

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) Кирик В.В.
(ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 2023 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра

на тему: «Електрична мережа 110 кВ та елементи силової електроніки у FACTS
пристроях»

Виконав: студент III-го курсу, групи ЕС-зп01
(шифр групи)

Хмельов Ярослав Геннадійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник професор, доктор техн. наук., професор Кирик В.В.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант ТН-контроль асистент. Мосаковський В.І.
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент канд. техн. наук, доцент. Бардик Є.І.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2023р.

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Факультет «Електроенерготехніки та автоматики»

(повна назва)

Кафедра «Електричних мереж та систем»

(повна назва)

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Кирик В.В.
(підпис) (ініціали, прізвище)

«___» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Хмельову Ярославу Геннадійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Електрична мережа 110 кВ та елементи силової електроніки у FACTS пристроях»,

керівник проекту Кирик Валерій Валентинович, доктор технічних наук, професор

2. Термін подання студентом проекту 18 червня 2023 р.

3. Вихідні дані до проекту: див. додаток до завдання на дипломний проект.

4. Перелік питань, які мають бути розроблені:

1) Синтез конфігурації районної електричної мережі на базі моментів потужностей;

2) Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на

підстанціях. Розрахунки їх регульованих можливостей;

3) Попереднє визначення потокорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок (Розрахунок L-схеми мережі);

4) Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок замкненої мережі. Техніко-економічне порівняння варіантів проектних рішень;

5) Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі. Підготовка вихідних даних до ітераційного розрахунку;

5.1) Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередачі;

5.2) Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів;

5.3) Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі;

6) Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні;

7) Вибір регульовальних відгалужень РПН і ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій для режиму максимальних навантажень;

8) Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі;

9) Вибір регульовальних відгалужень РПН і ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій для режиму максимальних навантажень;

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Вибір конфігурації електричної мережі;

5.2. Принципова та розрахункова схеми РЕМ;

5.3. Розрахунок режимів та вибір відгалуджень РПН та ПБВ;

6. Дата видачі завдання 3 квітня 2023 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Синтез конфігурації районної електричної мережі на базі моментів потужностей		
2	Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях. Розрахунки їх регульованих можливостей		
3	Попереднє визначення потокорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок (Розрахунок L-схеми мережі)		
4	Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок замкненої мережі. Техніко-економічне порівняння варіантів проектних рішень.		
5	Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі. Підготовка вихідних даних до ітераційного розрахунку		
6	Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні		
7	Вибір регульовальних відгалужень РПН і ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій для режиму максимальних навантажень.		
8	Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.		
9	Вибір регульовальних відгалужень РПН і ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій для після аварійного режиму роботи мережі.		

Студент

(підпис)

Хмельов Я.Г.
(ініціали, прізвище)

Керівник проекту

(підпис)

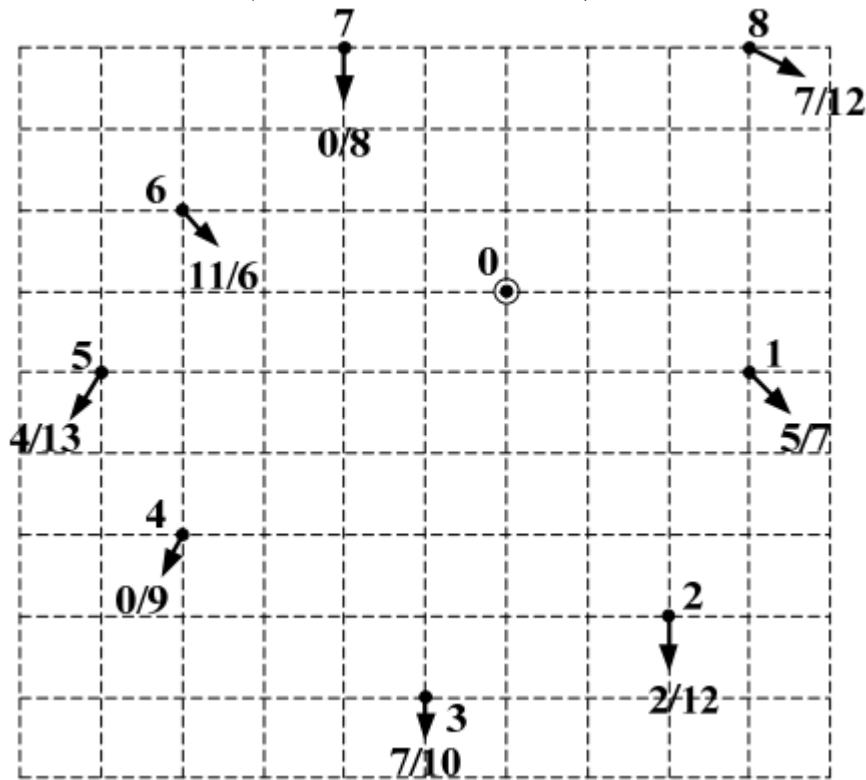
Кирик В.В.
(ініціали, прізвище)

Додаток до завдання, вихідні дані та примітки до дипломного проекту

НТУУ “КПІ” Кафедра ЕМС	Група: <u>ЕС-зн01</u>	Студент: <u>Хмельов Я. Г.</u>
---------------------------	-----------------------	-------------------------------

**Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня – “бакалавр”)
районної електричної мережі напругою 110 кВ**

Ситуаційний план
(масштаб 1см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці _____.
- Відстань між пунктом L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) -за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{nn} = 0,89$. $\cos \varphi_{cn} = 0,81$. $T_{max} = 4000$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____.
- Район I – II.
- $M_{гран} = 4500$ [МВт·км]

Примітки:

1. На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження(МВт):
числівник – навантаження на стороні С.Н.;
знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез чотирьох-п'яти різних двоконтурних схем мережі.

Завдання видане	Дата <u>03.04.2023р.</u>	Підпис викладача _____
-----------------	--------------------------	------------------------

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Електрична мережа 110 кВ та елементи силової електроніки у
FACTS пристроях»

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	4	
2	A4	ДП.0103.141.002.ПЗ	Пояснювальна записка	122	
3	A1	ДП.0103.141.002.ТК	Вибір конфігурації електричної мережі	1	
4	A1	ДП.0103.141.002.ТК	Принципова та розрахункова схеми РЕМ	1	
5	A1	ДП0103.141.002.ТК	Розрахунок режимів та вибір відгалуджень РПН та ПБВ	1	

					ДП.0103.141.002.ПЗ				
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат	Електрична мережа 110 кВ та елементи силової електроніки у FACTS пристроях	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розроб.		Хмельов Я.Г.					7	133	
Перевір.		Кирик В.В.							
Н.контр.		Мосаковський В.І				КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА ЕС-зп01			
Затв.		Кирик В.В.							

РЕФЕРАТ

Обсяг - 133 сторінки машинного тексту.

Рисунків - 38. Таблиць - 35.

Проведене в роботі дослідження дозволило виконати вибір варіантів побудови і розрахунок режиму роботи РЕМ напругою 110 кВ. Проведений розрахунок дав можливість вибрати для подальшого розгляду першута та третю схеми електричної мережі. При техніко-економічному порівнянні варіантів спорудження РЕМ, було обрано один варіант електричної мережі для спорудження, а саме перший варіант схеми. Потім було обрано кількість, потужність, тип трансформаторів на підстанціях та ліній зв'язку. Також був проведений розрахунок нормального і аварійного режиму роботи електричної мережі.

Виконаний аналіз силових електронних пристроїв засвідчив важливу роль в енергосистемі силових електронних компонентів. До них відносяться напівпровідникові елементи, силові перетворювачі та самокомутовані вентелі. Основною задачею цих пристроїв є випрямлення, інвертування, перетворення змінного та постійного струму, керування активною та реактивною потужністю та генерування та поглинання гармоніки.

Установлено, що силова електроніка займає важливе місце між виробництвом електроенергії та її споживанням, набуваючи важливого значення в умовах зростаючих вимог до керованості, особливо при вирішенні питань економії електричної енергії.

Силова електроніка робить енергосистему не тільки більш гнучкою в керуванні та стійкою до різного роду збуджень, але і дозволяє значно знизити втрати електричної енергії при роботі з частковим навантаженням (оптимізація шляхів передачі енергії), знизити капітальні втрати за рахунок можливості введення менших потужностей. При цьому відкриваються нові можливості у забезпеченні оптимальних параметрів робочих режимів ЕЕС та їхніх електричних

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Лист
						8
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

мереж за рахунок застосування нових силових пристроїв та технологій.

Бакалаврська робота містить розрахунково-пояснювальну записку та графічну частину, яка складається з 3 креслень.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГОЮ 110 КВ, ЕЛЕМЕНТИ
СИЛОВОЇ ЕЛЕКТРОНІКИ У FACTS ПРИСТРОЯХ, МОМЕНТИ ПОТУЖНОСТІ,
ІТЕРАЦІЙНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Лист
						9
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Size - 133 pages of typewritten text.

Figures - 38. Tables - 35.

The research carried out in the work made it possible to select construction options and calculate the mode of operation of the district electric network with a voltage of 110 kV. The calculation made it possible to choose the first and third scheme of the electrical network for further consideration. In the technical and economic option of building the district electric network, one option of the electric network was chosen for construction, namely the first option of the scheme. Then the number, capacity, type of transformers at substations and communication lines were selected. The calculation of the normal and emergency mode of operation of the electrical network was also carried out.

The performed analysis of power electronic devices proved the important role of power electronic components in the power system. These include semiconductor elements, power converters and self-commutating valves. The primary purpose of these devices is to rectify, invert, convert AC to DC, control active and reactive power, and generate and absorb harmonics.

It has been established that power electronics occupy an important place between the production of electricity and its consumption, gaining importance in the conditions of growing requirements for controllability, especially when solving issues of saving electrical energy.

Power electronics makes the power system not only more flexible in management and resistant to various types of excitations, but also allows to significantly reduce losses of electrical energy when working with partial load (optimization of energy transmission paths), reduce capital losses due to the possibility of introducing lower

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Лист
						10
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

capacities. At the same time, new opportunities are opening up to ensure optimal operating parameters of the electric power system and their electrical networks due to the use of new power devices and technologies.

The bachelor thesis contains a calculation and explanatory note and a graphic part, which consists of 3 drawings.

DISTRICT ELECTRICAL NETWORK WITH VOLTAGE 110 KV, ELEMENTS
OF POWER ELECTRONICS IN FACTS DEVICES, MOMENTS OF POWER,
ITERATIVE CALCULATION OF MODES

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Лист
						11
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	13
ВСТУП	14
1. ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	15
1.1. Синтез конфігурації районної електричної мережі на базі момен- тів потужностей	15
1.2. Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях. Розрахунки їх регульовальних можливостей	25
1.3. Попереднє визначення потокорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок (Розрахунок L-схеми мережі)	30
1.4. Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок замкненої мережі. Техніко-економічне порівняння варіантів проектних рішень	36
1.5. Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі Підготовка вихідних даних до ітераційного розрахунку	53
1.5.1. Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередачі	53
1.5.2. Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів	56
1.5.3. Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі	60
1.6. Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні	63
1.7. Вибір регульовальних відгалужень РПН і ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій для режиму максимальних навантажень	77
1.8. Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі	83
1.9. Вибір регульовальних відгалужень РПН і ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій для після аварійного режиму роботи мережі	96
2. ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110KV ТА ЕЛЕМЕНТИ СИЛОВОЇ ЕЛЕКТРОНІКИ У FACTS ПРИСТРОЯХ	100
2.1. Загальна характеристика пристроїв FACTS	101
2.2. Пристрої FACTS поперечної компенсації	102
2.3. Пристрої поздовжньої компенсації	106
2.4. Комбіновані пристрої FACTS	108
3. ЕЛЕМЕНТИ СИЛОВОЇ ЕЛЕКТРОНІКИ У FACTS ПРИСТРОЯХ	112
3.1. Сучасні силові електронні пристрої	112
3.2. Напівпровідникові елементи	112
3.3. Силові перетворювачі	114
3.4. Самокомутовані вентелі	115
4. ПРИНЦИПИ РОБОТИ ПРИСТРОЇВ FACTS ТА HVDC	118
4.1. Переваги керування енергосистемами	118
4.2. Статичний змінний компенсатор. Підкатегорії SVC	123
4.3. Статичний синхронний компенсатор	125
4.4. Принцип дії тиристорного керованого послідовного компенсатора	127
4.5. Статичний синхронний послідовний контроллер SSSC	129
ВИСНОВКИ	131
ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА	133

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

РЕМ – районна електрична мережа

ЕЕС – електро енергетична система

БП – блок перетворення напруги

ЛЕП – лінія електропередачі

ВН – обмотка високої напруги

СН – обмотка середньої напруги

НН – обмотка низької напруги

ПТЕ – правила технічної експлуатації

РПН – регулювання під навантаженням

ПЛ – повітряна лінія

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

ПБЗ – перемикання без збудження

HVDC – системи високої напруги постійного струму

ІЕЕЕ – Інститут інженерів з електротехніки та електроніки

ІРС – регулятор потужності між фазами

ІРФС – контролер потоків потужності між лініями електропередач

SSSC – статичний синхронний поздовжній компенсатор

STATCOM – статичний синхронний компенсатор

SVC – статичний компенсатор реактивної потужності

ТСПТ – тиристорнокерований фазорегулювальний трансформатор

ТСКС – тиристорнокерований поздовжній конденсатор

UPFC – об'єднаний регулятор потоків потужності

FACTS – Flexible Alternative Current Transmission System (гнучкі системи транспортування змінного струму)

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		13

ВСТУП

Під РЕМ розуміється електрична мережа напругою 110 кВ і вище, що об'єднує у своєму складі багато джерел живлення (електричні станції) і сотні понижуючих підстанцій, і при цьому охоплює значні території електропостачання. До складу РЕМ не рідко входять силові автотрансформатори зв'язку, для об'єднання між собою електричних мереж різних класів номінальної напруги. У окремих випадках, РЕМ виконуються розімкнутими, наприклад мережі глибокого введення на територію великих промислових підприємств, міст.

Всі окремі РЕМ поєднуються на паралельну роботу між собою в складі об'єднаної енергосистеми за допомогою міжсистемних зв'язків.

Розрахунок режимів роботи РЕМ характеризуються наступними особливостями:

1. Наявність у РЕМ багатьох джерел живлення (у той час як у місцевих мережах завжди розглядають тільки одне джерело живлення). При цьому в будь-який РЕМ всі пункти схеми підрозділяються на дві групи: звичайні й балансуючі пункти. Балансуючий пункт здійснює балансування активної й реактивної потужності в системі й насамперед беру участь у покриття сумарних втрат потужності в елементах схеми заміщення системи.

2. Наявності великого ступеня замкнутості РЕМ. Сучасна РЕМ містить сотні гілок і вузлів схеми, що визначають більший ступінь її замкнутості, а отже високу складність вироблених розрахунків її режимів.

3. Неможливість використання приближених методик розрахунку, а необхідність застосування точних методів розрахунку. Режим роботи будь-який РЕМ описується системою нелінійних рівнянь великої розмірності. Точних методів рішення систем нелінійних рівнянь не існує, тому нами використовуються ітераційні методи розрахунку.

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Синтез конфігурації районної електричної мережі на базі моментів потужностей

Конфігурація районної мережі залежить від взаємного розташування БП і вузлових прийомних підстанцій, а також від прийнятої системи забезпечення надійності (резервування) електропостачання. Зв'язок споживачів електроенергії з шиною джерела (БП) можна здійснювати за різних варіантів взаємного з'єднання ліній електропередачі. Проектування системи електропостачання завжди пов'язане з вибором оптимальної мережі, що об'єднує на спільну роботу всі вузлові прийомні підстанції споживачів електроенергії. Основою такого вибору є оцінка та порівняння техніко-економічних показників кожного з технічно рівноцінних варіантів спорудження мережі.

Побудову конфігурації проектованої районної мережі рекомендовано виконувати на основі граничних електричних моментів потужностей:

$$M = P_i \cdot l_{\text{БП}-i}, \quad (1.1)$$

де P_i – активна потужність, прикладена в i -му пункті схеми, МВт;

$l_{\text{БП}-i}$ – сумарна довжина ділянок між БП та i -м пунктом схеми, км.

Чисельні величини останніх, отримані для відповідних класів номінальних напруг на основі аналізу статистичних даних щодо граничних значень довжин ліній і переданих ними активних потужностей. Для $U_{\text{н}}=110$ кВ, $M_{\text{гран}}=4500$ МВт*км.

Для синтезу схем можна рекомендувати наступний підхід до побудови схеми замкненої електричної мережі: керівник роботи вказує у завданні балансуєчий пункт системи, від якого за найкоротшою відстанню намічають спорудження лінії електропередачі до найближчої районної підстанції; розраховують момент потуж-

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ності $M' = P' \cdot l'$ значення якого порівнюють з граничним значенням моменту потужності для даного класу номінальної напруги.

Якщо розрахунковий момент потужності є меншим від цього граничного значення, то виконують наступний крок, з'єднуючи за найкоротшою відстанню вже підключену до мережі вузлову підстанцію з наступною районною підстанцією, визначають новий момент потужності $M'' = P'' \cdot l''$ від цієї підстанції до БП, сумують отриманий момент зі значенням моменту потужності M' до попередньої підстанції і т.д.

На рис 1.1 приведений у відповідному масштабі ситуаційний план.

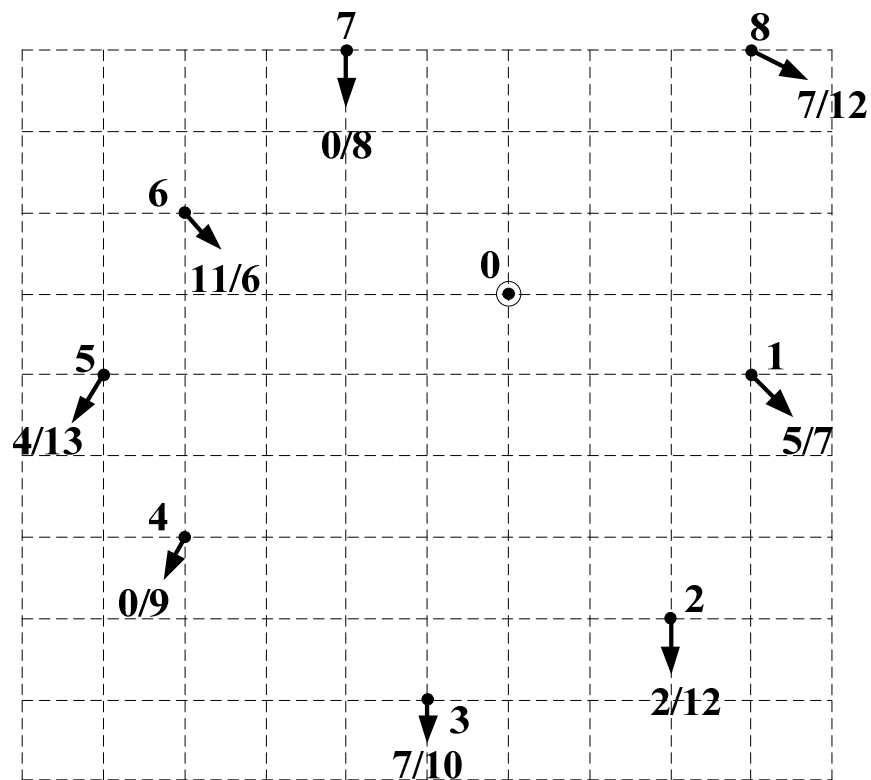


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план. (масштаб 1: 500000)

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Виконаємо синтез шести варіантів спорудження мережі.

Перший варіант:

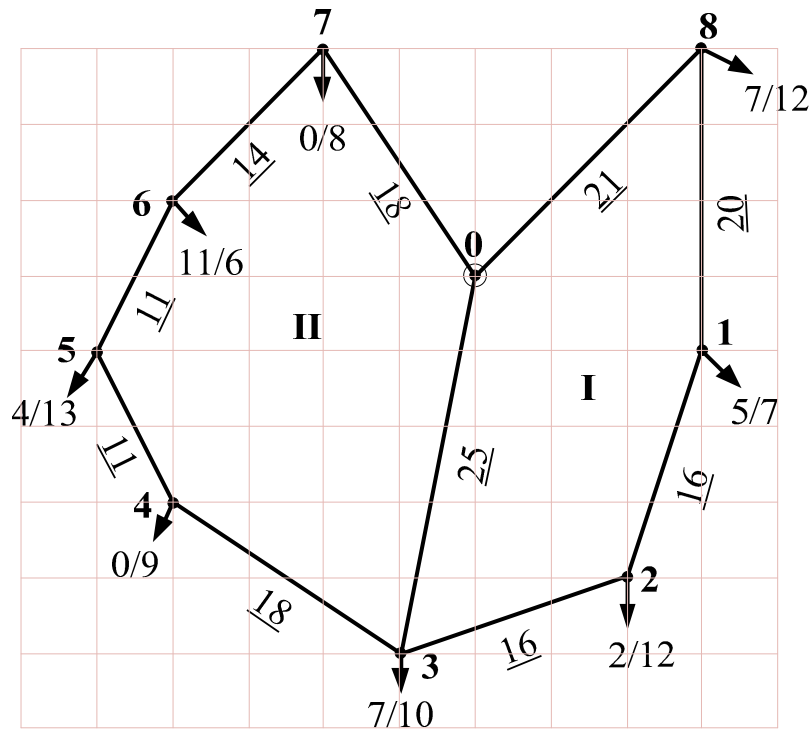


Рисунок 1.2 – Перший варіант спорудження мережі

Обчислимо моменти потужностей кожного контуру схеми згідно до (1.1):

1-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$M_I = l_{08} \cdot P_8 + (l_{08} + l_{81}) \cdot P_1 + (l_{08} + l_{81} + l_{12}) \cdot P_2 + (l_{08} + l_{81} + l_{12} + l_{23}) \cdot P_3 = \\ = 21 \cdot 19 + (21 + 20) \cdot 12 + (21 + 20 + 16) \cdot 14 + (21 + 20 + 16 + 16) \cdot 17 = 2930 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};$$

Проти годинникової стрілки:

$$M'_I = l_{03} \cdot P_3 + (l_{03} + l_{23}) \cdot P_2 + (l_{03} + l_{23} + l_{12}) \cdot P_1 + (l_{03} + l_{23} + l_{12} + l_{81}) \cdot P_8 = \\ = 25 \cdot 17 + (25 + 16) \cdot 14 + (25 + 16 + 16) \cdot 12 + (25 + 16 + 16 + 20) \cdot 19 = 3146 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};$$

2-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$M_{II} = l_{03} \cdot P_3 + (l_{03} + l_{34}) \cdot P_4 + (l_{03} + l_{34} + l_{45}) \cdot P_5 + (l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{56}) \cdot P_6 + \\ + (l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{56} + l_{67}) \cdot P_7 = \\ = 25 \cdot 17 + (25 + 18) \cdot 9 + (25 + 18 + 11) \cdot 17 + (25 + 18 + 11 + 11) \cdot 17 + \\ + (25 + 18 + 11 + 11 + 14) \cdot 8 = 3467 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};$$

Проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned}
 M'_{II} &= l_{07} \cdot P_7 + (l_{07} + l_{67}) \cdot P_6 + (l_{07} + l_{67} + l_{56}) \cdot P_5 + (l_{07} + l_{67} + l_{56} + l_{45}) \cdot P_4 + \\
 &+ (l_{07} + l_{67} + l_{56} + l_{45} + l_{34}) \cdot P_3 = \\
 &= 18 \cdot 8 + (18 + 14) \cdot 17 + (18 + 14 + 11) \cdot 17 + (18 + 14 + 11 + 11) \cdot 9 + \\
 &+ (18 + 14 + 11 + 11 + 18) \cdot 17 = 3129 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};
 \end{aligned}$$

Сумарна довжина всіх ЛЕП, які входять в дану схему мережі:

$$\begin{aligned}
 l_{\Sigma I} &= l_{08} + l_{81} + l_{12} + l_{23} + l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{07} = \\
 &= 21 + 20 + 16 + 16 + 25 + 18 + 11 + 11 + 14 + 18 = 170 \text{ (км)}.
 \end{aligned}$$

Другий варіант:

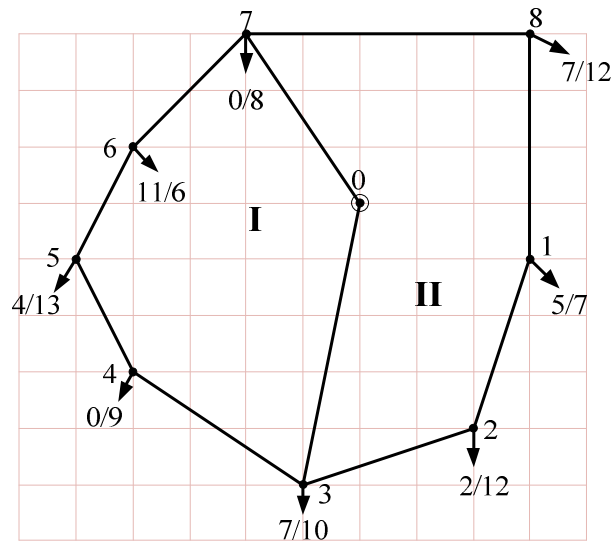


Рисунок 1.3 – Другий варіант спорудження мережі

1-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned}
 M_I &= l_{03} \cdot P_3 + (l_{03} + l_{34}) \cdot P_4 + (l_{03} + l_{34} + l_{45}) \cdot P_5 + (l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{56}) \cdot P_6 + \\
 &+ (l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{56} + l_{67}) \cdot P_7 = \\
 &= 25 \cdot 17 + (25 + 18) \cdot 9 + (25 + 18 + 11) \cdot 17 + (25 + 18 + 11 + 11) \cdot 17 + \\
 &+ (25 + 18 + 11 + 11 + 14) \cdot 8 = 3467 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};
 \end{aligned}$$

Проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned}
 M'_I &= l_{07} \cdot P_7 + (l_{07} + l_{67}) \cdot P_6 + (l_{07} + l_{67} + l_{56}) \cdot P_5 + (l_{07} + l_{67} + l_{56} + l_{45}) \cdot P_4 + \\
 &+ (l_{07} + l_{67} + l_{56} + l_{45} + l_{34}) \cdot P_3 = \\
 &= 18 \cdot 8 + (18 + 14) \cdot 17 + (18 + 14 + 11) \cdot 17 + (18 + 14 + 11 + 11) \cdot 9 + \\
 &+ (18 + 14 + 11 + 11 + 18) \cdot 17 = 3129 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};
 \end{aligned}$$

2-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned} M_{II} &= l_{07} \cdot P_7 + (l_{07} + l_{78}) \cdot P_8 + (l_{07} + l_{78} + l_{81}) \cdot P_1 + (l_{07} + l_{78} + l_{81} + l_{12}) \cdot P_2 + \\ &+ (l_{07} + l_{78} + l_{81} + l_{12} + l_{23}) \cdot P_3 = \\ &= 18 \cdot 8 + (18 + 25) \cdot 19 + (18 + 25 + 20) \cdot 12 + (18 + 25 + 20 + 16) \cdot 14 + \\ &+ (18 + 25 + 20 + 16 + 16) \cdot 17 = 4438 \text{ (МВт} \cdot \text{км)}; \end{aligned}$$

Проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned} M'_{II} &= l_{03} \cdot P_3 + (l_{03} + l_{23}) \cdot P_2 + (l_{03} + l_{23} + l_{12}) \cdot P_1 + (l_{03} + l_{23} + l_{12} + l_{81}) \cdot P_8 + \\ &+ (l_{03} + l_{23} + l_{12} + l_{81} + l_{78}) \cdot P_7 = \\ &= 25 \cdot 17 + (25 + 16) \cdot 14 + (25 + 16 + 16) \cdot 12 + (25 + 16 + 16 + 20) \cdot 19 + \\ &+ (25 + 16 + 16 + 20 + 15) \cdot 8 = 3962 \text{ (МВт} \cdot \text{км)}; \end{aligned}$$

