав'язків з кооперації та поставок відновлювати виробництво у мінімальні терміни.

Під стійкістю роботи об'єктів, які безпосередньо не виробляють матеріальні цінності розуміють їх спроможність виконувати свої функції в умовах надзвичайних ситуацій (НС).

На стійкість роботи ОГД в умовах НС впливають наступні фактори:

- 1) надійність захисту робітників та службовців;
- 2) спроможність інженерно-технічного комплексу об'єкта протистояти у визначеному ступеню уражаючих факторів стихійного лиха, аварій, катастроф та сучасних видів зброї;
- 3) захищеність об'єкта від вторинних уражаючих факторів (пожеж, вибухів, зараження ОР та СДОР);
- 4) надійність системи забезпечення об'єкта всім необхідним для виробництва (сировиною, паливом, комплектуючими вузлами і деталями, електроенергією, водою, газом та іншим);
- 5) стійкість та безперервність управління виробництвом та цивільною обороною (ЦО);
- 6) підготовленість об'єкта до ведення рятувальних та інших невідкладних робіт та заходів щодо порушеного виробництва.

[Введіть текст]

Перелічені фактори є основними загальними для усіх ОГД шляхи підвищення стійкості роботи в умовах НС, а саме:

- а) забезпечення надійного захисту робітників та службовців від уражаючих факторів сучасної зброї, аварії, катастрофи і стихійного лиха;
- б) захист основних виробничих факторів від уражаючих факторів, в тому числі і від вторинних, які виникають в умовах НС;
- в) стійке забезпечення всім необхідним для випуску запланованої продукції;
- г) підготовка до відновлення порушеного виробництва;
- д) підвищення надійності та оперативності управління виробництвом та ЦО.

Захист робітників та службовців досягається чотирма основними способами:

- укриття людей в захисних спорудах;
- проведення евакуаційних заходів;
- радіаційно-хімічний захист;
- медичний і біологічний захист.

Надійно захистити виробничий персонал об'єкта можливо лише при комплексному використанні усіх основних способів захисту. Захист виробничих фондів полягає у підвищенні протидії будинків, споруд і конструкції об'єкта до уражаючих факторів та захисті технологічного обладнання, верстатів, систем і комунікацій та інших засобів, що формують основу виробничого процесу.

Створення надійних систем електро-, водо- та теплозабезпечення об'єктів:

- а) підвищення стійкості електрозабезпечення:
  - розподіл схеми електромереж на незалежно працюючі частини;
  - закільцювання електромереж та підключення їх до декількох джерел енергозабезпечення;
  - створення резерву дизельних електростанцій;

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

[Введіть текст]

б) підвищення стійкості систем водопостачання:

- водопостачання від двох незалежних джерел, одне з яких підземне;
- захист джерел води та резервуарів чистої води;
- створення обвідних (байпасних) ліній навколо водонапірних веж;

в) підвищення стійкості систем газо-, тепло- та паливо-забезпечення:

- розподільні газопроводи робити підземними та передбачати їх кільцювання;
- газорозподільні станції та опорні пункти обвідних газопроводів передбачати в підземному варіанті;
- встановлювати в основних вузлових точках систем газозабезпечення автоматичні вимикаючі пристрої, які спрацьовують при аваріях.

Підвищення протипожежної стійкості:

- максимальне скорочення запасів палива та вибухонебезпечних речовин;
- проведення профілактичних протипожежних заходів;
- підготовка сил і засобів пожежогасіння.

Створення стійкості системи матеріально-технічного постачання. На ОГД створюють запаси сировини, палива, комплектуючих вузлів і деталей, обладнання, які дозволяють продовжувати роботу на випадок дезорганізації постачання.

Створення стійкості системи управління:

- підготовка протирадіаційних укриттів (ПУ) (захищених);
- забезпечення ПУ засобами зв'язку;
- використання автоматизованої системи управління.
- Підготовка до прискореного (негайного) відновлення порушеного виробництва:
- розробка необхідної технічної та технологічної документації;
- створення запасів матеріальних засобів для встановлення робіт;
- розробка розрахунків сил і засобів для відновлювальних робіт;

[Введіть текст]

– визначення вірогідної черговості робіт по відновленню виробництва з урахуванням наявних ресурсів та місцевих умов.

Крім того, на стійкість роботи ОГД буде впливати наявність підготовленої робочої сили. Підвищення надійності та оперативності управління виробництвом:

- 1) створення на об'єкті стійкої системи зв'язку;
- 2) висока підготовка керівного складу;
- 3) своєчасне прийняття вірних рішень та постановка завдань підлеглим у відповідності до обстановки, що склалася.

Підвищення стійкості роботи ОГД досягається завчасним проведенням комплексу інженерно-технічних, технологічних та організаційних заходів, які спрямовані на максимальне зниження дії уражаючих факторів і створення умов для ліквідації наслідків НС.

Інженерно-технічні заходи – це комплекс робіт, що забезпечують підвищення стійкості виробничих будинків і споруд, обладнання, комунально-енергетичних систем. Технологічні заходи забезпечують підвищення стійкості роботи об'єкта шляхом зміни технологічного процесу, що сприяє спрощенню виробництва продукції та усуває можливість виникнення вторинних уражаючих факторів.

Організаційні заходи передбачають розробку і планування дій керівного, командно-начальницького складу штабу, служб і формування ЦО при захисті робітників, і службовців, проведенні Р та ІНР, відновленні виробництва.

[Введіть текст]

## ВИСНОВКИ

У дипломному проекті розглянуті питання проектування електричної мережі з урахуванням існуючої лінії 110 кВ. Розглянуто п'ять варіантів розвитку мережі, при цьому для всіх варіантів зроблений вибір напруги мережі, перерізів ЛЕП, трансформаторів на понижуючих підстанціях і схеми розподільних пристроїв.

З п'яти схем шляхом порівняння для подальшого розгляду прийнято дві схеми.

Для останніх двох схем розраховані сталі режими мережі.

Вибір найкращого варіанта виконано на основі порівняння приведених витрат.

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76



## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. й 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 : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
- 4.Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
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., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования :учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2009. –608 с.
8. Електропостачальні системи та їх проектування [Текст]: Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т.І. Коменда., Н.В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.
10. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.

[Введіть текст]

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

12. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2\_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

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

14. 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.

15. О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса, П.А. Білим, О.О.Тесленко Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки: Навчальний посібник. – Х.: УЦЗУ, 2010. - 343 с.

					ДБ 141.1706.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78