Сумарна довжина всіх ЛЕП, які входять в дану схему мережі:

$$\begin{aligned} l_{\Sigma 2} &= l_{03} + l_{34} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{07} + l_{78} + l_{81} + l_{12} + l_{23} = \\ &= 25 + 18 + 11 + 11 + 14 + 18 + 25 + 20 + 16 + 16 = 174 \text{ (км)}. \end{aligned}$$

Третій варіант:

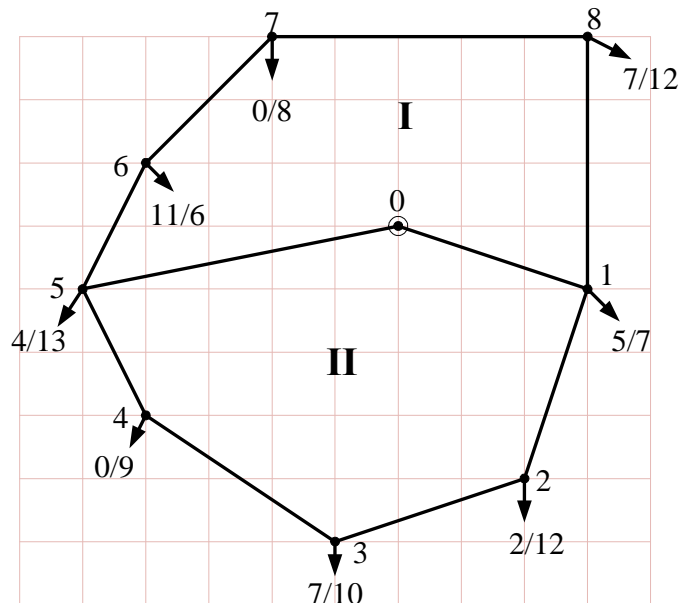


Рисунок 1.4 – Третій варіант спорудження мережі

1-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned} M_I &= l_{05} \cdot P_5 + (l_{05} + l_{56}) \cdot P_6 + (l_{05} + l_{56} + l_{67}) \cdot P_7 + (l_{05} + l_{56} + l_{67} + l_{78}) \cdot P_8 + \\ &+ (l_{05} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{81}) \cdot P_1 = \\ &= 25 \cdot 17 + (25 + 11) \cdot 17 + (25 + 11 + 14) \cdot 8 + (25 + 11 + 14 + 25) \cdot 19 + \\ &+ (25 + 11 + 14 + 25 + 20) \cdot 12 = 4002 \text{ (МВт} \cdot \text{км)}; \end{aligned}$$

Проти годинникової стрілки

$$\begin{aligned} M'_I &= l_{01} \cdot P_1 + (l_{01} + l_{81}) \cdot P_8 + (l_{01} + l_{81} + l_{78}) \cdot P_7 + (l_{01} + l_{81} + l_{78} + l_{67}) \cdot P_6 + \\ &+ (l_{01} + l_{81} + l_{78} + l_{67} + l_{56}) \cdot P_5 = \\ &= 16 \cdot 2 + (16 + 20) \cdot 19 + (16 + 20 + 25) \cdot 8 + (16 + 20 + 25 + 14) \cdot 17 + \\ &+ (16 + 20 + 25 + 14 + 11) \cdot 17 = 4101 \text{ (МВт} \cdot \text{км)}; \end{aligned}$$

2-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned} M_{II} &= l_{01} \cdot P_1 + (l_{01} + l_{12}) \cdot P_2 + (l_{01} + l_{12} + l_{23}) \cdot P_3 + (l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{34}) \cdot P_4 + \\ &+ (l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45}) \cdot P_5 = \\ &= 16 \cdot 12 + (16 + 16) \cdot 14 + (16 + 16 + 16) \cdot 17 + (16 + 16 + 16 + 18) \cdot 9 + \\ &+ (16 + 16 + 16 + 18 + 11) \cdot 17 = 3359 \text{ (МВт} \cdot \text{км)}; \end{aligned}$$

Проти годинникової стрілки

$$\begin{aligned} M'_{II} &= l_{05} \cdot P_5 + (l_{05} + l_{45}) \cdot P_4 + (l_{05} + l_{45} + l_{34}) \cdot P_3 + (l_{05} + l_{45} + l_{34} + l_{23}) \cdot P_2 + \\ &+ (l_{05} + l_{45} + l_{34} + l_{23} + l_{12}) \cdot P_1 = \\ &= 25 \cdot 17 + (25 + 11) \cdot 9 + (25 + 11 + 18) \cdot 17 + (25 + 11 + 18 + 16) \cdot 14 + \\ &+ (25 + 11 + 18 + 16 + 16) \cdot 12 = 3679 \text{ (МВт} \cdot \text{км)}; \end{aligned}$$

Сумарна довжина всіх ЛЕП, які входять в дану схему мережі:

$$\begin{aligned} l_{\Sigma 3} &= l_{05} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{81} + l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} = \\ &= 25 + 11 + 14 + 25 + 20 + 16 + 16 + 16 + 18 + 11 = 172 \text{ (км)}. \end{aligned}$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Четвертий варіант:

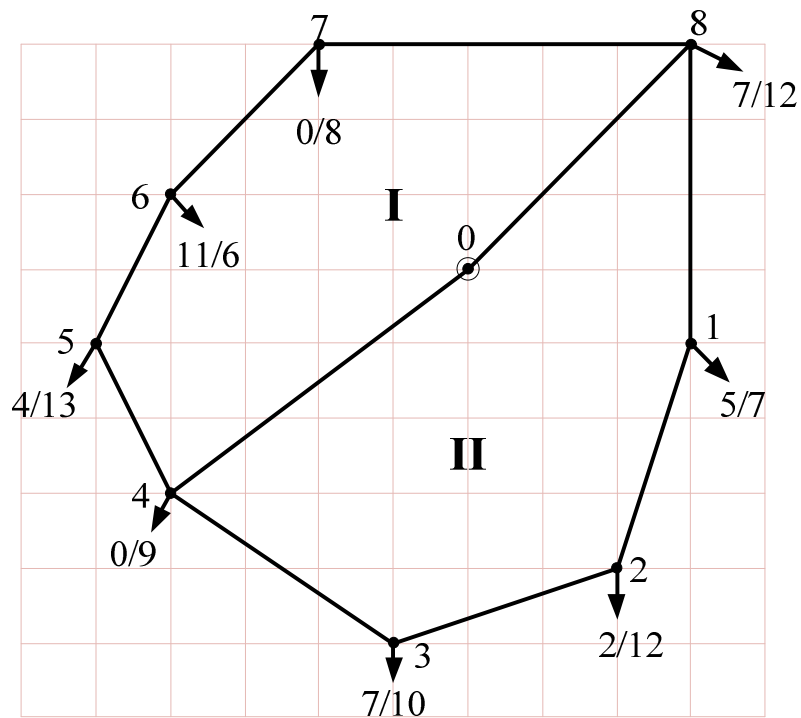


Рисунок 1.5 – Четвертий варіант спорудження мережі

1-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned}
 M_I &= l_{04} \cdot P_4 + (l_{04} + l_{45}) \cdot P_5 + (l_{04} + l_{45} + l_{56}) \cdot P_6 + (l_{04} + l_{45} + l_{56} + l_{67}) \cdot P_7 + \\
 &+ (l_{04} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{78}) \cdot P_8 = \\
 &= 25 \cdot 9 + (25 + 11) \cdot 17 + (25 + 11 + 11) \cdot 17 + (25 + 11 + 11 + 14) \cdot 8 + \\
 &+ (25 + 11 + 11 + 14 + 25) \cdot 19 = 3758 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};
 \end{aligned}$$

Проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned}
 M'_I &= l_{08} \cdot P_8 + (l_{08} + l_{78}) \cdot P_7 + (l_{08} + l_{78} + l_{67}) \cdot P_6 + (l_{08} + l_{78} + l_{67} + l_{56}) \cdot P_5 + \\
 &+ (l_{08} + l_{78} + l_{67} + l_{56} + l_{45}) \cdot P_4 = \\
 &= 21 \cdot 19 + (21 + 25) \cdot 12 + (21 + 25 + 14) \cdot 17 + (21 + 25 + 14 + 11) \cdot 17 + \\
 &+ (21 + 25 + 14 + 11 + 11) \cdot 9 = 3732 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};
 \end{aligned}$$

2-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned}
 M_{II} &= l_{08} \cdot P_8 + (l_{08} + l_{81}) \cdot P_1 + (l_{08} + l_{81} + l_{12}) \cdot P_2 + (l_{08} + l_{81} + l_{12} + l_{23}) \cdot P_3 + \\
 &+ (l_{08} + l_{81} + l_{12} + l_{23} + l_{34}) \cdot P_4 = \\
 &= 21 \cdot 19 + (21 + 20) \cdot 12 + (21 + 20 + 16) \cdot 14 + (21 + 20 + 16 + 16) \cdot 17 + \\
 &+ (21 + 20 + 16 + 16 + 18) \cdot 9 = 3749 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};
 \end{aligned}$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		21

Проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned}
 M'_{II} &= l_{04} \cdot P_4 + (l_{04} + l_{34}) \cdot P_3 + (l_{04} + l_{34} + l_{23}) \cdot P_2 + (l_{04} + l_{34} + l_{23} + l_{12}) \cdot P_1 + \\
 &+ (l_{04} + l_{34} + l_{23} + l_{12} + l_{81}) \cdot P_8 = \\
 &= 25 \cdot 9 + (25 + 18) \cdot 17 + (25 + 18 + 16) \cdot 14 + (25 + 18 + 16 + 16) \cdot 12 + \\
 &+ (25 + 18 + 16 + 16 + 20) \cdot 19 = 4487 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};
 \end{aligned}$$

Сумарна довжина всіх ЛЕП, які входять в дану схему мережі:

$$\begin{aligned}
 l_{\Sigma 3} &= l_{04} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{08} + l_{81} + l_{12} + l_{23} + l_{34} = \\
 &= 25 + 11 + 11 + 14 + 25 + 21 + 20 + 16 + 16 + 18 = 177 \text{ (км)}.
 \end{aligned}$$

П'ятий варіант:

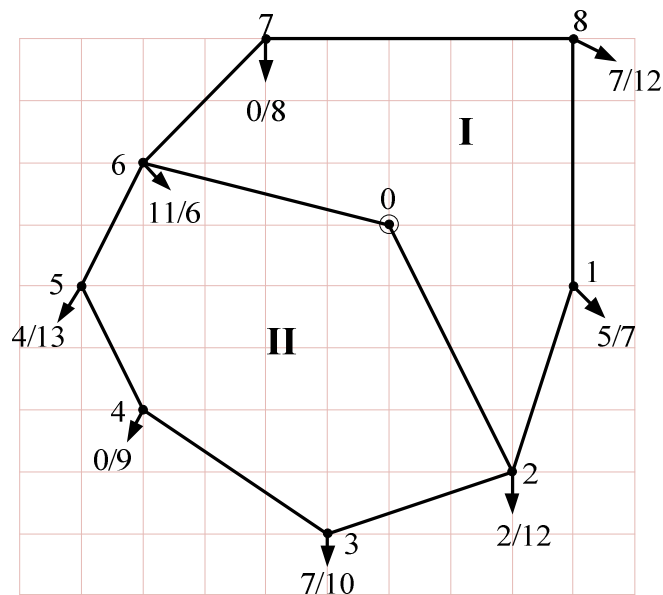


Рисунок 1.6 -- П'ятий варіант спорудження мережі.

1-ий контур: За годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned}
 M_I &= l_{06} \cdot P_6 + (l_{06} + l_{67}) \cdot P_7 + (l_{06} + l_{67} + l_{78}) \cdot P_8 + (l_{06} + l_{67} + l_{78} + l_{81}) \cdot P_1 + \\
 &+ (l_{06} + l_{67} + l_{78} + l_{81} + l_{12}) \cdot P_2 = \\
 &= 21 \cdot 17 + (21 + 14) \cdot 8 + (21 + 14 + 25) \cdot 19 + (21 + 14 + 25 + 20) \cdot 12 + \\
 &+ (21 + 14 + 25 + 20 + 16) \cdot 14 = 4081 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};
 \end{aligned}$$

Проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned}
 M'_I &= l_{02} \cdot P_2 + (l_{02} + l_{12}) \cdot P_1 + (l_{02} + l_{12} + l_{81}) \cdot P_8 + (l_{02} + l_{12} + l_{81} + l_{78}) \cdot P_7 + \\
 &+ (l_{02} + l_{12} + l_{81} + l_{78} + l_{67}) \cdot P_6 = \\
 &= 22 \cdot 14 + (22 + 16) \cdot 12 + (22 + 16 + 20) \cdot 19 + (22 + 16 + 20 + 25) \cdot 8 + \\
 &+ (22 + 16 + 20 + 25 + 14) \cdot 17 = 4179 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};
 \end{aligned}$$

2-ий контур: За годинниковою стрілкою:

$$M_{II} = l_{02} \cdot P_2 + (l_{02} + l_{23}) \cdot P_3 + (l_{02} + l_{23} + l_{34}) \cdot P_4 + (l_{02} + l_{23} + l_{34} + l_{45}) \cdot P_5 + \\ + (l_{02} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{56}) \cdot P_6 = \\ = 22 \cdot 14 + (22 + 16) \cdot 17 + (22 + 16 + 18) \cdot 9 + (22 + 16 + 18 + 11) \cdot 17 + \\ + (22 + 16 + 18 + 11 + 11) \cdot 17 = 3923 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};$$

Проти годинникової стрілки:

$$M'_{II} = l_{06} \cdot P_6 + (l_{06} + l_{56}) \cdot P_5 + (l_{06} + l_{56} + l_{45}) \cdot P_4 + (l_{06} + l_{56} + l_{45} + l_{34}) \cdot P_3 + \\ + (l_{06} + l_{56} + l_{45} + l_{34} + l_{23}) \cdot P_2 = \\ = 21 \cdot 17 + (21 + 11) \cdot 17 + (21 + 11 + 11) \cdot 9 + (21 + 11 + 11 + 18) \cdot 17 + \\ + (21 + 11 + 11 + 18 + 16) \cdot 14 = 3403 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};$$

Сумарна довжина всіх ЛЕП, які входять в дану схему мережі.

$$l_{\Sigma 3} = l_{06} + l_{67} + l_{78} + l_{81} + l_{12} + l_{02} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{56} = \\ = 21 + 14 + 25 + 20 + 16 + 22 + 16 + 18 + 11 + 11 = 174 \text{ (км)}.$$

Шостий варіант:

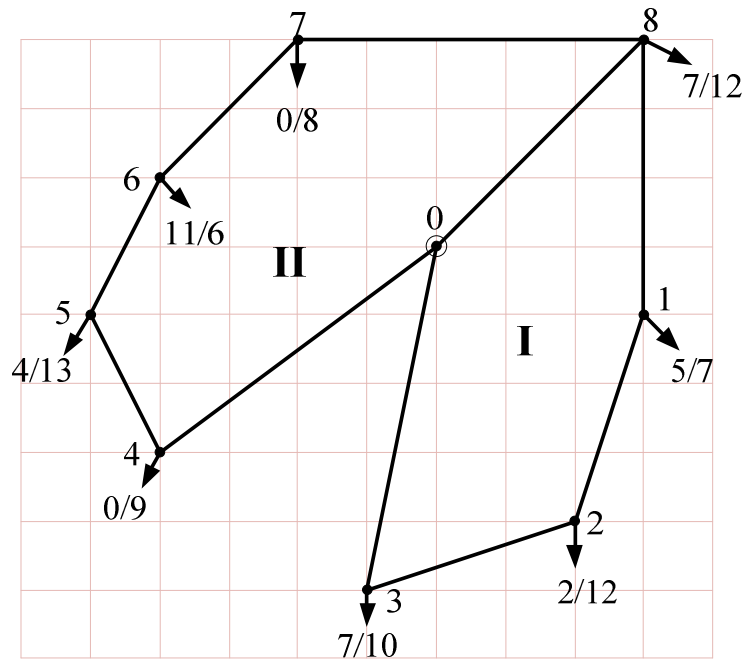


Рисунок 1.7 – Шостий варіант спорудження мережі

1-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$M_I = l_{08} \cdot P_8 + (l_{08} + l_{81}) \cdot P_1 + (l_{08} + l_{81} + l_{12}) \cdot P_2 + (l_{08} + l_{81} + l_{12} + l_{23}) \cdot P_3 = \\ = 21 \cdot 19 + (21 + 20) \cdot 12 + (21 + 20 + 16) \cdot 14 + (21 + 20 + 16 + 16) \cdot 17 = 2930 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};$$

Проти годинникової стрілки:

$$M_I = l_{03} \cdot P_3 + (l_{03} + l_{23}) \cdot P_2 + (l_{03} + l_{23} + l_{12}) \cdot P_1 + (l_{03} + l_{23} + l_{12} + l_{81}) \cdot P_8 = \\ = 25 \cdot 17 + (25 + 16) \cdot 14 + (25 + 16 + 16) \cdot 12 + (25 + 16 + 16 + 20) \cdot 19 = 3146 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};$$

2-ий контур

За годинниковою стрілкою:

$$M_{II} = l_{04} \cdot P_4 + (l_{04} + l_{45}) \cdot P_5 + (l_{04} + l_{45} + l_{56}) \cdot P_6 + (l_{04} + l_{45} + l_{56} + l_{67}) \cdot P_7 + \\ + (l_{04} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{78}) \cdot P_8 = \\ = 25 \cdot 9 + (25 + 11) \cdot 17 + (25 + 11 + 11) \cdot 17 + (25 + 11 + 11 + 14) \cdot 8 + \\ + (25 + 11 + 11 + 14 + 25) \cdot 19 = 3758 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};$$

Проти годинникової стрілки:

$$M'_{II} = l_{08} \cdot P_8 + (l_{08} + l_{78}) \cdot P_7 + (l_{08} + l_{78} + l_{67}) \cdot P_6 + (l_{08} + l_{78} + l_{67} + l_{56}) \cdot P_5 + \\ + (l_{08} + l_{78} + l_{67} + l_{56} + l_{45}) \cdot P_4 = \\ = 21 \cdot 19 + (21 + 25) \cdot 8 + (21 + 25 + 14) \cdot 17 + (21 + 25 + 14 + 11) \cdot 17 + \\ + (21 + 25 + 14 + 11 + 11) \cdot 9 = 3732 \text{ (МВт} \cdot \text{км)};$$

Сумарна довжина всіх ЛЕП, які входять в дану схему мережі.

$$l_{\Sigma 6} = l_{08} + l_{81} + l_{12} + l_{23} + l_{03} + l_{04} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{78} = \\ = 21 + 20 + 16 + 16 + 25 + 25 + 11 + 11 + 14 + 25 = 184 \text{ (км)}.$$

Зведемо наші розрахунки до табл. 1.1:

Таблиця 1.1 – Моменти та сумарна довжина ліній у варіантах схем

№ варіанта схеми	Напрямок обходу кон- тура	Моменти І контур МВт·км	Моменти ІІ контур МВт·км	ΣL, км
1	за	2930	3467	170
	проти	3146	3129	
2	за	3467	4438	174
	проти	3129	3962	
3	за	4002	3359	172
	проти	4101	3679	

Продовження таблиці 1.1

4	За	3758	3749	177
	проти	3732	4487	
5	за	4081	3923	174
	проти	4179	3403	
6	за	2930	3758	184
	проти	3146	3732	

Для подальшого розгляду обираємо першу та третю схеми електричної мережі з сумарними довжинами ділянок: $l_{\Sigma 1}=170$ (км) , та $l_{\Sigma 3}=172$ (км).

Надалі, для зручності надамо схемам номери №1 та №2 відповідно.

1.2 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях. Розрахунки їх регулювальних можливостей

Для вирішення даного завдання необхідно розрахувати величини модулів заданих сумарних потужностей споживачів у режимі максимальних навантажень S_{\max} , МВА, для кожної конкретної підстанції за наступним виразом:

$$S_{\max} = \sqrt{(P_{CH} + P_{HH})^2 + (Q_{CH} + Q_{HH})^2} , \quad (1.2)$$

де P_{CH} , P_{HH} , Q_{CH} , Q_{HH} – активні та реактивні потужності навантажень на шинах СН і НН вузлових підстанцій, МВт, МВАр, вказані у завданні на бакалаврську роботу.

Реактивні потужності навантажень на шинах СН і НН вузлових підстанцій розраховують за наступними виразами:

$$\begin{aligned} Q_{CH} &= P_{CH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} \\ Q_{HH} &= P_{HH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH} \end{aligned} \quad (1.3)$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Під час вибору числа, типу та потужності силових трансформаторів виходять із припущення, що у кожному локальному районі електропостачання є споживачі I-ї та II-ї категорій і приймають до встановлення на всіх понижуючих підстанціях по два трансформатори. Потужність кожного з трансформаторів обирають таким чином, щоб у разі відключення одного з них інший трансформатор, що залишився у роботі, мав змогу передати задану потужність споживання без порушення вимоги ПТЕ до своєї здатності щодо перевантаження. Згідно ПТЕ, можна допускати перевантаження трансформатора до 40% у післяаварійному режимі роботи на час максимумів добовою тривалістю не більше 6 годин протягом не більше 5 діб.

Таким чином, одержуємо:

$$S_T = 0.7 \cdot S_{\max} \quad (1.4)$$

Знайдену згідно (1.4) величину S_T округляють до найближчого більшого значення стандартної номінальної потужності силового трансформатора S_n , МВА.

У всіх випадках на понижуючих підстанціях встановлюють по два двох- або трьохмоткові трансформатори з однаковою номінальною потужністю, обладнані вбудованими пристроями регулювання напруги без розриву ланцюга навантаження (РПН).

Розрахуємо реактивні потужності навантажень на шинах СН і НН. Для першого вузла, для цього знайдемо величини ϕ_{CH} , ϕ_{HH} та ϕ_r :

$$\phi_{CH} = \arccos(\cos(\phi_{CH})) = \arccos(0,81) = 35.9^\circ;$$

$$\phi_{HH} = \arccos(\cos(\phi_{HH})) = \arccos(0,89) = 27.13^\circ;$$

Потужності ж навантажень на шинах СН та НН для першого вузла, згідно виразу (1.3), будуть:

$$Q_{CH1} = -P_{CH1} \cdot \operatorname{tg} \phi_{CH} = -5 \cdot \operatorname{tg}(35,9^\circ) = -3.62 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \operatorname{tg} \phi_{HH} = -7 \cdot \operatorname{tg}(27,13^\circ) = -3.586 \text{ (МВАр)}.$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Сумарне навантаження понижуючої підстанції, розташованої в пункті 1, в режимі максимальних навантажень мережі складе:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{\text{сн1}} + P_{\text{нн1}} + j(Q_{\text{сн1}} + Q_{\text{нн1}}) = 5 + 7 + j(-3,62 - 3,586) = 12 - j7.206 \text{ (МВА)};$$

Модуль навантаження згідно виразу (1.2) складе:

$$S_{\max 1} = \sqrt{(P_{\text{сн1}} + P_{\text{нн1}})^2 + (Q_{\text{сн1}} + Q_{\text{нн1}})^2} = \sqrt{(5 + 7)^2 + (-3,62 - 3,586)^2} = 13.997 \text{ (МВА)}$$

Таким чином згідно (14) матимемо:

$$S_{T1} = 0.7 \cdot S_{\max 1} = 0.7 \cdot 13.997 = 9.798 \text{ (МВА)}$$

Для першого вузла вибираємо трьохобмоткові трансформатори типу 2хТДТН-10000/110.

Для решти вузлів розрахунки проводимо аналогічним чином, результати зводимо в табл. 1.2:

Таблиця 1.2 – Результати вибору силових трансформаторів вузлових п/ст

№ вузла	Повна потужність \dot{S}_{\max} , МВА	Модуль повної потужності S_{\max} , МВА	Розрахункова номінальна потужність трансформатора S_T , МВА	Кількість і тип трансформаторів
1	12-j7.206	13.997	9.798	2хТДТН-10000/110
2	14-j7.596	15.928	11.149	2хТДТН-16000/110
3	17-j10.191	19.821	13.874	2хТДТН-16000/110
4	9-j4.611	10.112	7.079	2хТДН-10000/110
5	17-j9.556	19.502	13.651	2хТДТН-16000/110
6	17-j11.038	20.269	14.188	2хТДТН-16000/110
7	8-j4.099	8.989	6.292	2хТМН-6300/110
8	19-j11.216	22.063	15.444	2хТДТН-16000/110

Визначимо рівні регулювання трансформаторів для підтримки рівня напруги на нижчій стороні 10,5 кВ. В табл. 1.3 подано дані трансформатора, що обраний для установки у першому пункті мережі:

Таблиця 1.3 – Паспортні дані трансформатора ТДТН-10000/110

Тип Транс-ра	Потужність S_n , МВА	$U_{ном}$, обмоток, кВ			U_k %			ΔP_k ,	ΔP_x ,	I_x , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	кВт	кВт	
ТДТН- 10000/110	10	115	38.5	11.0	10.5	17.0	6.0	76	17	1.1

Пункт 1.

Фіктивна напруга короткого замикання обмоток:

$$U_{KB1\%} = 0.5 \cdot (U_{K1(BC)} + U_{K1(BH)} - U_{K1(CH)}) = 0.5 \cdot (10.5 + 17 - 6) = 10.75 (\%)$$

$$U_{KH1\%} = U_{K1(BH)} - U_{KB1\%} = 17 - 10.5 = 6.25 (\%)$$

Втрати в обмотках:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot (S_{Tp1} \cdot 10^3)^2} - \frac{-Q_1}{2} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1\%}}{100 \cdot (S_{Tp1} \cdot 10^3)} =$$

$$= \frac{12}{2} \cdot \frac{58 \cdot 115}{2 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} - \frac{-7.206}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 10 \cdot 10^3} = 4.654 (\text{кВ})$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{1нн}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot (S_{Tp1} \cdot 10^3)^2} - \frac{-Q_{1нн}}{2} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KH1\%}}{100 \cdot (S_{Tp1} \cdot 10^3)} =$$

$$= \frac{7 \cdot 10^3}{2} \cdot \frac{58 \cdot 115}{2 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} - \frac{-3.586 \cdot 10^3}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6.25}{100 \cdot 10 \cdot 10^3} = 1.406 (\text{кВ}),$$

де n – кількість паралельно включених трансформаторів на даній підстанції;

P_1 , $P_{1нн}$, Q_1 , $Q_{1нн}$ – активні потужності, кВт, і реактивні потужності, кВАр, що протікають, відповідно, обмотками ВН та НН блоку силових трьохобмоткових трансформаторів;

ΔP_{K3} – втрати активної потужності у досліді короткого замикання (к.з.) трансформатора, кВт;

$U_{K3\%}$ - напруга у досліді к.з. трансформатора у відсотках від напруги основного виводу трансформатора;

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$U_{KB\%}$, $U_{KH\%}$ - фіктивні величини напруг короткого замикання для обмоток ВН і НН, %.

Мінімальний та максимальний рівень напруги, що може підтримати трансформатор:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_H) + \Delta U_{TB1} \cdot 10^3 + \Delta U_{TH1} \cdot 10^3 =$$

$$= \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 9 \cdot 0.0178) + 4.654 + 1.406 = 98.247 \text{ (кВ)}$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB1} \cdot 10^3 + \Delta U_{TH1} \cdot 10^3 =$$

$$= \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 9 \cdot 0.0178) + 4.654 + 1.406 = 133.41 \text{ (кВ)},$$

де U_{\min} , U_{\max} - значення напруги на шинах ВН S – ої підстанції, кВ, за якого ще є можливим забезпечення бажаного рівня напруги на шинах НН;

$U_{ндж}$ - заданий бажаний рівень напруги на шинах НН підстанції, кВ;

U_{TB} , U_{TH} - номінальні напруги обмоток ВН і НН силових трансформаторів, кВ;

ΔU_{TB} , ΔU_{TH} - втрати напруги в обмотках ВН і НН силових трансформаторів, кВ, зведені до умов обмотки ВН трансформатора.

Для решти трьохобмоткових трансформаторів (пункти 2, 3, 5, 6, 8) регульовальні можливості обчислюються аналогічно. Результати розрахунків зведено в табл. 1.4, що приведена на наступній сторінці.

Пункт 4

Втрати в обмотках:

$$\Delta U_{T4} = \frac{U_{TB4}}{2 \cdot (S_{Tp4} \cdot 10^3)} \cdot \left(P_4 \cdot \frac{\Delta P_{K34}}{S_{Tp4} \cdot 10^3} - Q_4 \cdot \frac{U_{K34}}{100} \right) =$$

$$= \frac{115}{2 \cdot 10 \cdot 10^3} \cdot \left(9 \cdot 10^3 \cdot \frac{60}{10 \cdot 10^3} - (-4.611) \cdot 10^2 \cdot \frac{10.5}{100} \right) = 3.094 \text{ (кВТ)}$$

Мінімальний та максимальний рівень напруги, що може підтримати трансформатор:

$$U_{\min 4} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{TB4}}{U_{TH4}} \cdot (1 + \omega_H) + \Delta U_{T4} \cdot 10^3 = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 9 \cdot 0.0178) + 3.094 = 95.281 \text{ (кВ)};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{T4} \cdot 10^3 = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 9 \cdot 0.0178) + 3.094 = 130.453 \text{ (кВ)}.$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для решти двохобмоткових трансформаторів (пункт 7) регулювальні можливості обчислюються аналогічно. Результати розрахунків зведено в табл. 1.4:

Таблиця 1.4 – Регулювальні можливості трансформаторів

№ пункту	Втрати в обмотках, кВт		Мінімальний рівень напруги, кВ	Максимальний рівень напруги, кВ
	ВН	НН		
1	4.654	1.406	98.247	133.418
2	3.092	1.516	96.794	131.966
3	3.092	1.516	96.794	131.966
4	3.094		95.281	130.453
5	3.092	1.516	96.794	131.966
6	3.092	1.516	96.794	131.966
7	4.438		96.625	131.796
8	3.092	1.516	96.794	131.966

1.3 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок (Розрахунок L-схеми мережі)

Умовно припускають, що проектувана замкнена мережа є електрично-однорідною, тобто такою, що виконана ПЛ одного конструктивного типу з однаковими перерізами проводів на ділянках та однаковим розташуванням проводів на опорах. Це припущення дозволяє зробити орієнтовний розрахунок потокорозподілу в замкненій мережі з використанням довжин ділянок.

Розрахунок потокорозподілу потужностей здійснюють за заданими навантаженнями вузлових підстанцій. Втрати потужності у поздовжніх елементах схеми заміщення мережі (ЛЕП, трансформатори), також, як і втрати потужності в еквівалентних поперечних провідностях, на цій стадії розрахунку не враховують через їх незначний результуючий вплив на величину перерізу проводів ділянок мережі.

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розглянемо схему №1

Виконаємо розрахунок потокорозподілу методом контурних рівнянь.

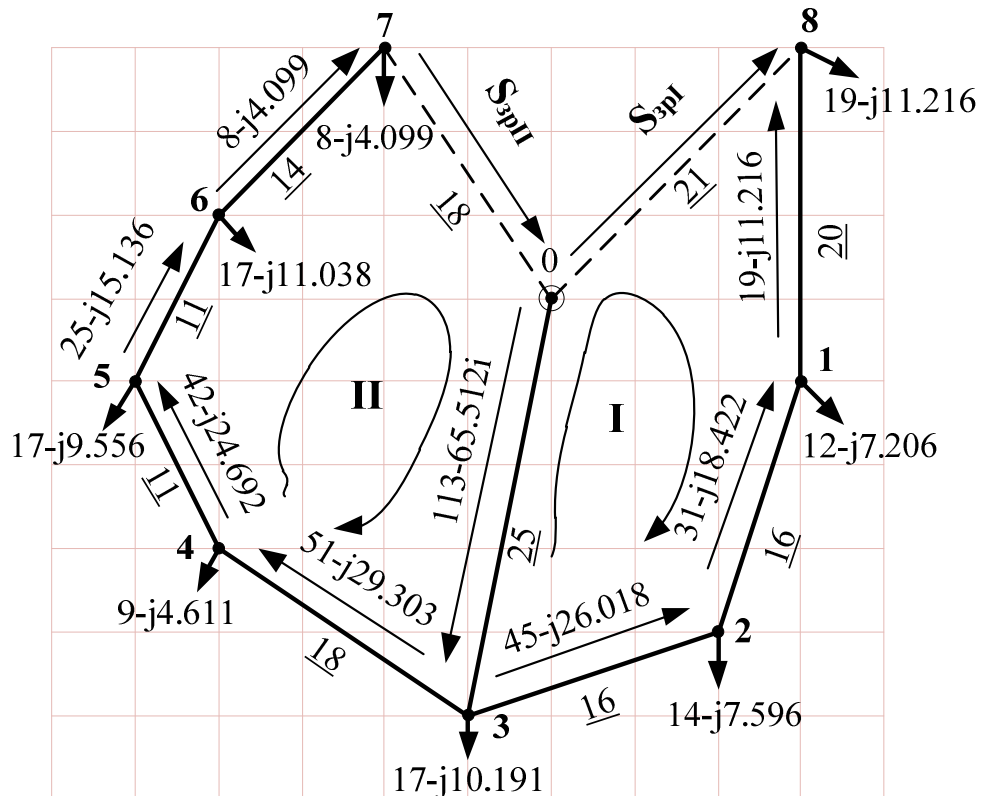


Рисунок 1.8 – Потокорозподіл розімкненої схеми № 1

Для даної схеми система контурних рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{cases} -l_{08} \cdot \dot{S}_{81}^{poz} - l_{12} \cdot \dot{S}_{12}^{poz} - l_{23} \cdot \dot{S}_{23}^{poz} - l_{03} \cdot \dot{S}_{03}^{poz} = -\dot{S}_{зрI} \cdot l_{контI} + \dot{S}_{зрII} \cdot l_{контI_II} \\ l_{67} \cdot \dot{S}_{67}^{poz} + l_{56} \cdot \dot{S}_{56}^{poz} + l_{45} \cdot \dot{S}_{45}^{poz} + l_{34} \cdot \dot{S}_{34}^{poz} + l_{03} \cdot \dot{S}_{03}^{poz} = \dot{S}_{зрI} \cdot l_{контI_II} - \dot{S}_{зрII} \cdot l_{контII} \end{cases}$$

де

$$l_{контI} = l_{08} + l_{81} + l_{12} + l_{23} + l_{03} = 21 + 20 + 16 + 16 + 25 = 98 \text{ (км)};$$

$$l_{контII} = l_{07} + l_{67} + l_{56} + l_{45} + l_{34} + l_{03} = 18 + 14 + 11 + 11 + 18 + 25 = 97 \text{ (км)};$$

$$l_{контI_II} = l_{03} = 25 \text{ (км)}.$$

Підставивши числові дані, отримуємо:

$$\begin{cases} -20 \cdot (19-j11.216) - 16 \cdot (31-j18.422) - 16 \cdot (45-j26.018) - 25 \cdot (113-j65.512) = -98 \cdot \dot{S}_{зрI} + 25 \cdot \dot{S}_{зрII}; \\ 14 \cdot (8-j4.099) + 11 \cdot (25-j15.136) + 11 \cdot (42-j24.692) + 18 \cdot (51-j29.303) + 25 \cdot (113-j65.512) = 25 \cdot \dot{S}_{зрI} - 97 \cdot \dot{S}_{зрII}. \end{cases}$$

Розв'язавши систему рівнянь за допомогою програми MathCad, отримаємо такі контурні потужності:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{S}_{3pl} = 35.361 - j20.614 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{3pII} = -38.267 + j22.117 \text{ (MBA)}.$$

Знаходимо результуючий потікорозподіл наступним чином:

$$\dot{S}_{08} = \dot{S}_{3pII} = 35.361 - j20.614 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{81} = \dot{S}_{81}^{poz} - \dot{S}_{3pl} = 19 - j11.216 - (35.361 - j20.614) = -16.361 + j9.39 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{12}^{poz} - \dot{S}_{3pl} = 31 - j18.422 - (35.361 - j20.614) = -4.361 + j2.193i \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{23}^{poz} - \dot{S}_{3pl} = 45 - j26.018 - (35.361 - j20.614) = 9.639 - j5.403 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{3pII} = -38.227 + j22.117 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{67}^{poz} + \dot{S}_{3pII} = 8 - j4.099 - 38.227 + j22.117 = -30.227 + j18.019 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{56} = \dot{S}_{56}^{poz} + \dot{S}_{3pII} = 25 - j15.136 - 38.227 + j22.117 = -13.227 + j6.981 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{45} = \dot{S}_{45}^{poz} + \dot{S}_{3pII} = 42 - j24.692 - 38.227 + j22.117 = 3.773 - j2.575 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{34}^{poz} + \dot{S}_{3pII} = 51 - j29.303 - 38.227 + j22.117 = 12.773 - j7.186 \text{ (MBA)};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{03} &= \dot{S}_{03}^{poz} + \dot{S}_{3pII} - \dot{S}_{3pl} = 113 - j65.512 - 38.227 + j22.117 - (35.361 - j20.614) = \\ &= 39.413 - j22.78 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

На розрахунковій схемі потікорозподіл матиме вигляд:

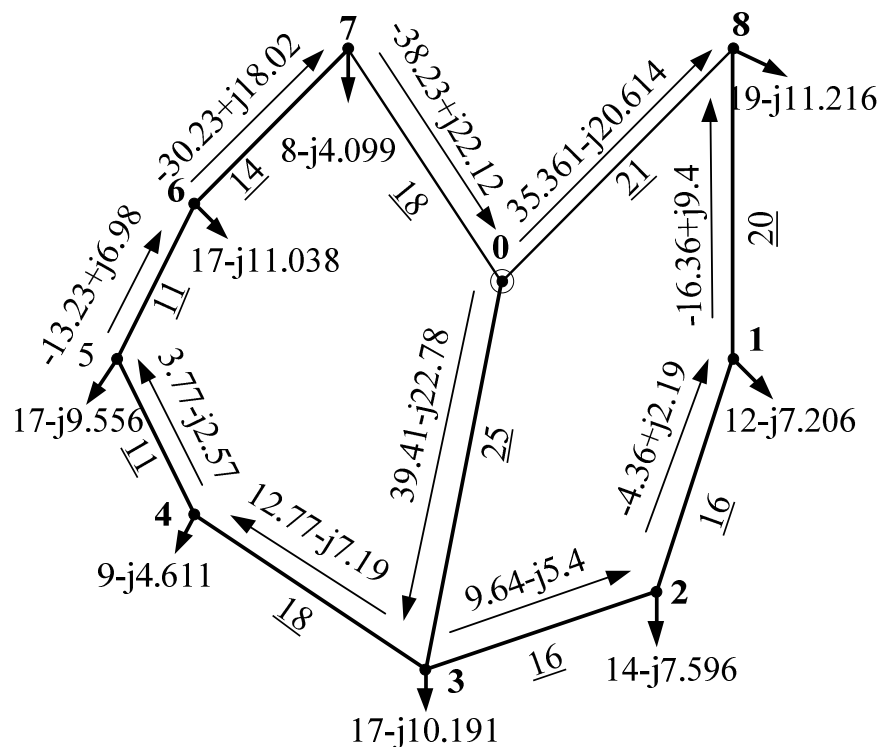


Рисунок 1.9 – Потікорозподіл замкненої схеми № 1

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		32

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за другим законом Кірхгофа:

1й контур:

$$l_{08} \cdot \dot{S}_{08} - l_{81} \cdot \dot{S}_{81} - l_{12} \cdot \dot{S}_{12} - l_{23} \cdot \dot{S}_{23} - l_{03} \cdot \dot{S}_{03} =$$

$$= 21 \cdot (35.361 - j20.614) - 20 \cdot (-16.361 + j9.399) - 16 \cdot (-4.361 + j2.193) -$$

$$- 16 \cdot (9.639 - j5.403) - 25 \cdot (39.413 - j22.78) = 0$$

2й контур:

$$l_{07} \cdot \dot{S}_{07} + l_{67} \cdot \dot{S}_{67} + l_{56} \cdot \dot{S}_{56} + l_{45} \cdot \dot{S}_{45} + l_{34} \cdot \dot{S}_{34} + l_{03} \cdot \dot{S}_{03} =$$

$$= 18 \cdot (-38.227 + j22.117) + 14 \cdot (-30.227 + j18.019) + 11 \cdot (-13.227 + j6.981) +$$

$$+ 11 \cdot (3.773 - j2.575) + 18 \cdot (12.773 - j7.186) + 25 \cdot (39.413 - j22.78) = 0$$

Перевірка виконується.

Розглянемо схему №2

Виконаємо розрахунок потокорозподілу методом контурних рівнянь.

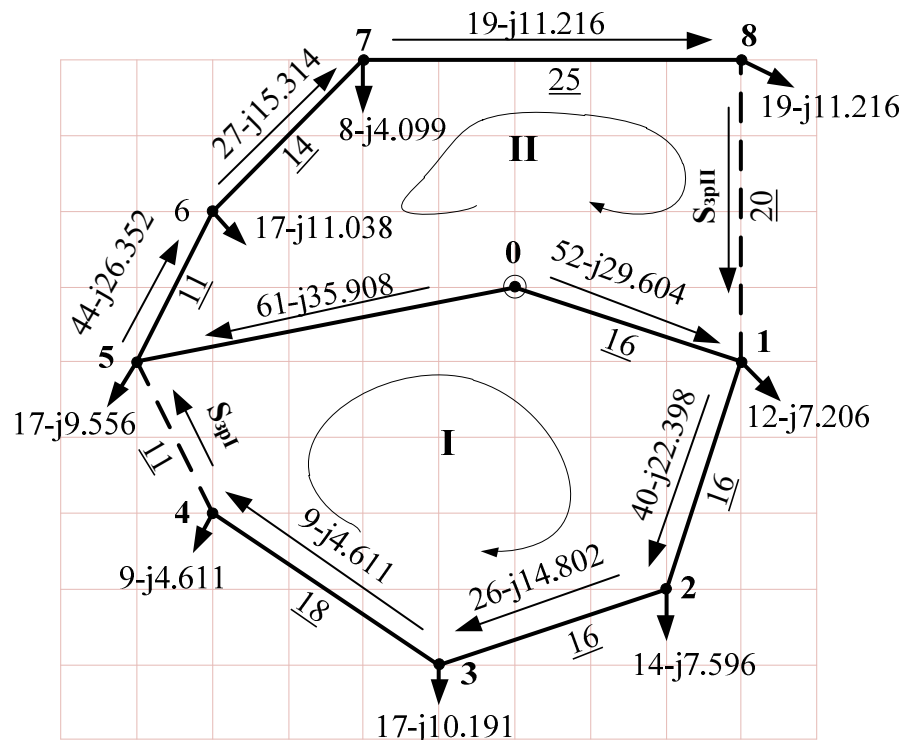


Рисунок 1.10 – Потокорозподіл розімкненої схеми № 2

Для даної схеми система контурних рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{cases} (\dot{S}_{3pI} - \dot{S}_{05}^{poz} - \dot{S}_{3pII}) \cdot l_{05} + (\dot{S}_{3pI} + \dot{S}_{01}^{poz} - \dot{S}_{3pII}) \cdot l_{01} + (\dot{S}_{3pI} + \dot{S}_{12}^{poz}) \cdot l_{12} + \\ + (\dot{S}_{3pI} + \dot{S}_{23}^{poz}) \cdot l_{23} + (\dot{S}_{3pI} + \dot{S}_{34}^{poz}) \cdot l_{34} + \dot{S}_{3pI} \cdot \dot{S}_{45}^{poz} = 0; \\ (\dot{S}_{3pII} + \dot{S}_{05}^{poz} - \dot{S}_{3pI}) \cdot l_{05} + (\dot{S}_{3pII} - \dot{S}_{01}^{poz} - \dot{S}_{3pI}) \cdot l_{01} + (\dot{S}_{3pII} + \dot{S}_{56}^{poz}) \cdot l_{56} + \\ + (\dot{S}_{3pII} + \dot{S}_{67}^{poz}) \cdot l_{67} + (\dot{S}_{3pII} + \dot{S}_{78}^{poz}) \cdot l_{78} + \dot{S}_{3pII} \cdot \dot{S}_{81}^{poz} = 0 \end{cases}$$

Проводимо підстановку числових значень в систему, отримаємо:

$$\begin{cases} (\dot{S}_{3pI} - (61-j35.91) - \dot{S}_{3pII}) \cdot 25 + (\dot{S}_{3pI} + 52-j29.6 - \dot{S}_{3pII}) \cdot 16 + (\dot{S}_{3pI} + 26-14.8i) \cdot 16 + \\ + (\dot{S}_{3pI} + 26-j14.8) \cdot 16 + (\dot{S}_{3pI} + 9-j4.61) \cdot 18 + \dot{S}_{3pI} \cdot 11 = 0; \\ (\dot{S}_{3pII} + 61-j35.91 - \dot{S}_{3pI}) \cdot 25 + (\dot{S}_{3pII} - (52-j29.6) - \dot{S}_{3pI}) \cdot 16 + (\dot{S}_{3pII} + 44-j26.35) \cdot 11 + \\ + (\dot{S}_{3pII} + 27-j15.31) \cdot 14 + (\dot{S}_{3pII} + 19-j11.22) \cdot 25 + \dot{S}_{3pII} \cdot 20 = 0 \end{cases}$$

Після розкриття дужок і зведення подібних членів, маємо:

$$\begin{cases} 102 \cdot \dot{S}_{3pI} - 41 \cdot \dot{S}_{3pII} + 525 - j254.15 = 0; \\ 111 \cdot \dot{S}_{3pII} - 41 \cdot \dot{S}_{3pI} + 2030 - j1208.7 = 0. \end{cases}$$

Розв'язавши систему рівнянь за допомогою програми MathCad, отримаємо такі контурні потужності:

$$\dot{S}_{3pI} = -14.68 + j8.07 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{3pII} = -23.71 + j13.87 \text{ (MBA)}.$$

Знаходимо результуючий потокорозподіл наступним чином:

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{01}^{poz} + \dot{S}_{3pI} - \dot{S}_{3pII} = 52-j29.60-14.677+j8.066-(-23.71+j13.869)=61.032-j35.406 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{12}^{poz} + \dot{S}_{3pI} = 40-j22.398-14.677+j8.066=25.323-j14.331 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{23}^{poz} + \dot{S}_{3pI} = 26-j14.802-14.677+j8.066=11.323-j6.736 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{34}^{poz} + \dot{S}_{3pI} = 9-j4.611-14.677+j8.066 = -5.677+j3.455 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{45} = \dot{S}_{3pI} = -14.677+j8.066 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{34}^{poz} + \dot{S}_{3pII} = 51-j29.303-38.227+j22.117=12.773-j7.186 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{05} = \dot{S}_{05}^{poz} + \dot{S}_{3pII} - \dot{S}_{3pI} = 61-j35.91+-23.71+j13.87-(-14.68+j8.07)=51.97-j30.11 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{56} = \dot{S}_{56}^{poz} + \dot{S}_{3pII} = 44-j26.35i-23.71+j13.87=20.29-j12.48 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{67}^{poz} + \dot{S}_{3pII} = 27-j15.31-23.71+j13.87=3.29-j1.45 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{87} = \dot{S}_{87}^{poz} + \dot{S}_{3pII} = 19-j11.22-23.71+j13.87=-4.71+j2.65 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{81} = \dot{S}_{3pII} = -23.71+j13.87 \text{ (MBA)}.$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Отже, потокорозподіл у замкненій схемі матиме вигляд:

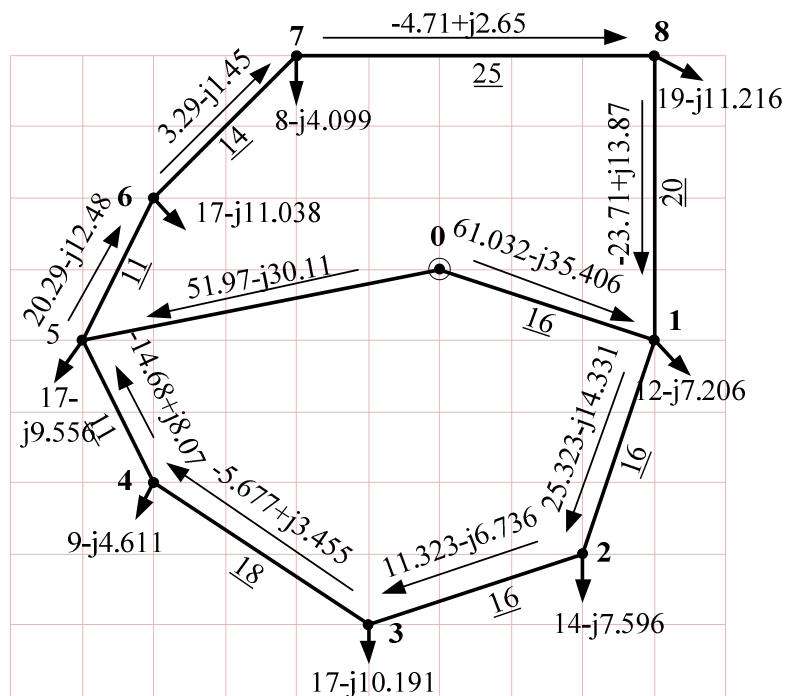


Рисунок 1.11 – Потокорозподіл замкненої схеми № 2

Перевірка 2-го закону Кірхгофа:

1й контур

$$\begin{aligned}
 & l_{01} \cdot \dot{S}_{01} + l_{12} \cdot \dot{S}_{12} + l_{23} \cdot \dot{S}_{23} + l_{34} \cdot \dot{S}_{34} + l_{45} \cdot \dot{S}_{45} - l_{05} \cdot \dot{S}_{05} = \\
 & = 16 \cdot (61.03-j35.41) + 16 \cdot (25.32-j14.33) + 16 \cdot (11.33-j6.74) + 18 \cdot (-5.68+j3.46) + \\
 & + 11 \cdot (-14.68+j8.07) - 25 \cdot (51.97-j30.106) = 0
 \end{aligned}$$

2й контур

$$\begin{aligned}
 & l_{05} \cdot \dot{S}_{05} + l_{56} \cdot \dot{S}_{56} + l_{67} \cdot \dot{S}_{67} + l_{78} \cdot \dot{S}_{78} + l_{81} \cdot \dot{S}_{81} - l_{01} \cdot \dot{S}_{01} = \\
 & = 25 \cdot (51.97-j30.11) + 11 \cdot (20.29-j12.48) + 14 \cdot (3.29-j1.45) + \\
 & + 25 \cdot (-4.71+j2.65) + 20 \cdot (-23.71+j13.87) - 16 \cdot (61.03-j35.41) = 0
 \end{aligned}$$

Перевірка виконується.

1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок замкненої мережі. Техніко-економічне порівняння варіантів проектних рішень.

Послідовність техніко-економічного обґрунтування вибору найбільш раціонального варіанта побудови конфігурації схеми мережі полягає у наступному.

Порівнянню підлягають будь-які дві конфігурації схеми районної електричної мережі одного класу номінальної напруги, що попередньо отримані студентом за допомогою методу граничних моментів потужностей. У варіантах, що порівнюють, різними можуть виявитися схеми приєднання підстанцій до районної мережі, і, таким чином, кількість вимикачів, а також кількість ланцюгів ліній електропередачі та їхній переріз. Усі інші техніко-економічні характеристики районних підстанцій у варіантах, що порівнюють, будуть однакові, оскільки тип і кількість силових трансформаторів на підстанціях обрані за тими самими величинами потужностей, заданими у вузлах мережі.

На сьогодні вибір перерізів ПЛ 35...750 кВ рекомендують проводити за методом визначення оптимального перерізу, який відбиває дійсні значення технічних та економічних параметрів.

З цією метою виконують розрахунок оптимальної величини перерізу ПЛ $F_{\text{опт}}$, мм², за виразом:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{нум зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}}, \quad (1.5)$$

де n – кількість ланцюгів на опорі ПЛ;

I – сила струму на п'ятий рік експлуатації проекрованої лінії у нормальному режимі, що розраховується, як:

$$I_i = \frac{\sqrt{P_{\text{нр}}^2 + Q_{\text{нр}}^2}}{\sqrt{3} U_n n_{\text{л}}} \cdot 10^3, \quad (1.6)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу, Ом-мм²/км (стандартне значення питомого опору для алюмінію складає 28,5 Ом-мм²/км);

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

τ – час - максимальних втрат, год/рік;

$\Pi_{\text{вх}}$ – тариф на вході до мережі, коп/кВт-год;

H_e – нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ;

E – норма дисконту;

$K_{\text{пит зм}}$ – питома величина умовнозмінних витрат на спорудження ПЛ,
грн./($\text{мм}^2\text{-км}$).

Для визначення квазіоптимального стандартного перерізу ПЛ ділянки, що розглядається, у даному випадку необхідно провести оцінку та порівняння значень функції сумарних дисконтованих витрат на спорудження цієї ПЛ з проводами найближчого меншого та найближчого більшого перерізу по відношенню до значення оптимального перерізу $F_{\text{опт}}$. Значення функції сумарних дисконтованих витрат $Z_{\text{леп}}$, тис. грн., для двох варіантів перерізів ПЛ.

У бакалаврській роботі, з метою полегшення розрахунків, варто використовувати спрощену оцінку економічної ефективності об'єкта, який споруджують, що допускає внесення всіх капітальних вкладень у спорудження електричної мережі протягом одного року. З цією метою вирішують статичну задачу щодо визначення ефективності капітальних вкладень, для якої функція сумарних дисконтованих витрат має наступний вигляд:

$$Z = K + \frac{I}{E} - L, \quad (1.7)$$

де K – капіталовкладення в елементи електричної мережі, що споруджують,
тис. грн.;

I - сумарні щорічні витрати, тис. грн./рік, які визначають наступним чином:

$$I = I_E + I_{\text{втр}}, \quad (1.8)$$

де I_e – витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти об'єкта,
тис. грн./рік;

$I_{\text{втр}}$ – витрати на компенсацію (покриття) втрат електроенергії, тис. грн./рік.

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Величину $I_{втр}$ визначають за середнім тарифом на 1 кВт-год на вході до мережі та величиною втрат електричної енергії у проєктованій мережі:

$$I_{втр} = (Z'_e \cdot \Delta A_{пост} + Z''_e \cdot \Delta A_{зм}) \cdot 10^{-5}, \quad (1.9)$$

де величини питомих витрат на відшкодування постійних Z'_e і змінних Z''_e втрат активної енергії в електричних мережах визначають у такий спосіб:

$$\begin{aligned} Z'_e &= k_{xx} \cdot \Pi_{вх} \\ Z''_e &= \Pi_{вх}, \end{aligned} \quad (1.10)$$

де k_{xx} – коефіцієнт корекції до середнього тарифу для визначення вартості втрат холостого ходу ($k_{xx} = 0,75 \dots 0,80$);

$\Pi_{вх}$ - тариф на вході до мережі, коп./кВт-год.

Значення постійних і змінних втрат активної енергії розраховують за наступними виразами:

$$\begin{aligned} \Delta A_{пост} &= n_{л} \cdot \Delta P_k \cdot l \cdot T_{вкл} \\ \Delta A_{пер} &= \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau, \end{aligned} \quad (1.11)$$

де $n_{л}$ -- кількість ланцюгів повітряної ЛЕП;

ΔP_k -- середньорічні питомі втрати потужності на корону, кВт/км;

l -- довжина лінії, км;

$T_{вкл} = 8760$ год – тривалість роботи лінії протягом року; ΔP_{Σ} - сумарні втрати активної потужності в опорах ліній електричної мережі, кВт; τ - час максимальних втрат, год./рік.

Вираз (1.7) є базовим для оцінки економічної ефективності варіантів спорудження об'єкта, які зіставляють між собою

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Час максимальних втрат τ може бути з високою ймовірністю оцінений за емпіричною формулою:

$$\tau = (0.124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (1.12)$$

Крім цього, під час вибору економічних перерізів проводів повітряних ЛЕП необхідно обов'язково враховувати вимоги ПУЕ щодо зниження втрат активної потужності на корону та зменшення рівня радіоперешкод. Саме тому для відповідних класів номінальних напруг використання проводів, перерізи яких менші від їхніх гранично нормованих величин.

Обрані економічні перерізи проводів необхідно перевірити на відповідність наступним технічним умовам:

1) допустимого нагрівання проводів:

$$I_i \leq I_{idon} , \quad (1.13)$$

де I_i – струм i -ї ділянки мережі, кА;

I_{idon} – допустимий струм i -ї ділянки, кА для відповідних економічних перерізів проводів;

2) допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій, за яких ще є можливим підтримання бажаного режиму напруги на вторинних шинах підстанції:

$$\begin{aligned} U_s &\geq U_{smin} \\ U_s &\leq U_{smax} , \end{aligned} \quad (1.14)$$

де U_s – фактичне значення рівня напруги у найбільш важкому післяаварійному режимі на вході трансформатора s -го пункту мережі, кВ;

U_{smin} , U_{smax} – відповідно мінімально та максимально допустимий рівень напруги на вході цього ж трансформатора, кВ.

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

По знайденому в попередньому розділі поточкорозподілу, розрахуємо значення струмів у лініях електропередачі схеми № 1:

$$I_{08} = \frac{\sqrt{P_{08}^2 + Q_{08}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{35.361^2 + (-20.614)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 214.83 \text{ (A)};$$

Для решти ділянок значення струмів розраховуються аналогічно. Результати розрахунків приведені в табл. 1.5:

Таблиця 1.5 – Струморозподіл по ділянкам мережі схеми № 1

№ Ділянки	0-8	8-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	0-7	0-3
Значення струму, А	214.83	99	25.62	58	76.9	23.98	78.5	184.7	231.8	238.9

Для розрахунку оптимального перерізу проводів ЛЕП, потрібно розрахувати час максимальних втрат за емпіричною формулою (1.12):

$$\tau = (0.124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0.124 + 4000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ (год/рік)}$$

Тариф на вході мережі ($\Pi_{\text{вх}}$) прийемо рівним 42,5 коп/кВт*год (для 2012 року), нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ рівним $H_e=1,2\%$, норму дисконту $E=0,1$, а питому величину умовно змінних витрат на спорудження ПЛ рівною $k=550$ грн/мм²км (для сталевих одно стійкових вільно стоячих опор). Тоді оптимальні величини перерізів для ділянки 0-8 ПЛ будуть:

$$F_{\text{опт}08} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{08}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k(0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 214.83^2 \cdot 28,5 \cdot 2405 \cdot 42,5 \cdot 10^{-5}}{550 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 255.897 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Для решти ділянок оптимальні перерізи розраховують аналогічно. Результати розрахунків приведені в табл. 1.6

Таблиця 1.6 – Оптимальні перерізи ділянок схеми.

№ Ділянки	0-8	8-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	0-7	0-3
Оптимальний переріз, мм ²	255.9	117.9	30.5	60.1	91.6	25.6	93.5	220	267.1	284.6

					.0103.141.002.ПЗ					Арк.
										40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата						

Для визначення квазіоптимального стандартного перерізу ПЛ ділянки, що розглядається, у даному випадку необхідно провести оцінку та порівняння значень функції сумарних дисконтованих витрат на спорудження цієї ПЛ з проводами найближчого меншого та найближчого більшого перерізу по відношенню до значення оптимального перерізу. Варіанти перерізів зведені до табл. 1.7:

Таблиця 1.7 – Таблиця перерізів

Ділянка мережі	Оптимальний переріз, мм ²	Реальний переріз, мм ²	R, Ом\км	К, тис.грн\км
0-8	255.9	240	0.118	400
		2x240	0.118/2	570
8-1	117.9	70	0.422	315
		120	0.244	345
1-2	30.5	70	0.422	315
2-3	60.1	70	0.422	315
3-4	91.6	70	0.422	315
		120	0.244	345
4-5	25.6	70	0.422	315
5-6	93.5	70	0.422	315
		120	0.244	345
6-7	220	120	0.244	345
		240	0.118	400
0-7	267.1	240	0.118	400
		2x240	0.118/2	570
0-3	284.6	240	0.118	400
		2x240	0.118/2	570

Розглянемо ділянку 0-8:

Перший варіант схеми № 1 – провід марки АСК-240/32, для якого:

$$n=1;$$

$$r_{08}=0.118 \text{ Ом/км};$$

$$K_{08}=400 \text{ тис.грн/км.}$$

Для всієї ділянки:

$$r_{01} = r_{0(0-8)} \cdot l_{08} = 0.118 \cdot 21 = 2.478 \text{ (Ом)};$$

$$K_{л08} = K_{пит(0-8)} \cdot l_{08} = 400 \cdot 21 = 8400 \text{ (тис.грн)}.$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_{08} = \frac{(P_{08}^2 + Q_{08}^2) \times 10^3}{U_H^2} \cdot r_{08} = \frac{(35.361^2 + (-20.614^2) \times 10^3}{110^2} \cdot 2.478 = 343.094 \text{ (кВт)};$$

Значення постійних і змінних втрат активної енергії розраховують за формулою (1.11):

$$\Delta A_{пост} = n \cdot \Delta P_k \cdot l_{08} \cdot T_{вкл} = 1 \cdot 0.08 \cdot 21 \cdot 8760 = 14716.8 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta A_{зм} = \Delta P_{08} \cdot \tau = 343.094 \cdot 2405.286 = 825239.813 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Витрати на покриття втрат електроенергії:

$$I_{втр08} = (Z'_e \cdot \Delta A_{пост} + Z''_e \cdot \Delta A_{зм}) \times 10^{-5} = (34 \cdot 14716.8 + 42.5 \cdot 825239.813) \cdot 10^{-5} = 355.73 \text{ (тис.грн / рік)};$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти об'єкта:

$$I_{e08} = 0.012 \cdot K_{л08} = 0.012 \cdot 8400 = 100.8 \text{ (тис.грн / рік)};$$

Сумарні щорічні витрати:

$$I_{08} = I_{втр08} + I_{e08} = 355.73 + 100.8 = 456.53 \text{ (тис.грн / рік)};$$

Функція сумарних дисконтованих витрат:

$$Z = K_{л08} + \frac{I_{08}}{E} = 8400 + \frac{360.53}{0.1} = 12965.3 \text{ (тис.грн)};$$

Аналогічні розрахунки проводимо для другого варіанту схеми № 1 – провід марки 2хАСК-240/32, результати зведемо до табл. 1.8:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.8 – Результати розрахунку другого варіанту схеми № 1 для ділянки 0-8

Марка проводу	r_{01} Ом	K_{08} тс.гр/км	L_{01} км	ΔP_{01} кВт	$\Delta A_{\text{пост}}$ кВт* год	$\Delta A_{\text{зм}}$ кВт*г	$I_{\text{втр}}$ тис.грн /рік	I_e тис.грн /рік	$З$ тис.гр
АСК-240/32	1.24	570	21	171.6	29434	412620	185.37	143.6	15260

Таким чином бачимо, що на ділянці 0-8 спорудження ПЛ марки АСК-240/32 більш доцільно з економічної точки зору.

Для решти ділянок розрахунки проводимо аналогічно, результати розрахунків представимо у вигляді табл. 1.9 (жирним виділено ті варіанти, що є більш економічно доцільними):

Таблиця 1.9 – Таблиця вибору перерізів для схеми № 1

№ ПЛ	Варіант	Акт. опір: г, Ом	$K_{\text{пл}}$ тис.грн	I_e тис.грн/рік	$I_{\text{втр}}$ тис.грн/рік	$I_{\text{пл}}$ тис.грн/рік	$З$ тис.грн
0-8	АСК-240/32	2.478	8400	100.8	355.73	456.53	12965.3
	2хАСК-240/32	1.239	11970	143.64	185.37	329.01	15260.1
0-7	АСК-240/32	2.124	7200	86.4	354.28	440.68	11606.8
	2хАСК-240/32	1.062	10260	123.12	183.58	306.7	13327
0-3	АСК-240/32	2.95	10000	120	522.43	642.43	16424.3
	2хАСК-240/32	1.475	14250	171	270.15	441.15	18661.5
6-7	АСК-120/19	3.416	4830	57.96	360.71	418.67	9016.7
	АСК-240/32	1.652	5600	67.2	148.68	215.88	7758.8
5-6	АС-70/11	4.642	3465	41.58	90.342	131.92	4784.2
	АСК-120/19	2.684	3795	45.54	68.461	114.0	4935
3-4	АС-70/11	7.596	5670	68.04	142.13	210.17	7771.7
	АСК-120/19	4.392	6210	74.52	107.65	182.17	8031.7

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження таблиці 1.9

8-1	АС-70/11	8.44	6300	75.6	258.61	334.21	9642.1
	АСК-120/19	4.88	6900	82.8	156.3	239.1	9291
1-2	АС-70/11	6.752	5040	60.48	17.401	77.881	5818.81
2-3	АС-70/11	6.752	5040	60.48	73.47	133.95	6379.5
4-5	АС-70/11	4.642	3465	41.58	10.805	52.385	3988.85

На ділянках 5-6 та 3-4 обрано варіант з більшими приведеними затратами, але оскільки затрати відрізняються менше, ніж на 5 %, то варіант із більшим перерізом проводів беремо в розрахунок на перспективу розвитку електромережі.

Визначимо наближені значення сумарних втрат:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Sigma 1} &= \Delta P_{08} + \Delta P_{07} + \Delta P_{03} + \Delta P_{67} + \Delta P_{56} + \Delta P_{34} + \Delta P_{81} + \Delta P_{12} + \Delta P_{23} + \Delta P_{45} = \\ &= 343.09 + 342.38 + 505.23 + 138.92 + 61.84 + 96.92 + 143.58 + 13.29 + 68.14 + 8.01 = \\ &= 1721.4 \text{ (кВт)};\end{aligned}$$

Сумарна довжина ПЛ в цій схемі:

$$\begin{aligned}L_{\Sigma 1} &= L_{08} + L_{81} + L_{03} + L_{67} + L_{56} + L_{34} + L_{81} + L_{12} + L_{23} + L_{45} = \\ &= 21 + 18 + 25 + 14 + 11 + 18 + 20 + 16 + 16 + 11 = 170 \text{ (км)}.\end{aligned}$$

Сумарні капіталовкладення на спорудження ПЛ:

$$\begin{aligned}K_{\Sigma 1} &= K_{08} + K_{07} + K_{03} + K_{67} + K_{56} + K_{34} + K_{81} + K_{12} + K_{23} + K_{45} = \\ &= 8400 + 7200 + 400 + 5600 + 3795 + 6210 + 6900 + 5040 + 5040 + 3465 = 52050 \text{ (тис.грн)};\end{aligned}$$

Значення постійних і змінних втрат активної енергії для першої схеми :

$$\Delta A_{\text{пост } \Sigma 1} = n \cdot \Delta P_k \cdot l_{\Sigma 1} \cdot T_{\text{вкл}} = 1 \cdot 0.08 \cdot 170 \cdot 8760 = 119.136 \cdot 10^3 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta A_{\text{зм } \Sigma 1} = \Delta P_{\Sigma 1} \cdot \tau = 1721.4 \cdot 2405.286 = 4.14 \cdot 10^6 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

Сумарні витрати на покриття втрат електроенергії:

$$\begin{aligned}I_{\text{втр } \Sigma 1} &= (3'_e \cdot \Delta A_{\text{пост } \Sigma 1} + 3''_e \cdot \Delta A_{\text{зм } \Sigma 1}) \cdot 10^{-5} = \\ &= (34 \cdot 119.136 \cdot 10^3 + 42.5 \cdot 4.14 \cdot 10^6) \cdot 10^{-5} = 1800.2 \text{ (тис.грн / рік)};\end{aligned}$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти об'єкта:

$$I_{e \Sigma 1} = 0.012 \cdot K_{\Sigma 1} = 0.012 \cdot 52050 = 624.6 \text{ (тис.грн / рік)};$$

Сумарні щорічні витрати:

$$I_{\Sigma 1} = I_{\text{втр } \Sigma 1} + I_{e \Sigma 1} = 1800.2 + 624.6 = 2425 \text{ (тис.грн / рік)};$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Функція сумарних дисконтованих витрат для першої схеми:

$$Z = K_{\Sigma 1} + \frac{I_{\Sigma 1}}{E} = 52050 + \frac{2424.8}{0.1} = 76298 \text{ (тис.грн);}$$

Аналогічно до розрахунку для схеми №1 визначимо струми, що протікають по ділянках схеми № 2 та оптимальні значення перерізів проводів. Данні занесемо у табл. 1.10:

Таблиця 1.10 – Таблиця перерізів для схеми №2

№ ділянки	I _{ij} , А	F _{опт} , мм ²	Марка проводу	r _{діл} Ом/км	K _{діл} тис.грн	L _{діл} км
0-1	370.34	441.131	АСК-240/32	0.118	6400	16
			2хАСК-240/32	0.059	9120	
0-5	315.0	375.216	АСК-240/32	0.118	10000	25
			2хАСК-240/32	0.059	14250	
1-2	152.72	181.912	АСК-120/19	0.244	5520	16
			АСК-240/32	0.118	6400	
2-3	69.5	82.37	АС-70/11	0.442	5040	16
			АСК-120/19	0.244	5520	
5-6	125.4	148.94	АСК-120/19	0.244	3795	11
			АСК-240/32	0.442	4400	
4-5	87.9	104.707	АС-70/11	0.422	3465	11
			АСК-120/19	0.244	3795	
8-1	144.17	171.729	АСК-120/19	0.244	6900	20
			АСК-240/32	0.442	8000	
3-4	34.88	41.553	АС-70/11	0.422	5670	18
6-7	18.86	22.469	АС-70/11	0.422	4410	14
7-8	28.37	33.795	АС-70/11	0.422	7875	25

Зіставлення варіантів спорудження ПЛІ теж виконується аналогічно, як і для схеми №1. Результати розрахунку зводимо до табл. 1.11 (жирним виділено більш економічний варіант):

Таблиця 1.11 – Таблиця вибору перерізів варіанту схеми №2

№ ПЛ	Варіант	Акт. опір: r, Ом	K _{пл} т.грн	$\Delta P_{\text{діл}}$ кВт	I _е тис.грн /рік	I _{втр} тис.грн/ рік	I _{пл} тис.грн/ рік	З тис.грн
0-1	АСК-240/32	1.888	6400	776.8	76.8	797.91	874.71	15147.1
	2хАСК- 240/32	0.944	9120	388.4	109.44	404.67	514.11	14261.1
0-5	АСК-240/32	2.95	10000	879.4	120	904.91	1024.9	20249
	2хАСК- 240/32	1.475	14250	439.7	741	461.39	1202.4	26274
1-2	АСК-120/19	3.904	5520	273.2	66.24	283.05	349.29	9012.9
	АСК-240/32	1.888	6400	132.1	76.8	142.66	219.46	8594.6
2-3	АС-70/11	6.752	5040	96.85	60.48	102.82	163.3	6673
	АСК-120/19	3.904	5520	56.0	66.24	64.872	131.11	6831.1
5-6	АСК-120/19	2.684	3795	125.9	45.54	131.31	176.85	5563.5
	АСК-240/32	1.298	4400	60.881	52.8	67.477	120.28	5602.8
4-5	АС-70/11	4.642	3465	107.61	41.58	112.62	154.2	5007.0
	АСК-120/19	2.684	3795	62.218	45.54	68.844	114.38	4938.8
8-1	АСК-120/19	4.88	6900	304.29	82.8	315.82	398.62	10886.2
	АСК-240/32	2.36	8000	147.16	96	159.96	255.96	10559.6
3-4	АС-70/11	7.596	5670	27.731	68.04	32.636	100.68	6676.8
6-7	АС-70/11	5.908	4410	6.306	52.92	9.7825	62.702	5037.02
7-8	АС-70/11	10.55	7875	25.476	94.5	32	126.5	9140

На ділянках 5-6 та 2-3 обрано варіант з більшими приведеними затратами, але оскільки затрати відрізняються менше, ніж на 5 %, то варіант із більшим перерізом проводів беремо в розрахунок на перспективу розвитку електромережі.

Визначимо наближені значення сумарних втрат:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\Sigma 2} &= \Delta P_{01} + \Delta P_{05} + \Delta P_{12} + \Delta P_{23} + \Delta P_{56} + \Delta P_{45} + \Delta P_{81} + \Delta P_{34} + \Delta P_{67} + \Delta P_{78} = \\
 &= 388.41 + 879.39 + 132.1 + 56 + 60.88 + 62.22 + 147.16 + 27.73 + 6.31 + 25.48 = \\
 &= 1785.67 \text{ (кВт)};
 \end{aligned}$$

					.0103.141.002.ПЗ			Арк.
								46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата				

Сумарна довжина ПЛ в цій схемі:

$$L_{\Sigma 2} = L_{01} + L_{05} + L_{12} + L_{23} + L_{56} + L_{45} + L_{81} + L_{34} + L_{67} + L_{78} = \\ = 16 + 25 + 16 + 16 + 11 + 11 + 20 + 18 + 14 + 25 = 172 \text{ (км)}.$$

Сумарні капіталовкладення на спорудження ПЛ:

$$K_{\Sigma 2} = K_{01} + K_{05} + K_{12} + K_{23} + K_{56} + K_{45} + K_{81} + K_{34} + K_{67} + K_{78} = \\ = 9120 + 10000 + 6400 + 5520 + 4400 + 3795 + 8000 + 5670 + 4410 + 7875 = 65190 \text{ (тис.грн)};$$

Значення постійних і змінних втрат активної енергії для першої схеми :

$$\Delta A_{\text{пост } \Sigma 2} = n \cdot \Delta P_k \cdot l_{\Sigma 2} \cdot T_{\text{вкл}} = 1.1 \cdot 0.08 \cdot 172 \cdot 8760 = 132.59 \cdot 10^3 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta A_{\text{зм } \Sigma 2} = \Delta P_{\Sigma 2} \cdot \tau = 1785.67 \cdot 2405.286 = 4.295 \cdot 10^6 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

Сумарні витрати на покриття втрат електроенергії:

$$I_{\text{втр } \Sigma 2} = (3'_e \cdot \Delta A_{\text{пост } \Sigma 2} + 3''_e \cdot \Delta A_{\text{зм } \Sigma 2}) \cdot 10^{-5} = \\ (34 \cdot 132.591 \cdot 10^3 + 42.5 \cdot 4.295 \cdot 10^6) \cdot 10^{-5} = 1870.5 \text{ (тис.грн / рік)};$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти об'єкта:

$$I_{e \Sigma 2} = 0.012 \cdot K_{\Sigma 2} = 0.012 \cdot 65190 = 782.28 \text{ (тис.грн / рік)};$$

Сумарні щорічні витрати:

$$I_{\Sigma 2} = I_{\text{втр } \Sigma 2} + I_{e \Sigma 2} = 1870.5 + 782.28 = 2652.8 \text{ (тис.грн / рік)};$$

Функція сумарних дисконтованих витрат для першої схеми:

$$Z_2 = K_{\Sigma 2} + \frac{I_{\Sigma 2}}{E} = 65190 + \frac{2652.8}{0.1} = 91718 \text{ (тис.грн)};$$

Співставимо вартість підстанцій для обох варіантів схем:

Перший варіант схеми

Вузол №1: встановлені трансформатори 2хТДТН-10000/110; робочі напруги 110/35/10 кВ; приєднуються 2 лінії, таким чином обираємо схему 110-3, що розрахована на 2 приєднання. Вартість ПС-1: **$K_{\text{ПС}}=13700$ тис. грн.**

Вузол №3: встановлені трансформатори 2хТДТН-16000/110; робочі напруги 110/35/10 кВ; приєднуються 3 лінії, таким чином вибираємо схему 110-6, що розрахована на 4 приєднання, для перерахунку на 3 приєднання вираховуємо вартість одного **елегазового** вимикача **$K_{\text{в}}=1200$ тис. грн.**

Вартість ПС-2: **$K_{\text{ЗПС}}=20700-1200=19500$ тис. грн**

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Вузол №4: встановлені трансформатори 2хТДН-10000/110; робочі напруги 110/10 кВ; приєднуються 2 лінії, таким чином обираємо схему 110-3, що розрахована на 2 приєднання. Вартість ПС-4: **$K_{ПС}=11900$ тис. грн.**

Для решти пунктів схем розрахунки проводяться аналогічно. Результати подані у вигляді табл. 1.12:

Таблиця 1.12 – Співставлення вартості підстанцій для обох варіантів*

Варіант 1		Варіант 2	
Трансформатор/ схема підстанції	$K_{ПС}$, тис. грн.	Трансформатор/ схема підстанції	$K_{ПС}$, тис. грн.
2хТДТН-10000/110 110-3	$K_{1ПС}=13700$	2хТДТН-10000/110 110-6	$K_{1ПС}=19700$
2хТДТН-16000/110 110-3	$K_{2ПС}=14700$	2хТДТН-16000/110 110-3	$K_{2ПС}=14700$
2хТДТН-16000/110 110-6	$K_{3ПС}=20700-1200=19500$	2хТДТН-16000/110 110-3	$K_{3ПС}=14700$
2хТДН-10000/110 110-3	$K_{4ПС}=11900$	2хТДН-10000/110 110-3	$K_{4ПС}=11900$
2хТДТН-16000/110 110-3	$K_{5ПС}=14700$	2хТДТН-16000/110 110-6	$K_{5ПС}=19500$
2хТДТН-16000/110 110-3	$K_{6ПС}=14700$	2хТДТН-16000/110 110-3	$K_{6ПС}=14700$
2хТМН-6300/110 110-3	$K_{7ПС}=11100$	2хТМН-6300/110 110-3	$K_{7ПС}=11100$
2хТДТН-16000/110 110-3	$K_{8ПС}=14700$	2хТДТН-16000/110 110-3	$K_{8ПС}=14700$
	$K_{\Sigma ПС1}=115000$		$K_{\Sigma ПС2}=121000$

***Примітка:** Підстанції слід враховувати згідно табличних даних, але у вузлах де відходять три або більше ліній, слід брати РП 110 кВ зі схемою 110-6 де враховано 4 ПЛ. Для варіанта з трьома лініями слід із вартості ПС відняти вартість комірки із відповідним вимикачем. У наших варіантах ми враховували встановлення елегазових вимикачів.

Зіставимо загальні показники ефективності спорудження для обох варіантів в табл. 1.13:

Таблица 1.13 – Загальні техніко-економічні показники для обох схем

	1 ВАРІАНТ	2 ВАРІАНТ
$K_{ПЛΣ}$, тис.грн	52050	65190
Е-норма дисконту	0.1	0.1
$\Delta P_{Σ}$, МВт	1.721	1.785
$I_{е}$, тис.грн/рік	624.6	782.28
$I_{втр}$, тис.грн/рік	1800.2	1870.5
$I_{Σ}$, тис.грн/рік	2424.8	2652.8
З, тис.грн	76298	91718
$K_{ПСΣ}$, тис.грн	115000	121000

Таким чином, бачимо, що перший варіант більш економічний і саме тому його доцільніше використовувати при подальшому проектуванні мережі. Крім того, по даним таблиці 1.12 видно, що для варіанту схеми № 1 маємо менші втрати активної потужності.

Виконаємо перевірку перерізів схеми №1 на відповідність технічним умовам. Для цього розглянемо післяаварійний режим роботи L-схеми. Для цього відключену одну з найбільш завантажених ділянок, тобто одну з головних ділянок, а саме 0-3.

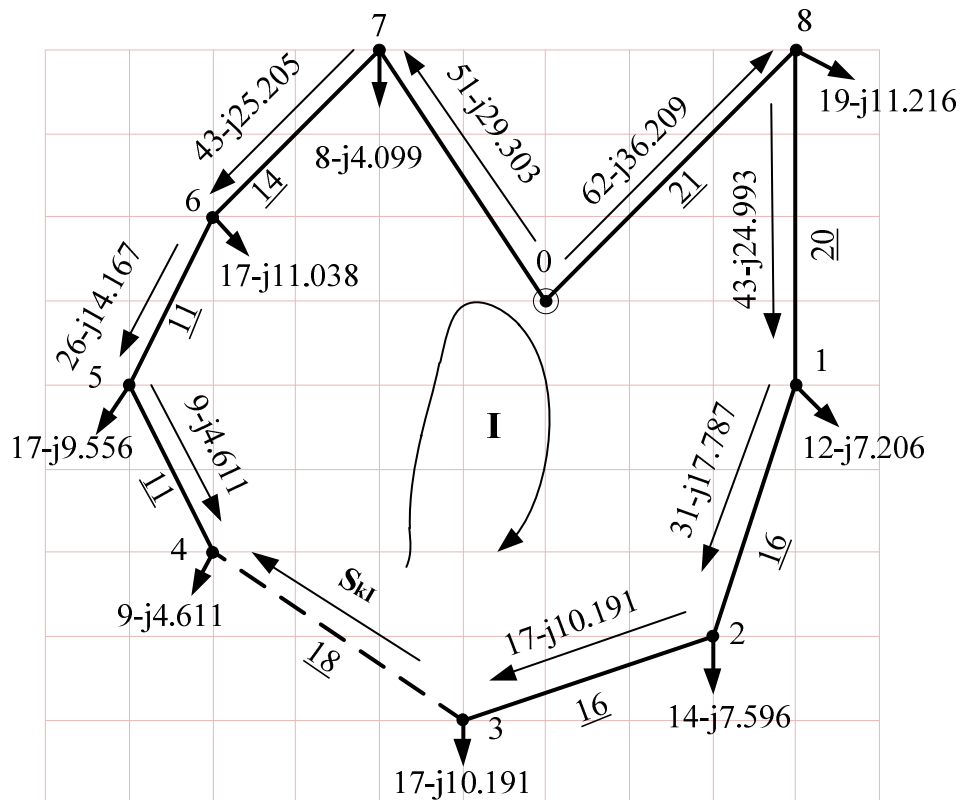


Рисунок 1.12 – Потокорозподіл розімкненої схеми
(післяаварійний режим).

Для даної схеми контурне рівняння матиме вигляд:

$$l_{08} \cdot \dot{S}_{08}^{poz} + l_{81} \cdot \dot{S}_{81}^{poz} + l_{12} \cdot \dot{S}_{12}^{poz} + l_{23} \cdot \dot{S}_{23}^{poz} - l_{45} \cdot \dot{S}_{45}^{poz} - l_{56} \cdot \dot{S}_{56}^{poz} - l_{67} \cdot \dot{S}_{67}^{poz} - l_{07} \cdot \dot{S}_{07}^{poz} = -\dot{S}_{зрI} \cdot l_{контI}$$

$$l_{контI} = l_{08} + l_{81} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{56} + l_{67} + l_{07} =$$

де $= 21 + 20 + 16 + 16 + 18 + 11 + 11 + 14 + 18 = 145$ (км);

Підставивши числові значення, отримуємо

$$21 \cdot (62 - j36.21) + 20 \cdot (43 - j25) + 16 \cdot (31 - j17.8) + 16 \cdot (17 - j10.2) - 11 \cdot (9 - j4.61) - 11 \cdot (26 - j14.17) - 14 \cdot (43 - j25.21) - 18 \cdot (51 - j29.3) = -145 \cdot \dot{S}_{зрI}$$

Розв'язавши систему рівнянь за допомогою програми MathCad, отримаємо такі контурні потужності:

$$\dot{S}_{зрI} = -7 + j4.283 \text{ (МВА)};$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Знаходимо результуючий потікорозподіл наступним чином:

$$\dot{S}_{08} = \dot{S}_{08}^{poz} + \dot{S}_{3pl} = 62 - j36.21 - 7 + j4.283 = 54.93 - j31.93 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{81} = \dot{S}_{81}^{poz} + \dot{S}_{3pl} = 43 - j25 + (-7 + j4.283) = 35.93 - j20.71 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{12}^{poz} + \dot{S}_{3pl} = 31 - j17.8 + (-7 + j4.283) = 23.93 - j13.5 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{23}^{poz} + \dot{S}_{3pl} = 17 - j10.2 + (-7 + j4.283) = 9.93 - j5.91 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{3pl} = -7 + j4.283 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{07}^{poz} - \dot{S}_{3pl} = 51 - j29.3 - (-7 + j4.283) = 58.07 - j33.59 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{67}^{poz} - \dot{S}_{3pl} = 43 - j25.2 - (-7 + j4.283) = 50.07 - j29.49 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{56} = \dot{S}_{56}^{poz} - \dot{S}_{3pl} = 26 - j14.17 - (-7 + j4.283) = 33.07 - j18.45 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{45} = \dot{S}_{45}^{poz} - \dot{S}_{3pl} = 9 - j4.61 - (-7 + j4.283) = 16.07 - j8.89 \text{ (MBA)}.$$

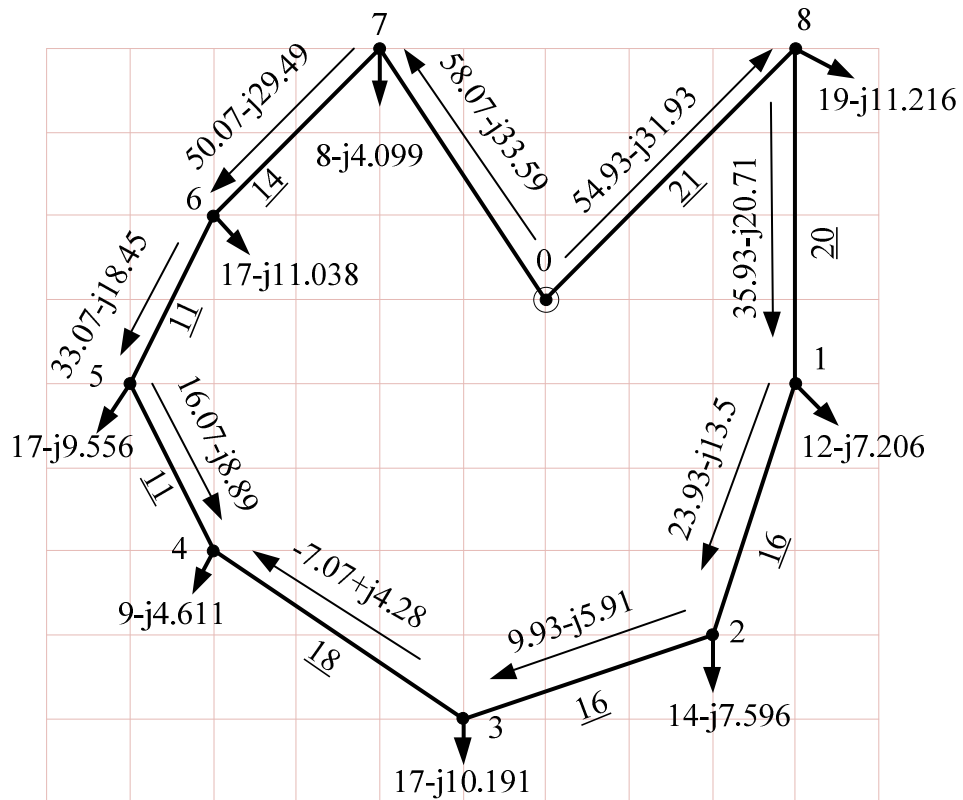


Рисунок 1.13 – Потікорозподіл замкненої схеми (післяварійний режим).

За картиною потікорозподілу потужностей у розглянутому режимі визначимо струми ділянок:

$$I_{08} = \frac{\sqrt{P_{08}^2 + Q_{08}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{54.931^2 + (-31.326)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 333.471 \text{ (A)}$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Аналогічно розрахуємо після аварійні струми по всіх ділянках схеми № 1. Результати занесемо до табл. 1.14

Таблиця 1.14 – Результати перевірки післяаварійної схеми по допустимому струму

Ділянка	переріз, мм ²	I _{діюче} , А	I _{доп.} , А
0-8	240/32	333.471	610
0-7	240/32	352.09	610
6-7	240/32	304.982	610
5-6	120/19	198.753	390
3-4	120/19	43.381	390
8-1	120/19	217.673	390
1-2	70/11	144.223	265
2-3	70/11	60.651	265
4-5	70/11	96.396	265

Як бачимо, умова (1.13) виконується для всіх перерізів. Тепер виконаємо перевірку виконання умов (1.14). Виконання умов (1.14) рекомендовано перевіряти тільки у точках поточкорозділу потужностей, які характеризуються найменшими значеннями рівнів напруги у мережі (як правило такими є точки поточкорозподілу).

Прийmemo рівень напруги на БП рівний 115 кВ і знайдемо напругу у вузлах схеми за формулою:

$$U_S = \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \sum_{i=БП}^S (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)}, \quad (1.15)$$

де P_i та Q_i відповідно активна та реактивна потужність протікаючи по i – тій ділянці.

Приймаємо на даному етапі розрахунку $x_0=0,4$ Ом/км. За схемою поточкорозподілу Рис 1.13 можна з упевненістю сказати, що найнижчою напруга буде в вузлі 3, тому знаходимо саме цю напругу:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$U_3 = \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - 2 \cdot (P_{08} \cdot r_{08} - Q_{08} \cdot x_{08} + P_{81} \cdot r_{81} - Q_{81} \cdot x_{81} + P_{12} \cdot r_{12} - Q_{12} \cdot x_{12} + P_{23} \cdot r_{23} - Q_{23} \cdot x_{23})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (54.93 \cdot 2.48 + 31.93 \cdot 8.4 + 35.93 \cdot 8.44 + 20.71 \cdot 8 + 23.93 \cdot 6.75 - 13.5 \cdot 6.4 + 9.93 \cdot 6.75 + 5.91 + 6.4)} = 105.44 \text{ (кВ)};$$

Аналогічно розраховуємо рівні напруг у решті пунктів та зводимо результати у табл. 1.15 разом з регулювальними можливостями трансформаторів, що були розраховані у п. 1.2 (табл. 1.3)

Таблиця 1.15 – Регулювальні діапазони блоків трансформаторів

№ вузла	1	2	3	4	5	6	7	8
U_s , кВ	107.14	106.43	105.44	105.48	106.55	108.73	111.78	111.43
U_{\min} , кВ	98.247	96.794	96.794	95.281	96.794	96.794	96.625	96.794
U_{\max} , кВ	133.42	131.97	131.97	130.45	131.97	131.97	131.8	131.97

Як бачимо, в усіх вузлах виконується умова (1.14).

1.5 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі. Підготовка вихідних даних до ітераційного розрахунку

1.5.1 Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередачі

Основою для виконання розрахунку режимних параметрів електричної мережі є, зокрема, параметри її схеми заміщення. Як відомо будь-яка ЛЕП може бути представлена у вигляді симетричної або несиметричної П- або Т-подібних схем заміщення. До складу будь-якої схеми заміщення ЛЕП входять:

- Активний опір фази лінії $r_l = r_0 \cdot l_l$ Ом;
- Індуктивний опір фази лінії $x_l = x_0 \cdot l_l$ Ом;
- Активна провідність лінії $g_l = g_0 \cdot l$ См;

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- Ємнісна провідність лінії $b_l = b_0 \cdot l_l$ См.

Усі перераховані вище параметри визначають за відповідними розрахунковими значеннями погонних величин. В усіх електротехнічних розрахунках величину погонного активного опору лінії r_0 умовно приймають рівною значенню погонного омичного опору, який лінія чинить постійному струму при температурі $+20^\circ\text{C}$. У табл. 1.16 зведені основні розрахункові параметри ділянок проводів:

Таблиця 1.16 – Розрахункові дані проводів ділянок

Ділянка	0-8	0-7	0-3	6-7	5-6	3-4	8-1	1-2	2-3	4-5
r_0 , Ом/км	0.118	0.118	0.118	0.118	0.244	0.244	0.244	0.422	0.422	0.422
d , мм	21.6	21.6	21.6	21.6	15.2	15.2	15.2	11.4	11.4	11.4
$l_{\text{діл}}$, км	21	18	25	14	11	18	20	16	16	11
r_l , Ом	2.478	2.124	2.95	1.652	2.684	4.392	4.88	6.752	6.752	4.642

Величина погонного індуктивного реактивного опору залежить, крім іншого, від відстаней між фазними проводами. Усереднене значення середньо-геометричної відстані між фазами ПЛ для ЛЕП 110 кВ становить $D_{cp}=5000$ мм.

Погонний індуктивний опір нерозщепленої фази i -ї ЛЕП x_{oi} , Ом/км, визначають відповідно до залежності:

$$x_{oi} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{ie}}\right) + 0.016\mu, \quad (1.16)$$

де μ - магнітна проникність матеріалу (для проводів з кольорових металів та комбінованих проводів АС, АСК та інших $\mu=1$);

d – діаметр проводу ділянки.

Погонна активна провідність фази ЛЕП визначається за виразом:

$$g_{oi} = \frac{\Delta P_{0k} \cdot 10^{-3}}{U_n^2}, \quad (1.17)$$

де ΔP_{0k} – середньорічні питомі втрати потужності на корону (для ЛЕП 110 кВ $\Delta P_{0k}=0,08$ кВт/км);

Погонна ємнісна провідність ЛЕП визначається як:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$b_{0i} = \frac{7.58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{ia}}\right)} \quad (1.17)$$

Знайдемо погонні параметри для обраних нами перерізів. Погонний індуктивний опір буде:

$$x_{70} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11.4}\right) + 0.016 = 0.443 \text{ (Ом/км)};$$

$$x_{120} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15.2}\right) + 0.016 = 0.425 \text{ (Ом/км)};$$

$$x_{240} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right) + 0.016 = 0.403 \text{ (Ом/км)};$$

Погонна активна провідність для всіх перерізів буде однакова і становитиме:

$$g_0 = \frac{0.08 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 6.61 \cdot 10^{-9} \text{ (См/км)};$$

Погонна ємнісна провідність ЛЕП визначається як:

$$b_{70} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11.4}\right)} = 2.58 \cdot 10^{-6} \text{ (См/км)};$$

$$b_{120} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15.2}\right)} = 2.69 \cdot 10^{-6} \text{ (См/км)};$$

$$b_{240} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right)} = 2.84 \cdot 10^{-6} \text{ (См/км)};$$

Перемноживши погонні параметри ділянок на відповідні довжини, отримаємо такі параметри ділянок, які занесемо до табл. 1.17:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.17 – Параметри Z-схеми заміщення ЛЕП

Ділянка	0-8	0-7	0-3	6-7	5-6	3-4	8-1	1-2	2-3	4-5
Переріз, мм ²	240/32	240/32	240/32	240/32	120/19	120/19	120/19	70/11	70/11	70/11
l _{діл} , км	21	18	25	14	11	18	20	16	16	11
r _л , Ом	2.478	2.124	2.95	1.652	2.684	4.392	4.88	6.75	6.75	4.64
x _л , Ом	8.463	7.254	10.08	5.642	4.675	7.65	8.5	7.09	7.09	4.87
g _л ·10 ⁻⁷ , См	1.388	1.19	1.653	92.54	72.71	1.19	1.322	1.06	1.06	72.7
b _л ·10 ⁻⁵ , См	5.964	5.112	7.1	3.976	2.959	4.842	5.38	4.128	4.128	2.838

1.5.2 Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів

Активний опір двохобмоткового трансформатора r_T визначають за виразом:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{OB}^2 \cdot 10^3}{S_H^2} \quad (1.18)$$

Активний опір трьох обмоткового трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{OB}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_H^2}, \quad (1.19)$$

де $\Delta P_{кз}$ -- втрати активної потужності у досліді короткого замикання (к.з.) трансформатора, кВт;

$U_{ов}$ -- напруга основного виводу трансформатора, кВ;

S_H - номінальна потужність трансформатора, кВА.

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Індуктивний опір двох обмоткового трансформатора:

$$x_T = \frac{10 \cdot U_{K3\%} \cdot U_{ов}^2}{S_H}, \quad (1.20)$$

Індуктивний реактивний опір обмоток три обмоткового трансформатора:

$$x_{Ti} = \frac{10 \cdot U_{Ki\%} \cdot U_{ов}^2}{S_H}, \quad (1.21)$$

де x_{Ti} -- реактивний опір i-ї обмотки трансформатора;

$U_{KB\%}$, $U_{KC\%}$, $U_{KH\%}$ - фіктивні величини напруги к.з:

$$\begin{aligned} U_{K\theta\%} &= 0.5(U_{K(\theta-C)\%} + U_{K(\theta-H)\%} - U_{K(C-H)\%}) \\ U_{KC\%} &= 0.5(U_{K(\theta-C)\%} + U_{K(C-H)\%} - U_{K(\theta-H)\%}) \\ U_{KH\%} &= 0.5(U_{K(\theta-H)\%} + U_{K(C-H)\%} - U_{K(\theta-C)\%}), \end{aligned} \quad (1.22)$$

де $U_{K(B-H)\%}$, $U_{K(B-C)\%}$, $U_{K(C-H)\%}$ - напруги короткого замикання між попарно з'єднаними обмотками трансформатора, %.

Активну провідність двох- і трьохобмоткових трансформаторів визначають за співвідношенням:

$$g_T = \frac{\Delta P_{xx} \cdot 10^{-3}}{U_{ов}^2}, \quad (1.23)$$

де ΔP_{xx} - втрати активної потужності у досліді холостого ходу (х.х.) трансформатора, кВт.

Значення індуктивної реактивної провідності двох- і триобмоткових трансформаторів:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$b_T = -\frac{I_{xx\%} \cdot S_H \cdot 10^{-5}}{U_{ог}^2}, \quad (1.24)$$

де $I_{xx\%}$ - струм холостого ходу у відсотках від номінального струму трансформатора.

Обчислимо параметри схеми заміщення трансформаторів, що встановлені у пунктах розрахункової схеми. Для блоків двохобмоткових трансформаторів (пункт 4 і 7) матимемо такі значення активних і реактивних опорів:

$$r_{ТДН10} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 3.97 \text{ (Ом)};$$

$$r_{ТМН6} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 6300^2} = 7.33 \text{ (Ом)};$$

$$x_{ТДН10} = \frac{10 \cdot 10.5 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 69.4 \text{ (Ом)};$$

$$x_{ТМН6} = \frac{10 \cdot 10.5 \cdot 115^2}{2 \cdot 6300} = 110 \text{ (Ом)};$$

Значення активних і реактивних провідностей:

$$g_{ТДН10} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2.12 \cdot 10^{-6} \text{ (См)};$$

$$g_{ТМН6} = \frac{2 \cdot 11.5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1.74 \cdot 10^{-6} \text{ (См)};$$

$$b_{ТДН10} = -\frac{2 \cdot 0.7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -10.6 \cdot 10^{-6} \text{ (См)};$$

$$b_{ТМН6} = -\frac{2 \cdot 0.8 \cdot 6300 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -7.62 \cdot 10^{-6} \text{ (См)};$$

Для блоків із двох трьохобмоткових трансформаторів (пункти 1, 2, 3, 5, 6, 8) обчислимо активний опір:

$$r_{ТВ} = r_{ТС} = r_{ТН}$$

$$r_{ТДТН10} = \frac{76 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 5.03 \text{ (Ом)};$$

$$r_{ТДТН16} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000^2} = 2.58 \text{ (Ом)};$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для визначення реактивного опору необхідно розрахувати фіктивні величини напруги к.з.:

Для ТДТН-10000/110 матимемо:

$$U_{кв\%10} = 0.5(U_{к(в-с)\%} + U_{к(в-н)\%} - U_{к(с-н)\%}) = 0.5(10.5 + 17 - 6) = 10.7 \%$$

$$U_{кс\%10} = 0.5(U_{к(в-с)\%} + U_{к(с-н)\%} - U_{к(в-н)\%}) = 0.5(10.5 + 6 - 17) = -0.25 \%$$

$$U_{кн\%10} = 0.5(U_{к(в-н)\%} + U_{к(с-н)\%} - U_{к(в-с)\%}) = 0.5(17 + 6 - 10.5) = 6.25 \%$$

Оскільки $U_{кс\%10000} < 0$, то приймаємо його рівним 0

Для ТДТН-16000/110 матимемо:

$$U_{кв\%16} = 0.5(U_{к(в-с)\%} + U_{к(в-н)\%} - U_{к(с-н)\%}) = 0.5(10.5 + 17 - 6) = 10.7 \%$$

$$U_{кс\%16} = 0.5(U_{к(в-с)\%} + U_{к(с-н)\%} - U_{к(в-н)\%}) = 0.5(10.5 + 6 - 17) = -0.25 \%$$

$$U_{кн\%16} = 0.5(U_{к(в-н)\%} + U_{к(с-н)\%} - U_{к(в-с)\%}) = 0.5(17 + 6 - 10.5) = 6.25 \%$$

Оскільки $U_{кс\%16000} < 0$, то приймаємо його рівним 0.

Значення реактивних опорів будуть дорівнювати:

$$x_{ТВ10000} = \frac{10 \cdot 10.7 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 70.8 \text{ (Ом);}$$

$$x_{ТС10000} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 0 \text{ (Ом);}$$

$$x_{ТН10000} = \frac{10 \cdot 6.25 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 41.3 \text{ (Ом);}$$

$$x_{ТВ16000} = \frac{10 \cdot 10.7 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 44.2 \text{ (Ом);}$$

$$x_{ТС16000} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 0 \text{ (Ом);}$$

$$x_{ТН16000} = \frac{10 \cdot 6.25 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 25.8 \text{ (Ом);}$$

Обчислимо значення активних і реактивних провідностей трьохобмоткових трансформаторів:

$$g_{ТДТН10000} = \frac{2 \cdot 17 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2.57 \cdot 10^{-6} \text{ (См);}$$

$$g_{ТДТН16000} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3.48 \cdot 10^{-6} \text{ (См);}$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$b_{\text{ДПН 16000}} = -\frac{2 \cdot 1.0 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -2.42 \cdot 10^{-5} \text{ (См)};$$

$$b_{\text{ДПН 10000}} = -\frac{2 \cdot 1.1 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1.66 \cdot 10^{-5} \text{ (См)};$$

1.5.3 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі.

Після розрахунку параметрів схем заміщення елементів електричної мережі складають Z-схему електричної мережі. При цьому зі складу електричної мережі, як правило, виключають радіальні відгалуження, що відбивають поздовжні елементи схем заміщення приєднаних до пунктів мережі блоків силових трансформаторів або поздовжні опори радіальних ліній.

У цьому випадку розрахунок режиму мережі виконують не за заданими, а за приведеними до сторони вищої напруги значеннями навантажень пунктів схеми $\dot{S}_{i\delta}$, МВА. Останні визначають за виразом:

$$\dot{S}_{np} = \dot{S}_{зад} + \Delta \dot{S}_{TZ} \cdot 10^{-3} = \dot{S}_{зад} + (\Delta P_{TZ} + j\Delta Q_{TZ}) \cdot 10^{-3}, \quad (1.25)$$

де ΔS_{TZ} -- втрати потужності у поздовжніх опорах блоку силових трансформаторів, приєднаних до відповідного пункту схеми, кВА;

$S_{зад}$ – задані навантаження пунктів, МВА.

Для двох- та трьохобмоткових трансформаторів втрати активної потужності ΔP_{TZ} , кВт, і реактивної потужності ΔQ_{TZ} , кВАр, в обмотках визначають за наступними виразами:

$$\begin{aligned} \Delta P_{TZ} &= n \cdot \beta_B^2 \cdot \Delta P_{кз} \\ Q_{TZ} &= -n \cdot \beta_B^2 \cdot S_H \cdot U_{кз\%} \cdot 10^{-2} \end{aligned} \quad (1.26)$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- для трьохобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_{TZ} = \frac{n \cdot \Delta P_{K3}}{2} \cdot (\beta_{BH}^2 + \beta_{CH}^2 + \beta_{HH}^2) \quad (1.27)$$

$$Q_{TZ} = -n \cdot S_H \cdot (\beta_{BH}^2 \cdot U_{KB} \% + \beta_{CH}^2 \cdot U_{KC} \% + \beta_{HH}^2 \cdot U_{KH} \%) \cdot 10^{-2},$$

де β_i - коефіцієнт завантаження відповідної і-ї обмотки трансформатора (блоку трансформаторів).

Для подальших ітераційних розрахунків режимів електричної мережі визначають еквівалентні (сумарні) поперечні провідності всіх пунктів схеми з урахуванням напівсуми провідностей П-подібних симетричних схем заміщення ділянок ЛЕП, що примикають до S-го пункту:

$$\underline{Y}_S = 0.5 \cdot \sum_i \underline{Y}_i + (g_{Ts} - jb_{Ts}), \quad (1.28)$$

де $0.5 \cdot \sum_i \underline{Y}_i$ -- напівсума повних провідностей усіх ЛЕП, що відходять від шин ВН S-ї підстанції електричної мережі, См;
 $(g_{Ts} - jb_{Ts})$ - сумарна повна провідність блоку силових трансформаторів, підключених до S-го пункту схеми мережі, См.

У першому пункті встановлено трьохобмотковий трансформатор типу ТДТН-10000/110.

$$\beta_{1BH} = \frac{|S_{1BH}| \cdot 10^3}{n \cdot S_H} = \frac{|12 - j7.206| \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0.7$$

$$\beta_{1CH} = \frac{|S_{1CH}| \cdot 10^3}{n \cdot S_H} = \frac{|5 - j3.62| \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0.309$$

$$\beta_{1HH} = \frac{|S_{1HH}| \cdot 10^3}{n \cdot S_H} = \frac{|7 - j3.59| \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0.393$$

Втрати активної та реактивної потужності в блоці трансформаторів 1-го пункту:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta P_{TZ1} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{1\phi H}^2 + \beta_{1\phi H}^2 + \beta_{1\phi H}^2) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot (0.7^2 + 0.309^2 + 0.393^2) = 56.2 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{TZ1} = -n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{1\phi H}^2 \cdot U_{кв1 \%} + \beta_{1\phi H}^2 \cdot U_{кв1 \%} + \beta_{1\phi H}^2 \cdot U_{кв1 \%}) \cdot 10^{-2} =$$

$$= -2 \cdot 10000 \cdot (0.7^2 \cdot 10.7 + 0.309^2 \cdot 0 + 0.393^2 \cdot 6.25) \cdot 10^{-2} = -1241.28 \text{ (кВАр)}.$$

Приведене навантаження першого пункту:

$$\dot{S}_{np1} = \dot{S}_{зад1} + \Delta \dot{S}_{TZ1} \cdot 10^{-3} = 12 - j7.206 + (56.2 - j1241.28) \cdot 10^{-3} = 12.056 - j8.447 \text{ (МВА)};$$

В четвертому пункті схеми встановлено двохобмотковий трансформатор типу ТДН-10000/110 тому втрати активної і реактивної потужності у ньому визначають за формулами (1.26)

$$\beta_4 = \frac{|\dot{S}_4| \cdot 10^3}{n \cdot S_{Tp4}} = \frac{|9 - j4.611| \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0.506$$

$$\Delta P_{TZ4} = n \cdot \beta_4^2 \cdot \Delta P_{кз4} = 2 \cdot 0.506^2 \cdot 60 = 30.678 \text{ (кВт)};$$

$$\Delta Q_{TZ4} = -n \cdot \beta_4^2 \cdot S_{Tp4} \cdot U_{кз4 \%} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 0.506^2 \cdot 10000 \cdot 10.5 \cdot 10^{-2} = -536.864 \text{ (кВАр)}$$

Приведене навантаження першого пункту:

$$\dot{S}_{np4} = \dot{S}_{зад4} + \Delta \dot{S}_{TZ4} \cdot 10^{-3} = 9 - j4.611 + (30.678 - j536.864) \cdot 10^{-3} = 9.031 - j5.148 \text{ (МВА)}$$

Аналогічним чином для інших пунктів схеми розрахуємо приведені навантаження і зведемо їх в табл. 1.18:

Таблица 1.18 – Приведені навантаження вузлів:

№ Пункту	1	2	3	4	5	6	7	8
S _{прб} , МВА	12.056- j8.447	14.043- j8.799	17.058- j11.751	9.031- 5.148i	17.06- j11.244	17.063- j12.501	8.045- j4.772	19.07- j13.198

Визначимо еквівалентні (сумарні) поперечні провідності всіх пунктів схеми з урахуванням напівсуми провідностей П-подібних симетричних схем заміщення ділянок ЛЕП, що примикають до 1-го пункту:

$$\underline{Y}_1 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{81} + \underline{Y}_{12}) + g_{Tp1} + j b_{Tp1} = 0.5 \cdot (1.322 \cdot 10^{-7} + j5.38 \cdot 10^{-5} + 1.058 \cdot 10^{-7} + j4.128 \cdot 10^{-5}) +$$

$$+ 2.57 \cdot 10^{-6} + j1.66 \cdot 10^{-5} = 2.689 \cdot 10^{-6} + j6.414 \cdot 10^{-5} \text{ (См)};$$

Аналогічним чином для інших пунктів схеми отримаємо еквівалентні провідності вузлів і зведемо їх до табл. 1.19:

					.0103.141.002.ПЗ			Арк.
								62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата				

Таблиця 1.19 – Еквівалентні поперечні провідності пунктів

№ пункту	Провідність, мкСм
1	$2.689 + j64.14$
2	$3.586 + j65.48$
3	$3.675 + j10.45$
4	$2.216 + j49$
5	$3.563 + j53.18$
6	$3.563 + j58.87$
7	$1.846 + j53.06$
8	$3.616 + j80.92$

1.6 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні

Розрахунки режимів роботи районних мереж виконують ітераційними методами. Розрахувати сталий режим роботи електричної мережі означає визначити фактичні потоки потужностей, що протікають ділянками мережі, рівні напруги у всіх пунктах схеми, сумарні втрати потужностей у Z та Y-елементах схеми заміщення мережі.

Завданням ітераційного розрахунку режиму роботи мережі є уточнення втрат потужності в елементах схеми заміщення мережі з метою визначення їхніх значень з будь-яким наперед заданим ступенем точності. Ітераційний розрахунок режиму є досить точним, тому в розрахунках варто оперувати не втратами потужності в провідностях, а безпосередньо провідностями, оскільки потужності, що втрачаються у них, слід уточнювати у процесі розрахунку.

З цією метою для подальших розрахунків використовують Z-схему мережі з повними опорами ділянок, заданими або приведеними навантаженнями пунктів та еквівалентними провідностями пунктів. Розглядають мережу, що навантажена у пунктах тільки заданими або приведеними значеннями потужностей, і будь-яким

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

з відомих методів розрахунку визначають основний поточкорозподіл потужностей у замкненій Z-схемі від зазначених вище навантажень пунктів. Потім переходять до ітераційного розрахунку.

Будь-яку ітерацію розрахунку виконують у наступному порядку слідування розрахункових процедур:

1) Знаходять втрати потужності, за даними про поточкорозподілу потужностей і режим напруги на попередній ітерації відповідно до залежностей:

$$\Delta \dot{S}_{iz} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{ci}^2} (r_i - jx_i) \quad (1.28)$$

$$\Delta \dot{S}_{sY} = \dot{Y}_s \cdot U_{si}^2 \quad (1.29)$$

2) Отримані за (1.28) втрати потужності ділять навпіл відповідно до симетричної П-подібної схеми заміщення та розносять на кінці ділянок мережі, де алгебраїчно підсумовують їх із втратами потужності в еквівалентних поперечних провідностях пунктів схеми (1.29). Цією процедурою формують додаткові навантаження пунктів схеми від втрат потужності.

3) Обраним раніше методом розрахунку визначають поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності у Z-схемі мережі.

4) Накладають поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності на основний поточкорозподіл, враховуючи розрахункові напрямки потоків потужності за ділянками мережі. Одержують результуючий поточкорозподіл потужностей на даній ітерації розрахунку.

5) На основі результуючого поточкорозподілу на поточній ітерації виконують розрахунок режиму напруги у пунктах схеми за виразами:

- при розрахунку за умовами початку:

$$\begin{aligned} U_{Ki} &= \sqrt{U_{Pi}^2 - 2 \sum_i (P_i r_i - Q_i x_i)} \\ U_{Ci} &= \sqrt{U_{Pi}^2 - \sum_i (P_i r_i - Q_i x_i)} \end{aligned} \quad (1.30)$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- при розрахунку за умовами кінця:

$$\begin{aligned} U_{Pi} &= \sqrt{U_{Ki}^2 + 2 \sum_i (P_i r_i - Q_i x_i)} \\ U_{Ci} &= \sqrt{U_{Ki}^2 + \sum_i (P_i r_i - Q_i x_i)} \end{aligned} \quad (1.31)$$

Розрахунок режиму роботи мережі можна вважати принципово закінченим, якщо зміни модулів напруги у пунктах або сумарні втрати потужності у мережі виявляться меншими 1...2 % від їхніх значень на попередній ітерації.

Результатами розрахунку режиму роботи мережі є середньолінійні потужності ділянок (або потужності початків і кінців ділянок мережі), модулі напруг у вузлах схеми та сумарні втрати потужності у поздовжніх і поперечних елементах схеми заміщення електричної мережі.

З цією метою виконують аналіз режиму роботи БП і визначають сумарні втрати потужності у мережі системи ΔS_y , МВА:

$$\Delta \dot{S}_y = \dot{S}_{БП} - \dot{S}_y = \sum_i \dot{S}_{Hi} + \dot{Y}_{БП} U_{БП}^2 - \dot{S}_y, \quad (1.32)$$

де $\dot{S}_{БП}$ - сумарна потужність БП, МВА;

\dot{S}_y - сумарна потужність вихідних (заданих або приведених) навантажень пунктів мережі, МВА;

$\sum_i \dot{S}_{Hi}$ - сума повних потужностей початків усіх ліній, що відходять у схему від БП, МВА;

$\dot{Y}_{БП}$ - поперечна провідність, перенесена на шини БП у процесі підготовки розрахункової схеми мережі.

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу методом контурних рівнянь.

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

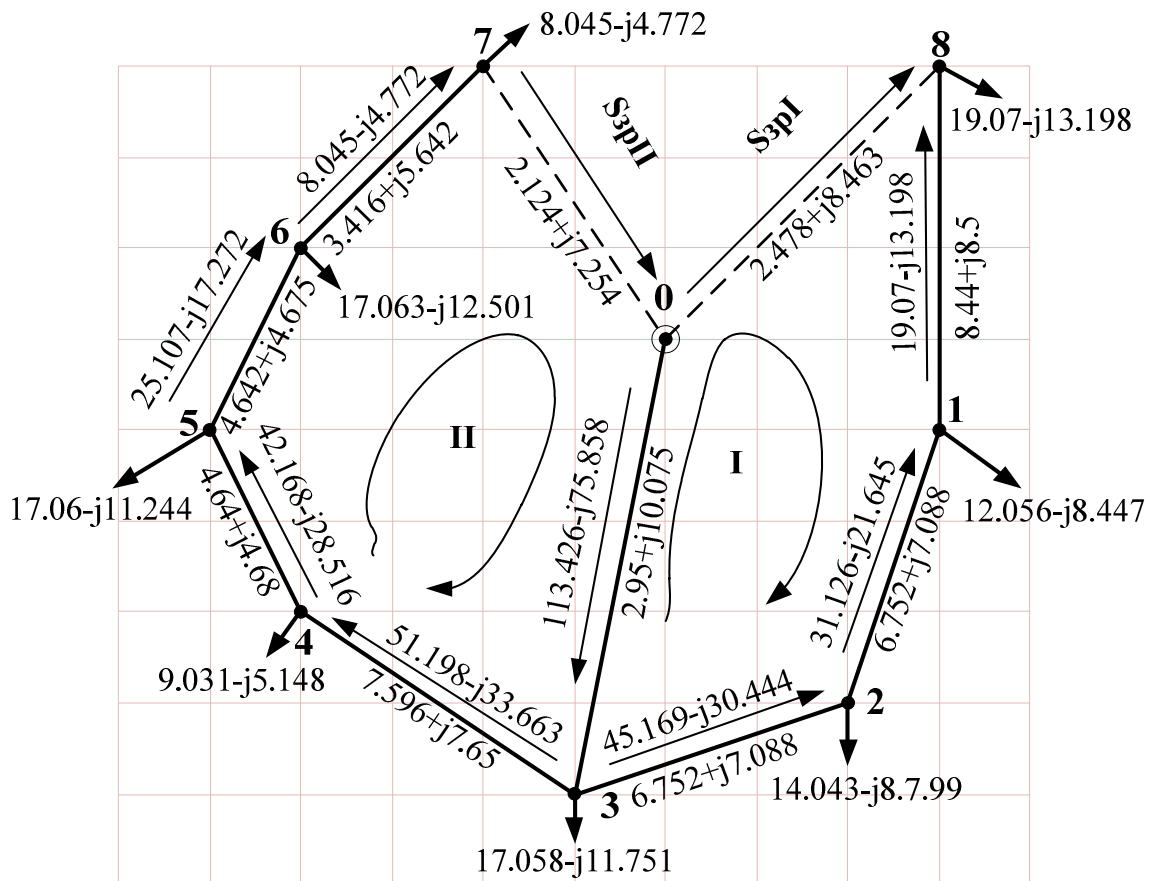


Рисунок 1.14 – Потокорозподіл розімкненої Z-схеми

Для даної схеми система контурних рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{cases} (\dot{S}_{зрI} - \dot{S}_{18}^{poz}) \cdot Z_{18} + (\dot{S}_{зрI} - \dot{S}_{12}^{poz}) \cdot Z_{12} + (\dot{S}_{зрI} - \dot{S}_{23}^{poz}) \cdot Z_{23} + (\dot{S}_{зрI} - \dot{S}_{зрII} - \dot{S}_{03}^{poz}) \cdot Z_{03} + \dot{S}_{зрI} \cdot \dot{S}_{08}^{poz} = 0; \\ (\dot{S}_{зрII} - \dot{S}_{зрI} + \dot{S}_{03}^{poz}) \cdot Z_{03} + (\dot{S}_{зрII} + \dot{S}_{34}^{poz}) \cdot Z_{34} + (\dot{S}_{зрII} + \dot{S}_{45}^{poz}) \cdot Z_{45} + (\dot{S}_{зрII} + \dot{S}_{56}^{poz}) \cdot Z_{56} + \\ + (\dot{S}_{зрII} + \dot{S}_{67}^{poz}) \cdot Z_{78} + \dot{S}_{зрII} \cdot Z_{07} = 0. \end{cases}$$

Проводимо підстановку числових значень в систему, отримаємо:

$$\begin{cases} [\dot{S}_{зрI} - (19.07-j13.2)] \cdot (8.44 + j8.5) + [\dot{S}_{зрI} - (31.13-j21.65)] \cdot (6.75 + j7.09) + \\ + [\dot{S}_{зрI} - (45.17-j30.44)] \cdot (6.75 + j7.09) + [\dot{S}_{зрI} - \dot{S}_{зрII} - (113.43-j75.86)] \cdot (2.95 + j10.07) + \\ + \dot{S}_{зрI} \cdot (2.48 + j8.46) = 0; \\ (\dot{S}_{зрII} - \dot{S}_{зрI} + 113.43 - j75.86) \cdot (2.95 + j10.07) + (\dot{S}_{зрII} - 51.2 - j33.66) \cdot (7.6 + j7.65) + \\ + (\dot{S}_{зрII} + 42.17 - j28.52) \cdot (4.64 + j4.87) + (\dot{S}_{зрII} + 25.11-j17.27) \cdot (4.64 + j4.87) + \\ + (\dot{S}_{зрII} + 8.04-j4.77) \cdot (3.42 + j5.64) + \dot{S}_{зрII} \cdot (2.12 + j7.25) = 0. \end{cases}$$

Після розкриття дужок і зведення подібних членів, маємо:

$$\begin{cases} (27.37+j41.21) \cdot \dot{S}_{зрI} - (2.95+j10.07) \cdot \dot{S}_{зрII} - (2256.37+j1158.77) = 0; \\ (25.37+j40.17) \cdot \dot{S}_{зрII} - (2.95+j10.07) \cdot \dot{S}_{зрI} + (2331.7+j1194.35) = 0. \end{cases}$$

Розв'язавши систему рівнянь за допомогою програми MathCad, отримаємо такі контурні потужності:

$$\dot{S}_{зрI} = 35.314-j22.302 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{зрII} = -38.605 + j25.478 \text{ (МВА)}.$$

Знаходимо результуючий (**основний**) потокорозподіл наступним чином:

$$\dot{S}_{08} = \dot{S}_{зрII} = 35.314-j22.302 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{81} = \dot{S}_{81}^{poz} - \dot{S}_{зрI} = 19.07-j13.2 - (35.31-j22.3) = -16.24+j9.1 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{12}^{poz} - \dot{S}_{зрI} = 31.13-j21.65 - (35.31-j22.3) = -4.19+j0.66 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{23}^{poz} - \dot{S}_{зрI} = 45.07-j30.44 - (35.31-j22.3) = 9.86-j8.14 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{зрII} = -38.6+j25.48 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{67}^{poz} + \dot{S}_{зрII} = 8.04-j4.77 - 38.6+j25.48 = -30.56+j20.71 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{56} = \dot{S}_{56}^{poz} + \dot{S}_{зрII} = 25.11-j17.27 - 38.6+j25.48 = -13.5+j8.21 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{45} = \dot{S}_{45}^{poz} + \dot{S}_{зрII} = 42.17-28.52 - 38.6+j25.48 = 3.56-j3.04 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{34}^{poz} + \dot{S}_{зрII} = 51.2-j33.66 - 38.6+j25.48 = 12.59-j8.19 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{03} = \dot{S}_{03}^{poz} + \dot{S}_{зрII} - \dot{S}_{зрI} = 113.43-j75.86 - 38.6+j25.48 - (35.31-j22.3) = 39.51-j28.08 \text{ (МВА)}.$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Отже, потокорозподіл замкненої схеми матиме вигляд, що показано на Рис.

1.15:

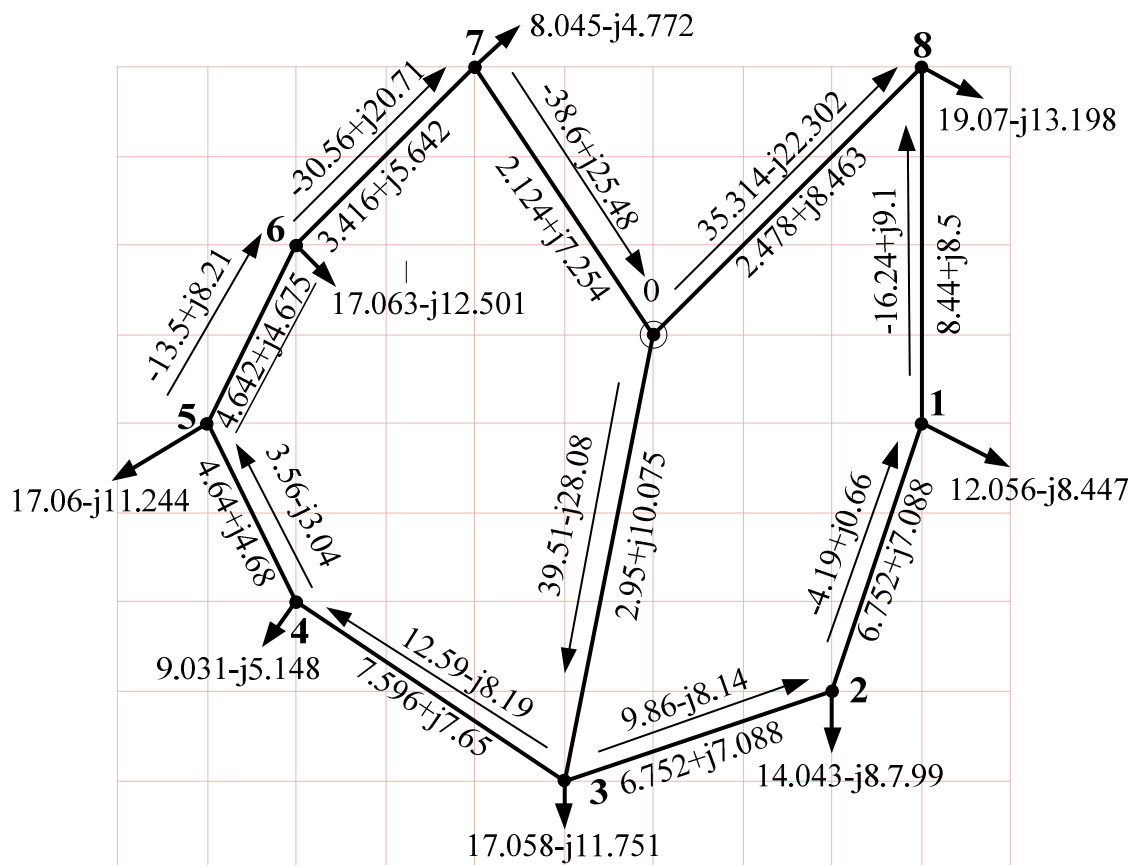


Рисунок 1.15 – Потокорозподіл замкненої Z-схеми

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{08 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{08} - \dot{S}_{81 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{18} - \dot{S}_{23 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{23} - \dot{S}_{03 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{03} &= (35.314-j22.302) \cdot (2.478 + j8.463) - \\ &- (-16.244+j9.105) \cdot (8.44 + j8.5) - (-4.188+j0.657) \cdot (6.752 + j7.088) - \\ &- (9.855-j8.141) \cdot (6.752 + j7.088) - (39.507-j28.07) \cdot (2.95 + j10.075) = 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{03 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{03} + \dot{S}_{34 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{34} + \dot{S}_{45 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{45} + \dot{S}_{56 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{56} + \dot{S}_{67 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{67} + \dot{S}_{07 \text{ очн}} \cdot \underline{Z}_{07} &= \\ &= (32.507 - j28.078) \cdot (2.95 + j10.075) + (12.593 - j8.185) \cdot (7.596 + j7.65) + \\ &+ (9.388 - j6.526) \cdot (8.052 + j14.02) + (1.363 - j1.225) \cdot (11.39 + j11.96) + \\ &+ (3.563-j3.038) \cdot (4.642 + j4.873) + (-13.498 + j8.206) \cdot (4.642 + j4.675) + \\ &+ (-30.56 + j20.706) \cdot (3.416 + j5.642) - (-38.605 + j25.478) \cdot (2.124 + j7.254) = 0. \end{aligned}$$

Перевірка виконується.

Переходимо до першої ітерації розрахунку. По основному поточкорозподілу та номінальній напрузі знаходимо втрати потужності в елементах схеми заміщення за виразами (1.28) та (1.29):

Втрати в опорах ділянок:

$$\Delta \dot{S}_{Z08}^{(1)} = \frac{P_{08}^2 + Q_{08}^2}{U_H^2} (r_{08} - jx_{08}) = \frac{35.314^2 + 22.302^2}{110^2} \cdot (2.478 - j8.463) = 0.357 - j1.22 \text{ (МВА)}.$$

Для решти ділянок результати занесемо у табл. 1.20:

Таблиця 1.20 – Втрати потужності в опорах ділянок:

Ділянка	$\Delta \dot{S}_{Zi}^{(1)}$, МВА
0-8	0.357-j1.22
8-1	0.242-j0.244
1-2	0.01-j0.011
2-3	0.147-j0.257
0-3	0.573-j1.956
3-4	0.142-j0.143
4-5	0.008-j0.009
5-6	0.096-j0.096
6-7	0.385-j0.635
0-7	0.376-j1.283

Втрати в провідностях пунктів:

$$\Delta \dot{S}_{Y1}^{(1)} = \underline{Y}_1 \cdot U_H^2 = (2.689 \cdot 10^{-6} + j6.414 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 = 0.033 + j0.776 \text{ (МВА)};$$

Для решти ділянок результати занесемо у табл. 1.21:

Таблиця 1.21 – Втрати потужності в провідностях пунктів

Пункт	$\Delta \dot{S}_{Ys}^{(1)}$, МВА
1	0.033+j0.776
2	0.043+j0.792
3	0.044+j1.265
4	0.027+j0.593
5	0.043+j0.644

Продовження таблиці 1.21

6	$0.043+0.712i$
7	$0.022+j0.642$
8	$0.044+j0.979$

Формуємо додаткові навантаження пунктів схеми від втрат потужності згідно П-подібної схеми заміщення.

$$S_{1 \text{ дод}}^{(1)} = 0.5 \cdot (\Delta S_{81}^{(1)} + \Delta S_{12}^{(1)}) + \Delta S_{y1}^{(1)} = 0.5 \cdot (0.242-j0.244+0.01-j0.011) + 0.033 + j0.77 = 0.158 + j0.649 \text{ (МВА)}.$$

Для решти вузлів додаткові навантаження покажемо на Рис. 1.16:

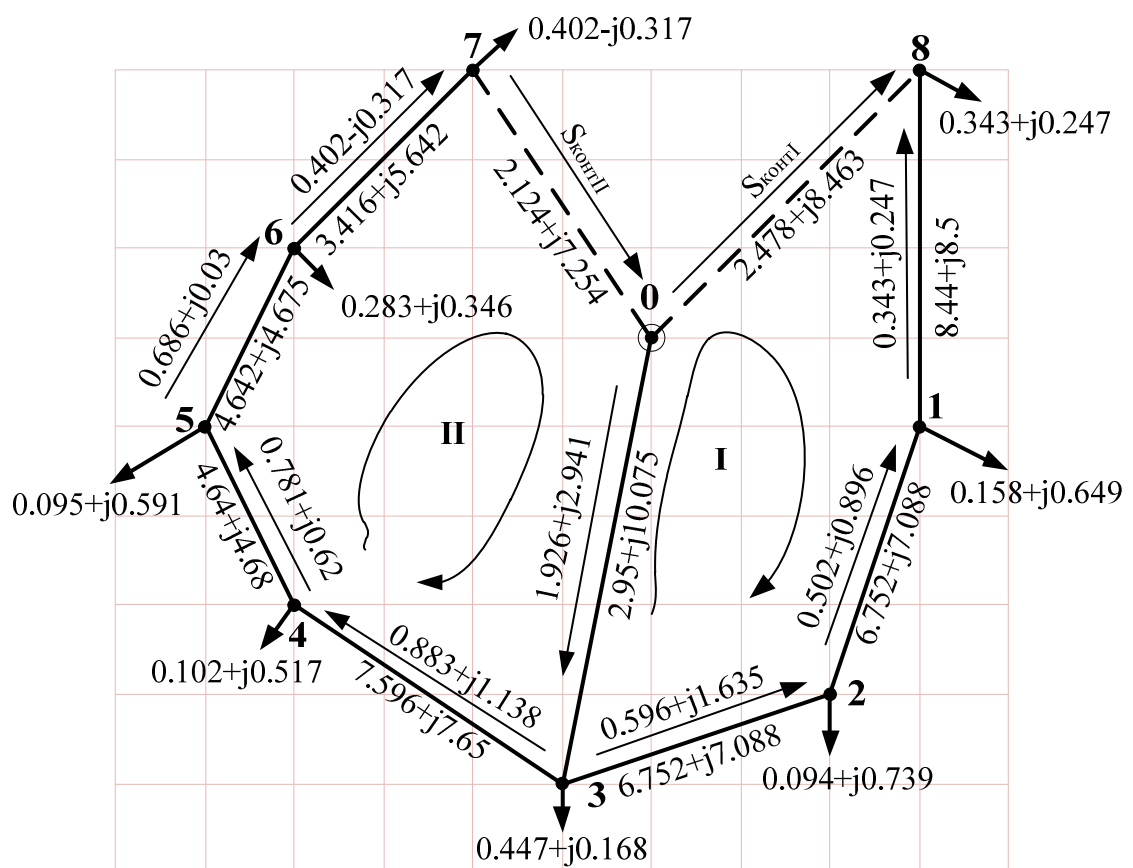


Рисунок 1.16 – Потокорозподіл від додаткових навантажень розімкненої Z-схеми.

Виконаємо розрахунок поточкорозподілу від додаткових навантажень методом контурних рівнянь:

Для даної схеми система контурних рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{cases} (\dot{S}_{\text{контI}} - S_{81}^{\text{доп}}) \cdot Z_{18} + (\dot{S}_{\text{контI}} - S_{12}^{\text{доп}}) \cdot Z_{12} + (\dot{S}_{\text{контI}} - S_{23}^{\text{доп}}) \cdot Z_{23} + (\dot{S}_{\text{контI}} - \dot{S}_{\text{контII}} - S_{03}^{\text{доп}}) \cdot Z_{03} + \\ + \dot{S}_{\text{контI}} \cdot Z_{08} = 0; \\ (\dot{S}_{\text{контII}} - \dot{S}_{\text{контI}} + S_{03}^{\text{доп}}) \cdot Z_{03} + (\dot{S}_{\text{контII}} + S_{34}^{\text{доп}}) \cdot Z_{34} + (\dot{S}_{\text{контII}} + S_{45}^{\text{доп}}) \cdot Z_{45} + (\dot{S}_{\text{контII}} + S_{56}^{\text{доп}}) \cdot Z_{56} + \\ + (\dot{S}_{\text{контII}} + S_{67}^{\text{доп}}) \cdot Z_{67} + \dot{S}_{\text{контII}} \cdot S_{07}^{\text{доп}} = 0 \end{cases}$$

Проводимо підстановку числових значень в систему, отримаємо:

$$\begin{cases} (\dot{S}_{\text{контI}} - (0.34 + j0.25)) \cdot (8.44 + j8.5) + (\dot{S}_{\text{контI}} + (0.5 + j0.9)) \cdot (6.75 + j7.09) + \\ + (\dot{S}_{\text{контI}} - (0.6 + j1.64)) \cdot (6.75 + j7.09) + (\dot{S}_{\text{контI}} - \dot{S}_{\text{контII}} - (1.93 + j2.94)) \cdot (2.95 + j10.08) + \\ + \dot{S}_{\text{контI}} \cdot (2.48 + j8.46) = 0; \\ (\dot{S}_{\text{контII}} - \dot{S}_{\text{контI}} + 1.926 + j2.941) \cdot (2.95 + j10.07) + (\dot{S}_{\text{контII}} + 0.883 + j1.138) \cdot (7.6 + j7.65) + \\ + (\dot{S}_{\text{контII}} + 0.781 + j0.62) \cdot (4.64 + j4.87) + (\dot{S}_{\text{контII}} + 0.686 + j0.03) \cdot (4.64 + j4.68) + \\ + (\dot{S}_{\text{контII}} + 0.402 - j0.317) \cdot (3.146 + j5.642) + \dot{S}_{\text{контII}} \cdot (2.124 + j7.254) = 0. \end{cases}$$

Розв'язавши систему, отримаємо такі контурні потужності:

$$\dot{S}_{\text{контI}} = 0.499 + j0.271 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{\text{контII}} = -0.715 - j0.707 \text{ (МВА)}.$$

Накладаємо контурні потужності на поточкорозподіл розімкненої схеми:

$$\dot{S}_{81 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{\text{контI}} = 0.5 + j1.03 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{81 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{81 \text{ доп}}^{(1)} - \dot{S}_{\text{контI}} = 0.34 + j0.25 - (0.5 + j1.03) = -0.16 + j0.78 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{12 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{12 \text{ доп}}^{(1)} - \dot{S}_{\text{контI}} = 0.6 + j1.64 - (0.5 + j1.03) = 0.1 + j0.61 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{23 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{23 \text{ доп}}^{(1)} - \dot{S}_{\text{контI}} = 0.6 + j1.64 - (0.5 + j1.03) = 0.1 + j0.61 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{07 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{\text{контII}} = -0.71 - j0.71 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{67 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{67 \text{ доп}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{контII}} = 0.4 - j0.32 + (-0.71 - j0.71) = -0.31 - j1.02 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{56 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{56 \text{ доп}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{контII}} = 0.69 + j0.03 + (-0.71 - j0.71) = -0.03 - j0.68 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{45 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{45 \text{ доп}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{контII}} = 0.78 + j0.62 + (-0.71 - j0.71) = 0.07 - j0.09 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{34 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{34 \text{ доп}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{контII}} = 0.88 + j1.14 + (-0.71 - j0.71) = 0.17 + j0.43 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{03 \text{ доп}}^{(13)} = \dot{S}_{03 \text{ доп}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{контII}} - \dot{S}_{\text{контI}} = 1.93 + j2.94 + (-0.71 - j0.71) - (0.5 + j1.03) = 0.71 + j1.21 \text{ (МВА)}.$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Отже, потокорозподілу матиме вигляд, що показано на Рис 1.17:

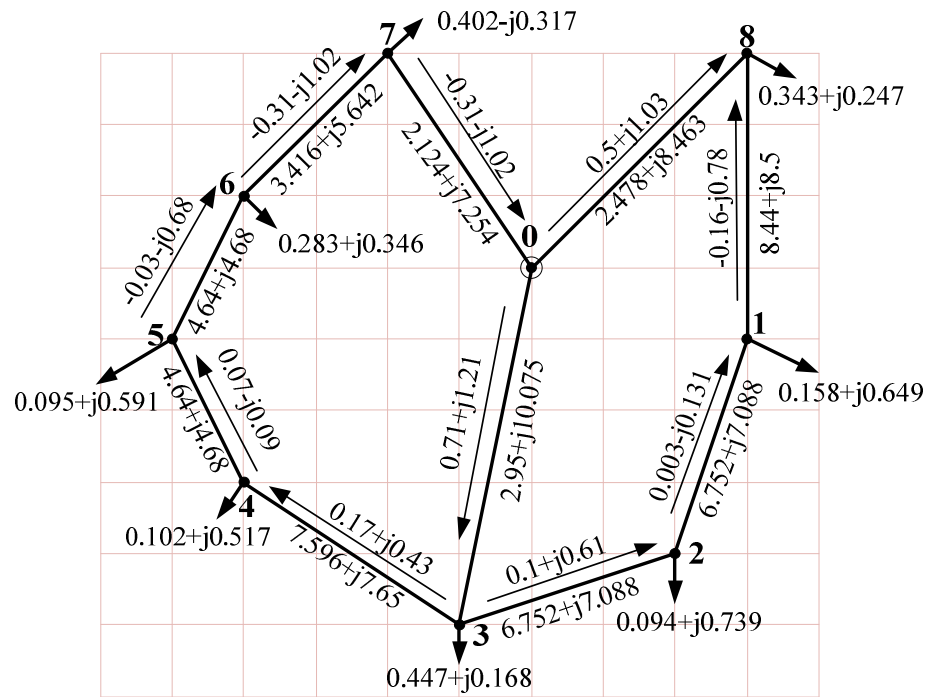


Рисунок 1.17 – Потокорозподіл від додаткових навантажень замкненої схеми.

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$\dot{S}_{08 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{08} - \dot{S}_{81 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{18} - \dot{S}_{23 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{23} - \dot{S}_{03 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{03} = (0.5+j1.03) \cdot (2.478 + j8.463) -$$

$$-(-0.16-j0.78) \cdot (8.44 + j8.5) - (0.003-j0.13) \cdot (6.752 + j7.088) -$$

$$-(0.1+j0.61) \cdot (6.752 + j7.088) - (0.71+j1.21) \cdot (2.95 + j10.075) = 0$$

$$\dot{S}_{03 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{03} + \dot{S}_{34 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{34} + \dot{S}_{45 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{45} + \dot{S}_{56 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{56} + \dot{S}_{67 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{67} + \dot{S}_{07 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{07} =$$

$$= (0.712+j1.207) \cdot (2.95 + j10.075) + (0.168+j0.431) \cdot (7.596 + j7.65) +$$

$$+ (0.066-j0.086) \cdot (4.642 + j4.873) + (-0.029-j0.677) \cdot (4.642 + j4.675) +$$

$$+ (-0.312-j1.024) \cdot (3.416 + j5.642) + (-0.715-j0.707) \cdot (2.124 + j7.254) = 0$$

Перевірка виконується.

Накладаємо потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності на основний потокорозподіл. Таким чином отримаємо результуючий потокорозподіл потужностей на даній ітерації розрахунку.

$$\dot{S}_{08 \text{ рез}}^{(1)} = \dot{S}_{08 \text{ осн}} + \dot{S}_{08 \text{ дод}}^{(1)} = 35.314-j22.302+0.499+j1.027 = 35.813-j21.275 \text{ (MVA)};$$

Для решти ділянок розрахунок аналогічний, результати представимо на Рис. 1.18:

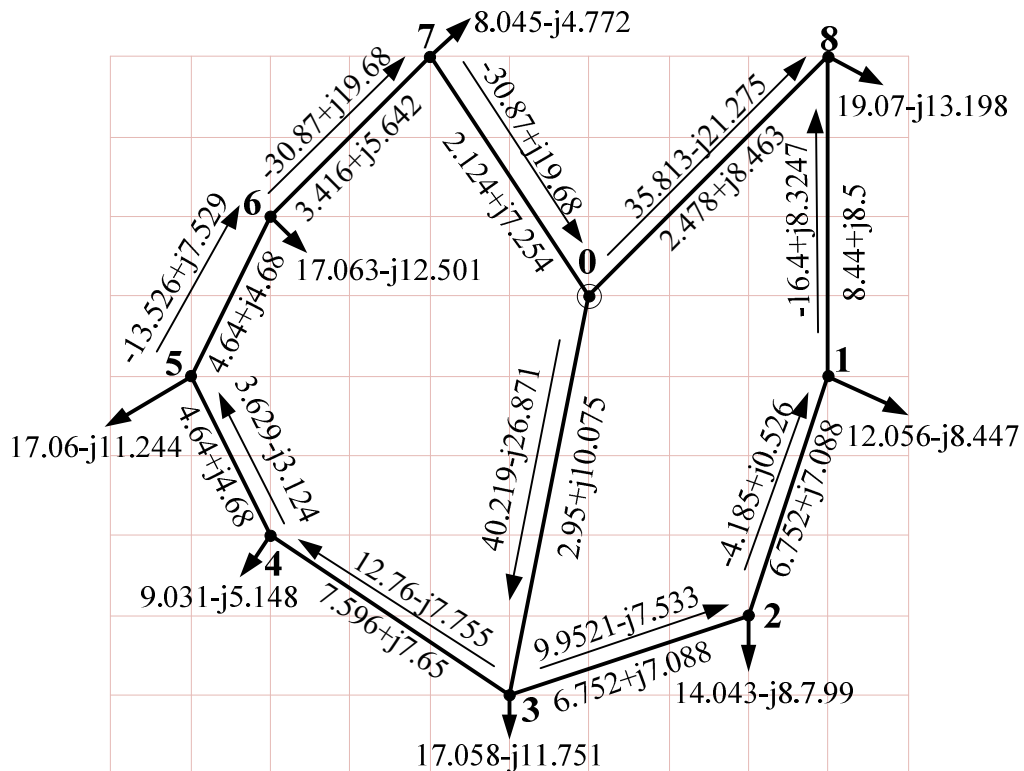


Рисунок 1.18 – Результуючий потокорозподіл на першій ітерації

По результуючому потокорозподілу знаходимо напругу у вузлах:

$$\begin{aligned}
 U_8^{(1)} &= \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{08 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{08} - Q_{08 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{08})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (35.813 \cdot 2.478 + 21.275 \cdot 8.463)} = 112.64 \text{ (кВ)}; \\
 U_1^{(1)} &= \sqrt{U_8^{(1)2} - 2 \cdot (P_{81 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{81} - Q_{81 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{81})} = \sqrt{112.64^2 - 2 \cdot (16.4 \cdot 8.44 + 8.325 \cdot 8.5)} = 110.77 \text{ (кВ)}; \\
 U_2^{(1)} &= \sqrt{U_1^{(1)2} - 2 \cdot (P_{12 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{12} - Q_{12 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{12})} = \sqrt{111.53^2 - 2 \cdot (4.185 \cdot 6.752 + 0.526 \cdot 7.088)} = 110.477 \text{ (кВ)}; \\
 U_3^{(1)} &= \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{03 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{03} - Q_{03 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{03})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (40.219 \cdot 2.95 + 26.871 \cdot 10.075)} = 111.563 \text{ (кВ)}; \\
 U_4^{(1)} &= \sqrt{U_3^{(1)2} - 2 \cdot (P_{34 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{34} - Q_{34 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{34})} = \sqrt{111.563^2 - 2 \cdot (12.762 \cdot 7.596 + 7.755 \cdot 7.65)} = 110.153 \text{ (кВ)}; \\
 U_7^{(1)} &= \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{07 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{07} - Q_{07 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{07})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (39.319 \cdot 2.124 + 24.771 \cdot 7.254)} = 112.69 \text{ (кВ)}; \\
 U_6^{(1)} &= \sqrt{U_7^{(1)2} - 2 \cdot (P_{67 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{67} - Q_{67 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{67})} = \sqrt{112.69^2 - 2 \cdot (30.872 \cdot 3.416 + 19.683 \cdot 5.642)} = 110.75 \text{ (кВ)}; \\
 U_5^{(1)} &= \sqrt{U_6^{(1)2} - 2 \cdot (P_{65 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{65} - Q_{65 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{65})} = \sqrt{110.75^2 - 2 \cdot (13.526 \cdot 4.642 + 7.529 \cdot 4.675)} = 109.862 \text{ (кВ)};
 \end{aligned}$$

Напруга середин ділянок:

$$\begin{aligned}
 U_{08C}^{(1)} &= \sqrt{U_{БП}^2 - (P_{08 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{08} - Q_{08 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{08})} = \sqrt{115^2 - (35.813 \cdot 2.478 + 21.275 \cdot 8.463)} = 113.825 \text{ (кВ)}; \\
 U_{81C}^{(1)} &= \sqrt{U_8^{(1)2} - (P_{81 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{81} - Q_{81 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{81})} = \sqrt{112.64^2 - (16.4 \cdot 8.44 + 8.325 \cdot 8.5)} = 111.706 \text{ (кВ)}; \\
 U_{12C}^{(1)} &= \sqrt{U_1^{(1)2} - (P_{12 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{12} - Q_{12 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{12})} = \sqrt{110.77^2 - (4.185 \cdot 6.752 + 0.526 \cdot 7.088)} = 110.621 \text{ (кВ)};
 \end{aligned}$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						73
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\begin{aligned}
U_{23C}^{(1)} &= \sqrt{U_3^{(1)2} - (P_{23 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{23} - Q_{23 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{23})} = \sqrt{111.563^2 - (9.952 \cdot 6.752 + 7.533 \cdot 7.088)} = 111.021 \text{ (кВ)}; \\
U_{34C}^{(1)} &= \sqrt{U_3^{(1)2} - (P_{34 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{34} - Q_{34 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{34})} = \sqrt{111.563^2 - (12.762 \cdot 7.596 + 7.755 \cdot 7.65)} = 110.86 \text{ (кВ)}; \\
U_{45C}^{(1)} &= \sqrt{U_4^{(1)2} - (P_{45 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{45} - Q_{45 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{45})} = \sqrt{110.153^2 - (3.629 \cdot 4.642 + 3.124 \cdot 4.873)} = 110.008 \text{ (кВ)}; \\
U_{56C}^{(1)} &= \sqrt{U_6^{(1)2} - (P_{56 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{56} - Q_{56 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{56})} = \sqrt{110.75^2 - (13.526 \cdot 4.642 + 7.529 \cdot 4.675)} = 110.307 \text{ (кВ)}; \\
U_{67C}^{(1)} &= \sqrt{U_7^{(1)2} - (P_{67 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{67} - Q_{67 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{67})} = \sqrt{112.69^2 - (30.872 \cdot 3.416 + 19.683 \cdot 5.642)} = 111.723 \text{ (кВ)}; \\
U_{07C}^{(1)} &= \sqrt{U_{БП}^2 - (P_{07 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{07} - Q_{07 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{07})} = \sqrt{115^2 - (39.319 \cdot 2.124 + 24.771 \cdot 7.254)} = 113.85 \text{ (кВ)}; \\
U_{03C}^{(1)} &= \sqrt{U_{БП}^2 - (P_{03 \text{ рез}}^{(1)} \cdot r_{03} - Q_{03 \text{ рез}}^{(1)} \cdot x_{03})} = \sqrt{115^2 - (40.219 \cdot 2.95 + 26.871 \cdot 10.075)} = 113.3 \text{ (кВ)};
\end{aligned}$$

Знаходимо втрати потужності в мережі за формулою (1.32), для цього знаходимо сумарну потужність навантажень пунктів мережі:

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np6} + \dot{S}_{np7} + \dot{S}_{np8} = 12.056 - j8.447 + 14.043 - j8.799 + 17.058 - j11.751 + 9.031 - j5.148 + 17.06 - j11.244 + 17.063 - j12.501 + 8.045 - j4.772 + 19.07 - j13.198 = 113.426 - j75.858 \text{ (МВА)};$$

Поперечна провідність перенесена на шини БП:

$$\underline{Y}_{БП} = 0.5 \cdot (Y_{03} + Y_{07} + Y_{08}) = 0.5 \cdot (1.653 + 10^{-7} + j7.1 \cdot 10^{-5} + 1.19 \cdot 10^{-7} + j5.112 \cdot 10^{-5} + 1.388 \cdot 10^{-7} + j5.964 \cdot 10^{-5}) = 2.116 \cdot 10^{-7} + j9.088 \cdot 10^{-5} \text{ (См)};$$

Тоді повні втрати потужності в системі будуть:

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{03 \text{ рез}}^{(1)} + \dot{S}_{07 \text{ рез}}^{(1)} + \dot{S}_{07 \text{ рез}}^{(1)} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z03}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{Z07}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{Z08}^{(1)}) + \underline{Y}_{БП} \cdot U_{БП}^2 - \dot{S}_{\Sigma} = \\
&= 40.219 - j26.871 + 39.319 - j24.771 + 35.813 - j21.275 + \\
&+ 0.5 \cdot (0.573 - j1.956 + 0.376 - j1.283 + 0.357 - j1.22) + \\
&+ (2.116 \cdot 10^{-7} + j9.088 \cdot 10^{-5}) \cdot 115^2 - (113.426 - j75.858) = 2.581 + j1.914 \text{ (МВА)};
\end{aligned}$$

На цьому перша ітерація закінчена. Наступні ітерації виконуються аналогічно, тому розрахунки для них представимо у вигляді таблиць.

Розрахунки другої ітерації представлені в табл. 1.22:

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку другої ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{Zi}$, МВА	0-8	0.332-j1.133	3-4	0.138-j0.139
	8-1	0.229-j0.23	4-5	0.009-j0.009
	1-2	0.01-j0.01	5-6	0.091-j0.092
	2-3	0.085-j0.09	6-7	0.367-j0.606
	0-3	0.538-j1.836	0-7	0.354-j1.209
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{Ys}$, МВА	1	0.033+j0.787	5	0.043+j0.642
	2	0.044+j0.799	6	0.044+j0.722
	3	0.046+j1.301	7	0.023+j0.674
	4	0.027+0.595i	8	0.046+j1.027

Продовження таблиці 1.22

Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{\text{с дод}}$, МВА	1	0.152+j0.667	5	0.093+j0.591
	2	0.091+j0.749	6	0.273+j0.373
	3	0.426+j0.269	7	0.384-j0.233
	4	0.1+j0.521	8	0.326+j0.345
Потоки потужності від додаткових навантажень, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ дод}}$ МВА	0-8	0.474+j1.142	3-4	0.17+j0.43
	8-1	-0.15-j0.8	4-5	0.07-j0.09
	1-2	0.004-j0.131	5-6	-0.03-j0.68
	2-3	0.1+0.62i	6-7	-0.3-j1.06
	0-3	0.69+j1.32	0-7	-0.68-j0.82
Результуючий потік потужності по ділянках, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ рез}}$, МВА	0-8	35.788-j21.16	3-4	12.76-j7.756
	8-1	-16.392+j8.307	4-5	3.63-j3.128
	1-2	-4.184+j0.5263	5-6	-13.52+j7.52
	2-3	9.9509-j7.523	6-7	-30.86+j19.7
	0-3	40.196-j26.761	0-7	-39.3+j24.7
Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ	1	110.777	5	109.872
	2	110.488	6	110.76
	3	111.573	7	112.696
	4	110.164	8	112.648

Знаходимо втрати потужності в мережі на другій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{03 \text{ рез}}^{(2)} + \dot{S}_{07 \text{ рез}}^{(2)} + \dot{S}_{08 \text{ рез}}^{(2)} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z03}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{Z07}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{Z08}^{(2)}) + \underline{Y}_{\text{БП}} \cdot U_{\text{БП}}^2 - \dot{S}_{\Sigma} =$$

$$40.196 - j26.761 + 39.288 - j24.656 + 35.788 - j21.16 +$$

$$0.5 \cdot (0.538 - j1.836 + 0.354 - j1.209 + 0.332 - j1.133) +$$

$$+ (2.116 \cdot 10^{-7} + j9.088 \cdot 10^{-5}) \cdot 115^2 - (113.426 - j75.858) = 2.461 + j2.394 \text{ (МВА)};$$

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу:

$$\frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}} \cdot 100 = \frac{|2.461 + j2.394 - (2.581 - j1.914)|}{2.581 - j1.914} \cdot 100 = 15.405 \%$$

Як бачимо втрати на сусідніх ітераціях відрізняються суттєво, тому виконуємо наступну ітерацію. Результати теж зводимо до табл. 1.23:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.23 – Результати розрахунку третьої ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi}$, МВА	0-8	0.331-j1.129	3-4	0.138-j0.139
	8-1	0.228-j0.23	4-5	0.009-j0.009
	1-2	0.01-j0.01	5-6	0.091-j0.092
	2-3	0.085-j0.089	6-7	0.366-j0.605
	0-3	0.536-j1.83	0-7	0.353-j1.204
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}$, МВА	1	0.033+j0.787	5	0.043+j0.642
	2	0.044+j0.799	6	0.044+j0.722
	3	0.046+j1.302	7	0.023+j0.674
	4	0.027+j0.595	8	0.046+1.027i
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{s \text{ дод}}$, МВА	1	0.152+j0.667	5	0.093+j0.591
	2	0.091+j0.749	6	0.273+j0.374
	3	0.425+j0.272	7	0.383-j0.231
	4	0.1+j0.521	8	0.325+j0.347
Потоки потужності від додаткових навантажень, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ дод}}$, МВА	0-8	0.473+j1.145	3-4	0.17+j0.43
	8-1	-0.15-j0.8	4-5	0.07-j0.09
	1-2	0.004-j0.131	5-6	-0.03-j0.68
	2-3	0.1+j0.62	6-7	-0.3-j1.06
	0-3	0.69+1.32i	0-7	-0.68-j0.83
Результуючий потік потужності по ділянках, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ рез}}$, МВА	0-8	35.787-j21.157	3-4	12.76-j7.76
	8-1	-16.392+j8.307	4-5	3.6296-j3.13
	1-2	-4.1835+j0.526	5-6	-13.52+j7.52
	2-3	9.9509-j7.5229	6-7	-30.86+j19.7
	0-3	40.195-j26.757	0-7	-39.29+j24.7
Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ	1	110.777	5	109.873
	2	110.488	6	110.761
	3	111.574	7	112.696
	4	110.164	8	112.648

Знаходимо втрати потужності в мережі на третій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{03 \text{ рез}}^{(2)} + \dot{S}_{07 \text{ рез}}^{(2)} + \dot{S}_{08 \text{ рез}}^{(2)} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z03}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{Z07}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{Z08}^{(2)}) + Y_{\text{БП}} \cdot U_{\text{БП}}^2 - \dot{S}_{\Sigma} =$$

$$40.195 - j26.757 + 39.286 - j24.652 + 35.787 - j21.157 +$$

$$0.5 \cdot (0.536 - j1.83 + 0.353 - j1.204 + 0.331 - j1.129) +$$

$$+(2.116 \cdot 10^{-7} + j9.088 \cdot 10^{-5}) \cdot 115^2 - (113.426 - j75.858) = 2.454 + j2.413 \text{ (МВА)};$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						76
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу:

$$\frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}} \cdot 100 = \frac{|2.454 + j2.413 - (2.461 + j2.394)|}{2.461 + j2.394} \cdot 100 = 0.573 \%$$

Як бачимо втрати на сусідніх ітераціях відрізняються менше ніж на 2 %, тому ітераційний розрахунок можна вважати завершеним. Кінцеві результати розрахунку показані на Рис. 1.19:

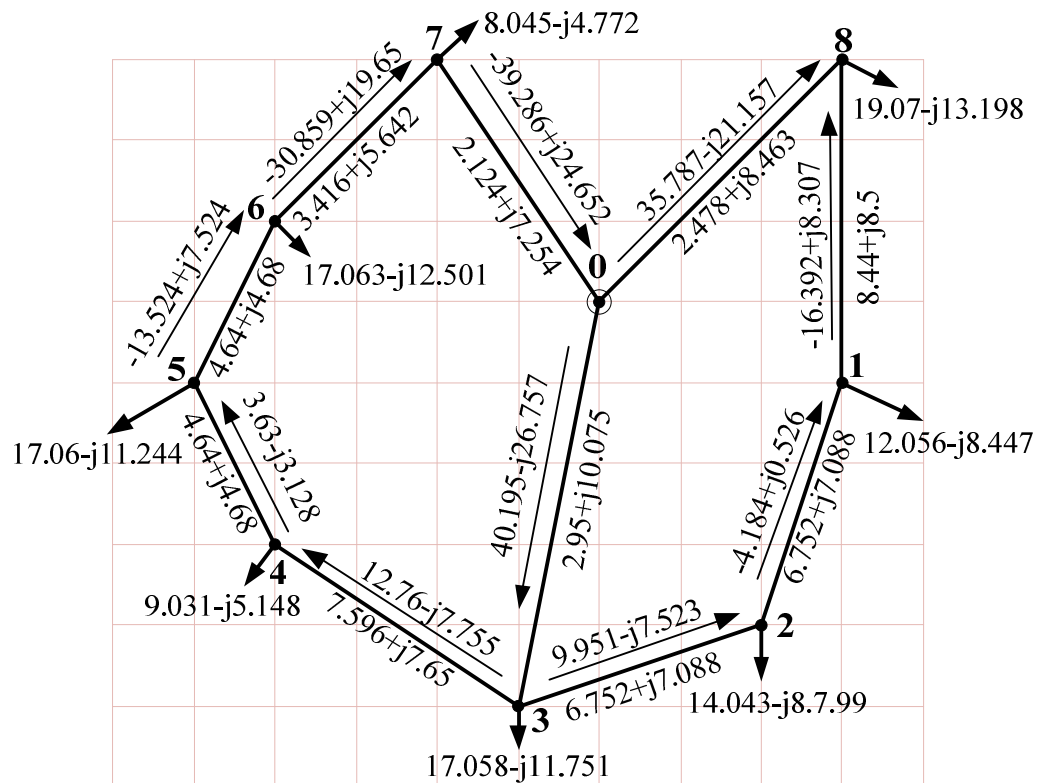


Рисунок 1.19 – Результати розрахунку Z-схеми

1.7 Вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій для режиму максимальних навантажень.

Основним завданням регулювання напруги двох- і триобмоткових силових трансформаторів є вибір положення відгалужень РПН за умовами забезпечення бажаних рівнів напруги на вторинних шинах понижуючих підстанцій, зазначимо, що за умовами зустрічного регулювання напруги значення $U_{ндж}$ для режиму максимального навантаження та післяаварійного режиму приймають рівним 10.5 кВ.

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для двохобмоткових силових трансформаторів бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН для режиму максимальних навантажень $\omega_{вж}$ складе:

$$\omega_{вж} = \frac{U_{ПН} U_{ТН}}{U_{ТВ} U_{НДЖ}} - 1, \quad (1.33)$$

де $U_{ПН}$ - рівень напруги на шинах НН, приведений до вищої напруги підстанції для максимального режиму роботи мережі, кВ;

$U_{ТН}$ - номінальна напруга обмотки НН трансформатора, кВ;

$U_{ТВ}$ - номінальна напруга обмотки ВН трансформатора, кВ.

Значення приведенного рівня напруги для двох обмоткового трансформатора:

$$U_{ПН} = U_s - \Delta U_T = U_s - \frac{P_s r_{TS} - Q_s x_{TS}}{U_s}, \quad (1.34)$$

де ΔU_T -- втрати напруги в обмотках блоку двохобмоткових трансформаторів;

P_s та Q_s -- відповідно потоки активної потужності, МВт, і реактивної потужності, МВАр, що протікають обмотками блоку двохобмоткових трансформаторів.

За отриманою розрахунковою відотною кількістю регулювальних витків РПН $\omega_{вж}$ визначають розрахункову ступінь регулювання РПН:

$$N_B = \frac{\omega_{вж}}{\omega_{B0}}, \quad (1.35)$$

де ω_{B0} - відносна кількість регулювальних витків РПН, що припадає на одну ступінь регулювання.

Розрахункову ступінь регулювання РПН округляють до найближчого цілого числа і, таким чином, визначають стандартну ступінь регулювання.

$$\omega_B^{CT} = N_B^{CT} \cdot \omega_{B0} \quad (1.36)$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						78
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Потім визначають фактичне значення рівня напруги на шинах НН підстанції:

$$U_{HD} = \frac{U_{HH} U_{TH}}{U_{TB} \cdot (1 + \omega_B^{CT})} \quad (1.37)$$

У трьохобмоткових трансформаторів крім РПН в обмотці ВН, як зазначено вище, додатково встановлюють відгалуження ПБВ в обмотці СН.

Завдання регулювання напруги для трьохобмоткових трансформаторів аналогічне завданню регулювання для двохобмоткових трансформаторів. Однак тут необхідно додатково обрати раціональну регульовальну ступінь ПБВ в обмотці СН.

Бажане положення відгалужень ПБВ в обмотці СН трансформатора:

$$\omega_{сж} = \frac{U_{сж} U_{TB} (1 + \omega_B^{CT})}{U_{ПС} U_{ТС}} - 1, \quad (1.38)$$

де $U_{ПС}$ - рівень напруги на шинах СН, приведений до вищої напруги підстанції для максимального режиму роботи мережі, кВ;

$U_{ТС}$ - номінальна напруга обмотки СН трансформатора, кВ.

Напруги U_{HH} та $U_{ПС}$ пов'язані між собою очевидними співвідношеннями:

$$\begin{aligned} U_{HH} &= U_s - \Delta U_{TB} - \Delta U_{TH} = U_s - \frac{P_B r_B - Q_B x_B}{U_s} - \frac{P_H r_H - Q_H x_H}{U_s - \Delta U_{TB}} \\ U_{ПС} &= U_s - \Delta U_{TB} - \Delta U_{ТС} = U_s - \frac{P_B r_B - Q_B x_B}{U_s} - \frac{P_C r_C - Q_C x_C}{U_s - \Delta U_{TB}} \end{aligned} \quad (1.39)$$

За отриманою розрахунковою відносною кількістю регульовальних витків ПБВ $\omega_{сж}$ визначають розрахункову ступінь регулювання ПБВ, визначають розрахункову ступінь регулювання N_C^{CT} і ω_C^{CT} для ПБВ в обмотці СН.

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						79
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Потім визначають фактичне значення рівня напруги на шинах СН блоку трьохобмоткових силових трансформаторів

$$U_{CD} = \frac{U_{PC} U_{TC} (1 + \omega_C^{CT})}{U_{TB} \cdot (1 + \omega_B^{CT})} \quad (1.40)$$

Наведемо приклади розрахунку для двох- та трьох обмоткових трансформаторів.

Значення приведенного рівня напруги $U_{пн}$ на шинах НН двохобмоткового трансформатора **пункту 7** (потрібно відмітити, що потік потужності по обмоткам трансформаторів буде включати в себе суму навантажувальної потужності та втрати потужності в провідностях трансформаторів):

$$\begin{aligned} \Delta U_{TB7} &= \frac{(P_7 + g_{TMH6300} \cdot U_7^{(3)2}) \cdot r_{TMH6300} - (Q_7 + b_{TMH6300} \cdot U_7^{(3)2}) \cdot x_{TMH6300}}{U_7^{(3)}} = \\ &= \frac{(8 + 1.74 \cdot 10^{-6} \cdot 112.696^2) \cdot 7.33 - (-4.099 - 7.62 \cdot 10^{-6} \cdot 112.696^2) \cdot 110}{112.696} = 4.617 \text{ (kV)} \end{aligned}$$

$$U_{пн7} = U_7^{(3)} - \Delta U_{T7} = 112.696 - 4.617 - 4.714 = 108.08 \text{ (kV)}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН:

$$\omega_{вж} = \frac{U_{пн} \cdot U_{TH}}{U_{TB} \cdot U_{НДЖ}} - 1 = \frac{108.08 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.015$$

Розрахункова ступінь регулювання РПН N_B :

$$N_B = \frac{\omega_{вж}}{\omega_{в0}} = \frac{-0.015}{0.0178} = -0.866 \rightarrow -1$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_B^{CT} = N_B \cdot \omega_{в0} = -1 \cdot (0.0178) = -0.0178$$

Фактичне значення напруги на шинах НН:

$$U_{НД7} = \frac{U_{пн} \cdot U_{TH}}{U_{TB7} \cdot (1 + \omega_B^{CT})} = \frac{108.08 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0.0178)} = 10.525 \text{ (кВ)}$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Виконаємо розрахунок для трьохобмоткового трансформатора **пункту 1**, матимемо:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{(P_1 + g_{TДTH10000} \cdot U_1^{(3)2}) \cdot r_{TДTH10000} - (Q_1 + b_{TДTH10000} \cdot U_1^{(3)2}) \cdot x_{TB10}}{U_1^{(3)}} =$$

$$= \frac{(12 + 2.57 \cdot 10^{-6} \cdot 110.77^2) \cdot 5.03 - (-7.206 - 1.66 \cdot 10^{-5} \cdot 110.77^2) \cdot 70.8}{110.777} = 5.282 \text{ (kВ)}$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{1CH} \cdot r_{TДTH10000} - Q_{1CH} \cdot x_{TC10}}{U_1^{(3)} - \Delta U_{TB1}} = \frac{5.03 + 3.62 \cdot 0}{110.777 - 5.282} = 0.238 \text{ (kВ)}$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{1HH} \cdot r_{TДTH10000} - Q_{1HH} \cdot x_{TH10}}{U_1^{(3)} - \Delta U_{TB1}} = \frac{5.03 + 3.586 \cdot 41.3}{110.153 - 5.282} = 1.748 \text{ (kВ)}$$

Приведені рівні напруг будуть:

$$U_{ПН1} = U_1^{(3)} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TH1} = 110.77 - 5.282 - 1.748 = 103.747 \text{ (kВ)}$$

$$U_{ПС1} = U_1^{(3)} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TC1} = 110.77 - 5.282 - 0.238 = 105.257 \text{ (kВ)}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН:

$$\omega_{вж} = \frac{U_{ПН1} \cdot U_{TH1}}{U_{TB1} \cdot U_{НДЖ}} - 1 = \frac{103.747 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.055$$

Розрахункова ступінь регулювання РПН N_B :

$$N_B = \frac{\omega_{вж}}{\omega_{в0}} = \frac{-0.055}{0.0178} = -3.084 \rightarrow -3$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_B^{CT} = N_B \cdot \omega_{в0} = -3 \cdot (0.0178) = -0.053$$

Фактичне значення напруги на шинах НН:

$$U_{НД1} = \frac{U_{ПН1} \cdot U_{TH}}{U_{TB1} \cdot (1 + \omega_B^{CT})} = \frac{103.747 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0.053)} = 10.483 \text{ (кВ)}$$

Визначимо бажане положення відгалужень ПБВ в обмотці СН:

$$\omega_{сж} = \frac{U_{СЖ} \cdot U_{TB} (1 + \omega_B^{CT})}{U_{ПС1} \cdot U_{TC}} - 1 = \frac{38.5 \cdot 115 (1 - 0.053)}{105.26 \cdot 38.5} - 1 = 0.034$$

$$N_C = \frac{\omega_{сж}}{\omega_{с0}} = \frac{0.034}{0.025} = 1.369 \rightarrow 1$$

$$\omega_C^{CT} = N_C \cdot \omega_{с0} = 1 \cdot (0.025) = 0.025$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						81
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Фактичне значення рівня напруги на шинах СН блоку трьохобмоткових силових трансформаторів пункту 1:

$$U_{CD1} = \frac{U_{PC1} \cdot U_{TC} \cdot (1 + \omega_C^{CT})}{U_{TB} \cdot (1 + \omega_B^{CT})} = \frac{105.26 \cdot 38.5 \cdot (1 + 0.025)}{115 \cdot (1 - 0.053)} = 38.157 \text{ (кВ)}$$

Для інших пунктів схеми розрахунки виконуємо аналогічно, результати зводимо до табл. 1.24:

Таблиця 1.24 – Результати розрахунку відгалужень РПН та ПБВ

П-т схеми	U _S , кВ	ΔU _{ТВ} кВ	ΔU _{тс} кВ	ΔU _{тн} кВ	U _{пс} кВ	U _{пн} кВ	ω _{ВЖ}	ω _В ^{СТ}	ω _{сж}	ω _с ^{СТ}
1	110.77	5.282	0.238	1.748	105.3	103.7	-0.055	-0.053	0.034	0.025
2	110.49	3.485	0.048	1.772	106.9	105.23	-0.041	-0.036	0.0369	0.025
3	111.57	4.551-	0.169	1.476	106.9	105.55	-0.038	-0.036	0.0379	0.05
4	110.16	3.311	-	-	-	106.83	-0.027	-0.0356	-	-
5	109.87	4.362	0.098	1.95	105.4	103.7	-0.057	-0.053	0.0327	0.025
6	110.76	4.92	0.268	0.896	105.6	104.95	-0.044	-0.036	0.0505	0.05
7	112.7	4.617	-	-	-	108.08	-0.015	-0.0178	0.0433	0.05
8	112.65	4.957	0.168	1.76	107.5	105.93	-0.035	-0.036	0.0315	0.025

Продовження таблиці 1.24

П-т схеми	N _в ^{СТ}	U _{нд} кВ	N _с ^{СТ}	U _{сд} кВ
1	-3	10.483	1	38.157
2	-2	10.437	1	38.057
3	-2	10.468	2	38.948
4	-2	10.598	-	-
5	-3	10.465	1	38.213
6	-2	10.409	2	38.481
7	-1	10.525	-	-
8	-2	10.506	1	38.259

1.8 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.

У цьому розрахунку використовують схему післяаварійного стану мережі. Розрахунок після аварійного режиму також реалізують ітераційним способом. У розрахунку використовують вихідні дані щодо значень приведених навантажень пунктів, опорів та еквівалентних провідностей схеми заміщення і рівень напруги у пункті, опорному за напругою (БП), прийняті для режиму максимальних навантажень проекрованої мережі.

Розрахунок проводимо аналогічно до п. 1.7. Аварійно вимкненою буде ділянка 0-3, оскільки вона є найбільш завантаженою в схемі.

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу методом контурних рівнянь.

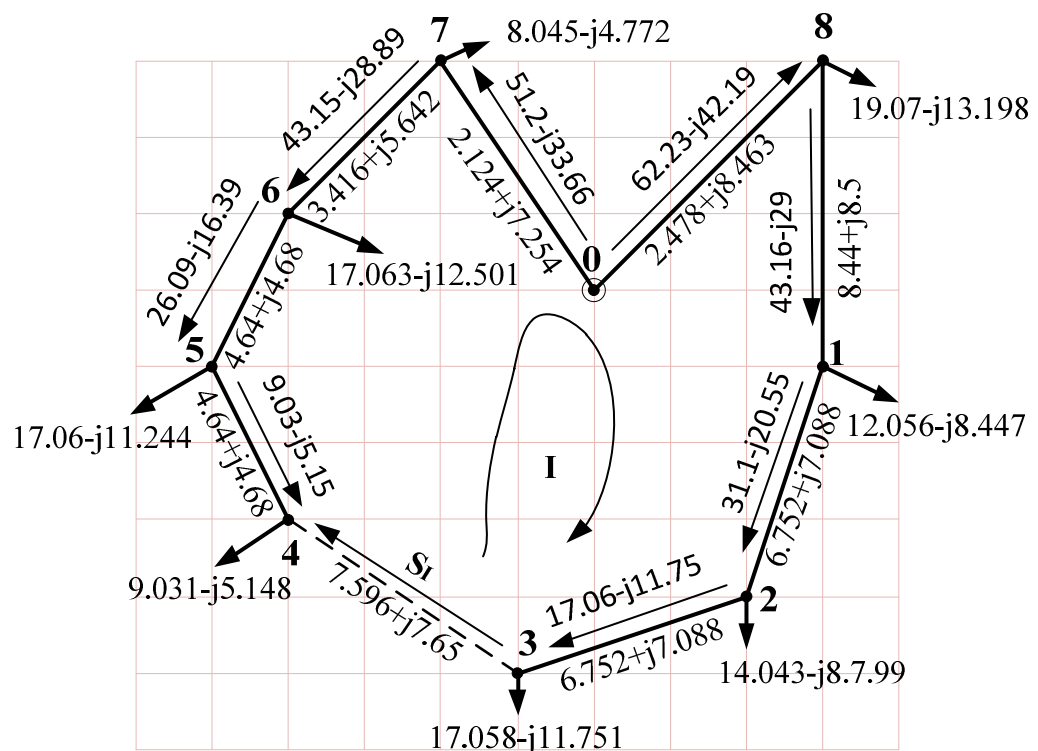


Рисунок 1.20 – Поточкорозподіл розімкненої Z-схеми післяаварійного режиму

Для даної схеми контурне рівняння матиме вигляд:

$$Z_{08} \cdot \dot{S}_{08}^{poz} + Z_{81} \cdot \dot{S}_{81}^{poz} + Z_{12} \cdot \dot{S}_{12}^{poz} + Z_{23} \cdot \dot{S}_{23}^{poz} - \\ - Z_{45} \cdot \dot{S}_{45}^{poz} - Z_{56} \cdot \dot{S}_{56}^{poz} - Z_{67} \cdot \dot{S}_{67}^{poz} - Z_{07} \cdot \dot{S}_{07}^{poz} = -\dot{S}_{зпл} \cdot Z_{конт},$$

де,

$$Z_{конт} = Z_{08} + Z_{81} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07} = 2.478 + j8.463 + 8.44 + j8.5 + \\ + 6.752 + j7.088 + 6.752 + j7.088 + 7.596 + j7.65 + 4.642 + j4.873 + 4.642 + j4.675 + 3.416 + j5.642 + \\ + 2.124 + j7.254 = 46.842 + j61.233 \text{ (Ом)};$$

Проводимо підстановку числових значень в систему, отримаємо:

$$(62.23 - j42.19) \cdot (2.48 + j8.46) + (43.16 - j29) \cdot (8.44 + j8.5) + \\ + (31.1 - j20.55) \cdot (6.75 + j7.09) + (17.06 - j11.75) \cdot (6.75 + j7.09) - \\ - (9.03 - j5.15) \cdot (4.64 + j4.87) - (26.09 - j16.39) \cdot (4.46 + j4.87) - \\ - (26.09 - j16.39) \cdot (4.64 + j4.67) - (43.15 - j28.89) \cdot (3.42 + j5.64) - \\ - (51.2 - j33.66) \cdot (2.12 + j7.25) = -(46.84 + j61.23) \cdot \dot{S}_{зпл}$$

Розв'язавши систему, отримаємо таку контурну потужність:

$$\dot{S}_{зпл} = -7.51 + j6.47 \text{ (МВА)};$$

Знаходимо основний поточкорозподіл наступним чином:

$$\dot{S}_{08} = \dot{S}_{08}^{poz} + \dot{S}_{зпл} = 62.228 - j42.195 - 7.51 + j6.47 = 54.717 - j35.724 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{81} = \dot{S}_{81}^{poz} + \dot{S}_{зпл} = 43.16 - j29 + (-7.51 + j6.47) = 35.65 - j22.53 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{12}^{poz} + \dot{S}_{зпл} = 31.1 - j20.55 + (-7.51 + j6.47) = 23.59 - j14.08 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{23}^{poz} + \dot{S}_{зпл} = 17.06 - j11.75 + (-7.51 + j6.47) = 9.55 - j5.28 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{зпл} = -7.51 + j6.47 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{07}^{poz} - \dot{S}_{зпл} = 51.2 - j33.66 - (-7.51 + j6.47) = 58.71 - j40.13 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{67}^{poz} - \dot{S}_{зпл} = 43.15 - j28.89 - (-7.51 + j6.47) = 50.66 - j35.36 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{56} = \dot{S}_{56}^{poz} - \dot{S}_{зпл} = 26.09 - j16.39 - (-7.51 + j6.47) = 33.6 - j22.86 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{45} = \dot{S}_{45}^{poz} - \dot{S}_{зпл} = 9.03 - j5.15 - (-7.51 + j6.47) = 16.54 - j11.62 \text{ (МВА)}.$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						84
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Отже, поточкорозподіл післяаварійного режиму матиме вигляд:

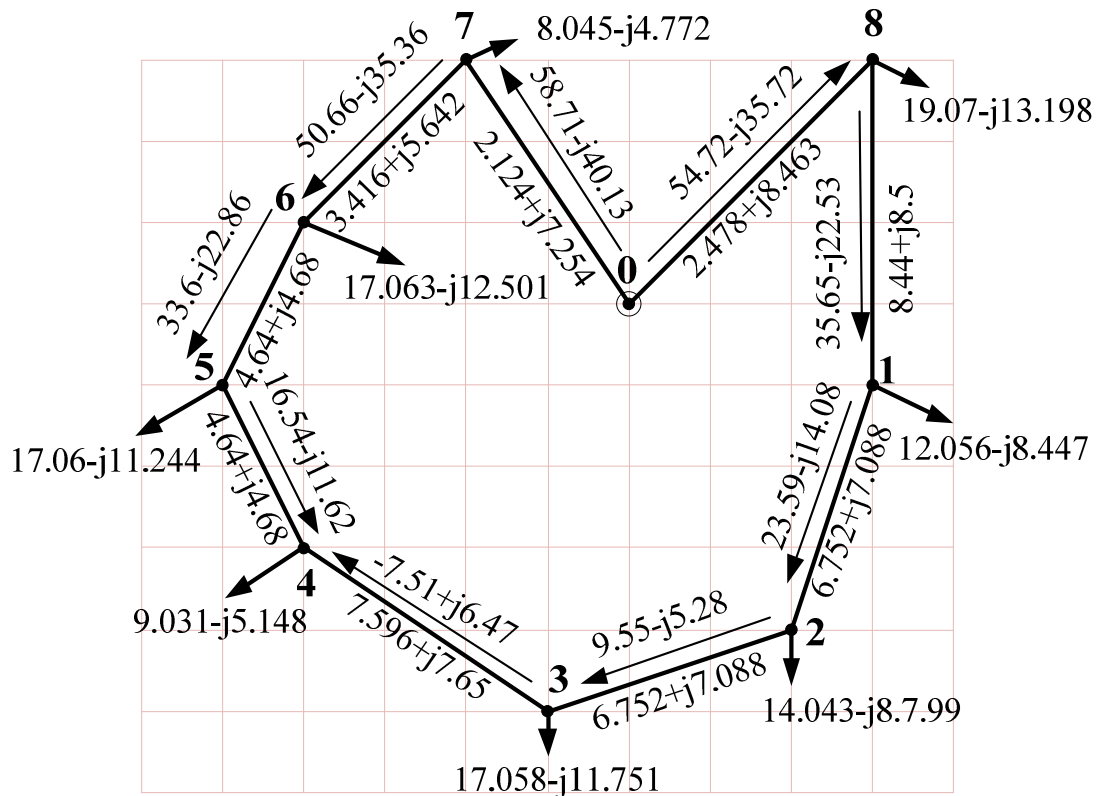


Рисунок 1.21 – Основний поточкорозподіл замкненої Z-схеми післяаварійного режиму

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{08 \text{ осн}} \cdot \underline{Z}_{08} + \dot{S}_{81 \text{ осн}} \cdot \underline{Z}_{81} + \dot{S}_{12 \text{ осн}} \cdot \underline{Z}_{12} + \dot{S}_{23 \text{ осн}} \cdot \underline{Z}_{23} + \dot{S}_{34 \text{ осн}} \cdot \underline{Z}_{34} - \dot{S}_{45 \text{ осн}} \cdot \underline{Z}_{45} - \dot{S}_{56 \text{ осн}} \cdot \underline{Z}_{56} - \\ & - \dot{S}_{67 \text{ осн}} \cdot \underline{Z}_{67} - \dot{S}_{07 \text{ осн}} \cdot \underline{Z}_{07} = (54.72-j35.72) \cdot (2.48 + j8.46) + (35.65-j22.53) \cdot (8.44 + j8.5) + \\ & + (23.59 - j14.08) \cdot (6.75 + j7.09) + (9.55 - j5.28) \cdot (6.75 + j7.09) + (-7.51+j6.47) \cdot (7.6 + j7.65) - \\ & - (16.54 - j11.62) \cdot (4.64 + j4.87) - (33.6 - j22.86) \cdot (4.64 + j4.67) - \\ & - (50.66 - j35.36) \cdot (3.42 + j5.64) - (58.71 - j40.13) \cdot (2.12 + j7.25) = 0 \text{ (МВА)} \end{aligned}$$

Перевірка виконується.

Переходимо до першої ітерації розрахунку. По основному поточкорозподілу та номінальній напрузі знаходимо втрати потужності в елементах схеми заміщення за виразами (1.28) та (1.29)

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Втрати в опорах ділянок:

$$\Delta \dot{S}_{Z08}^{(1)} = \frac{P_{08}^2 + Q_{08}^2}{U_H^2} (r_{08} - jx_{08}) = \frac{54.72^2 + 35.72^2}{110^2} \cdot (2.49 - j8.46) = 0.875 - j2.987 \text{ (МВА)};$$

Для решти ділянок результати занесемо у табл. 1.25:

Таблиця 1.25 – Втрати потужності в опорах ділянок

Ділянка	$\Delta \dot{S}_{Zi}^{(1)}$, МВА
0-8	0.87-j2.99
8-1	1.24-j1.25
1-2	0.42-j0.44
2-3	0.07-j0.07
3-4	0.06-j0.06
4-5	0.16-j0.16
5-6	0.63-j0.64
6-7	1.08-j1.78
0-7	0.89-3.03i

Втрати в провідностях пунктів:

$$\Delta \dot{S}_{Y1}^{(1)} = \underline{Y}_1 \cdot U_1^2 = (2.689 \cdot 10^{-6} + j6.414 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 = 0.033 + j0.776 \text{ (МВА)};$$

Тут треба врахувати, що для після аварійного режиму роботи, провідність третього вузла змінилась (зникає провідність гілки 0-3), і становить:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_3 &= 0.5 \cdot \sum_i \underline{Y}_i + g_{T33} - jb_{T33} = 0.5 \cdot (1.058 \cdot 10^{-7} + j4.128 \cdot 10^{-5} + 1.19 \cdot 10^{-7} + j4.842 \cdot 10^{-5}) + \\ &+ 3.48 \cdot 10^{-6} + j2.42 \cdot 10^{-5} = 3.592 \cdot 10^{-6} + j6.905 \cdot 10^{-5} \text{ (См)}; \end{aligned}$$

Для решти пунктів результати занесемо у табл. 1.26:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						86
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.26 – Втрати потужності в провідностях пунктів

Пункт	$\Delta \dot{S}_{Y S}^{(1)}$, МВА
1	0.033+j0.776
2	0.043+j0.792
3	0.043+j0.836i
4	0.027+j0.593
5	0.043+j0.644
6	0.043+j0.712
7	0.022+j0.642
8	0.044+j0.979

Формуємо додаткові навантаження пунктів схеми від втрат потужності згідно П-подібної схеми заміщення.

$$S_{1 \text{ дод}}^{(1)} = 0.5 \cdot (\Delta S_{81}^{(1)} + \Delta S_{12}^{(1)}) + \Delta S_{Y1}^{(1)} = 0.5 \cdot (1.24 - j1.249 + 0.421 - j0.442) + 0.033 + j0.776 = 0.863 + j0.07 \text{ (МВА)};$$

Для решти вузлів додаткові навантаження покажемо на Рис. 1.22

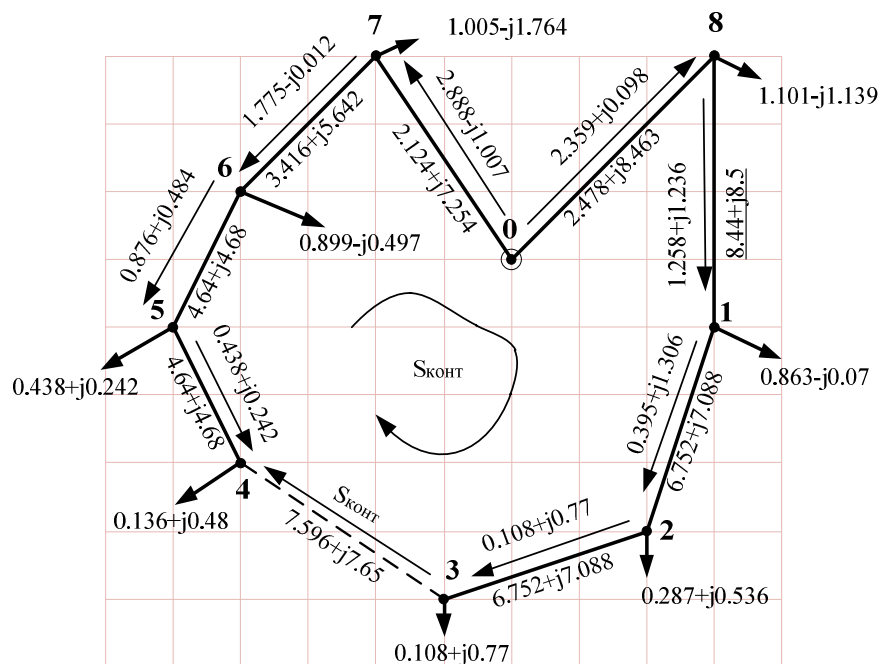


Рисунок 1.22 – Потокорозподіл від додаткових навантажень розімкненої Z-схеми після аварійного режиму.

Виконаємо розрахунок поточкорозподілу від додаткових навантажень методом контурних рівнянь:

Для даної схеми система контурних рівнянь матиме вигляд:

$$Z_{08} \cdot \dot{S}_{08}^{\partial\partial\partial} + Z_{81} \cdot \dot{S}_{81}^{\partial\partial\partial} + Z_{12} \cdot \dot{S}_{12}^{\partial\partial\partial} + Z_{23} \cdot \dot{S}_{23}^{\partial\partial\partial} - \\ - Z_{45} \cdot \dot{S}_{45}^{\partial\partial\partial} - Z_{56} \cdot \dot{S}_{56}^{\partial\partial\partial} - Z_{67} \cdot \dot{S}_{67}^{\partial\partial\partial} - Z_{07} \cdot \dot{S}_{07}^{\partial\partial\partial} = -\dot{S}_{\text{конт}} \cdot Z_{\text{конт}}$$

Проводимо підстановку числових значень в систему, отримаємо:

$$(2.36+j0.1) \cdot (2.48 + j8.46) + (1.26+j1.24) \cdot (8.44 + j8.5) + (0.39+j1.31) \cdot (6.75 + j7.09) + \\ + (0.11+j0.77i) \cdot (6.75 + j7.09) - (0.14+j0.48) \cdot (4.64 + j4.87) - (0.57+j0.72) \cdot (4.46 + j4.87) - \\ - (0.57+j0.72) \cdot (4.64 + j4.67) - (1.47+j0.23) \cdot (3.42 + j5.64) - (2.48-j1.54) \cdot (2.12 + j7.25) = \\ = -(46.84 + j61.23) \cdot S_{\text{конт}}$$

Розв'язавши систему, отримаємо таку контурну потужність:

$$\dot{S}_{\text{конт}} = -0.081 - j0.453 \text{ (МВА)};$$

Накладаємо контурні потужності на поточкорозподіл розімкненої схеми:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{08 \text{ дод}} &= \dot{S}_{08}^{\text{роз}} + \dot{S}_{\text{конт}} = 2.359+j0.098 + (-0.081-0.453) = 2.278-j0.356 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{81 \text{ дод}} &= \dot{S}_{81}^{\text{роз}} + \dot{S}_{\text{конт}} = 1.26+j1.24 + (-0.081-0.453) = 1.18+j0.78 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{12 \text{ дод}} &= \dot{S}_{12}^{\text{роз}} + \dot{S}_{\text{конт}} = 0.39+j1.31 + (-0.081-0.453) = 0.31+j0.85 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{23 \text{ дод}} &= \dot{S}_{23}^{\text{роз}} + \dot{S}_{\text{конт}} = 0.11+j0.77 + (-0.081-0.453) = 0.03+j0.32 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{34 \text{ дод}} &= \dot{S}_{\text{конт}} = -0.08-j0.45 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{07 \text{ дод}} &= \dot{S}_{07}^{\text{роз}} - \dot{S}_{\text{конт}} = 2.48-j1.54 - (-0.081-0.453) = 2.56-j1.09 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{67 \text{ дод}} &= \dot{S}_{67}^{\text{роз}} - \dot{S}_{\text{конт}} = 1.47+j0.23 - (-0.081-0.453) = 1.55+j0.68 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{56 \text{ дод}} &= \dot{S}_{56}^{\text{роз}} - \dot{S}_{\text{конт}} = 0.57+j0.72 - (-0.081-0.453) = 0.66+j1.18 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{45 \text{ дод}} &= \dot{S}_{45}^{\text{роз}} - \dot{S}_{\text{конт}} = 0.14+j0.48 - (-0.081-0.453) = 0.22+j0.93 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						88
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Отже, потокорозподіл матиме вигляд:

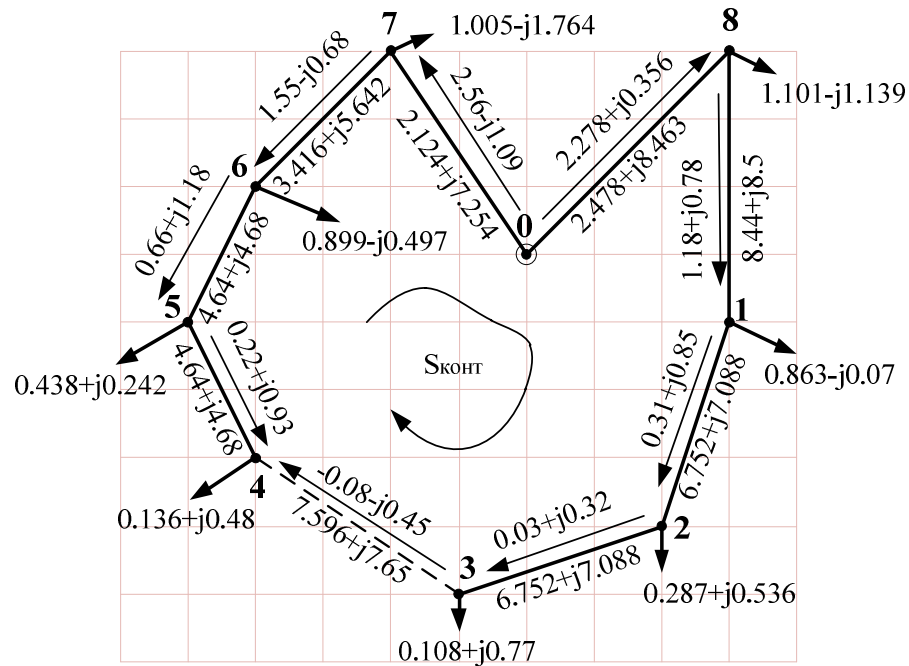


Рисунок 1.23 – Потокорозподіл від додаткових навантажень замкнутої схеми після аварійного режиму.

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{08 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{08} + \dot{S}_{81 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{81} + \dot{S}_{12 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{12} + \dot{S}_{23 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{23} + \dot{S}_{34 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{34} - \dot{S}_{45 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{45} - \dot{S}_{56 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{56} - \\ & - \dot{S}_{67 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{67} - \dot{S}_{07 \text{ дод}} \cdot \underline{Z}_{07} = (2.28 - j0.36) \cdot (2.48 + j8.46) + (1.18 + j0.78) \cdot (8.44 + j8.5) + \\ & + (0.31 + j0.85) \cdot (6.75 + j7.09) + (0.03 + j0.32) \cdot (6.75 + j7.09) + (-0.08 - j0.45) \cdot (7.6 + j7.65) - \\ & - (0.22 + j0.93) \cdot (4.64 + j4.87) - (0.66 + j1.18) \cdot (4.64 + j4.67) - \\ & - (1.55 + j0.68) \cdot (3.42 + j5.64) - (2.56 - j1.09) \cdot (2.12 + j7.25) = 0 \text{ (MVA)} \end{aligned}$$

Перевірка виконується.

Накладаємо потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності на основний потокорозподіл. Таким чином отримаємо результуючий потокорозподіл потужностей на даній ітерації розрахунку:

$$\dot{S}_{08 \text{ рез}}^{(1)} = \dot{S}_{08 \text{ осн}} + \dot{S}_{08 \text{ дод}}^{(1)} = 54.717 - j35.724 + j2.278 - 0.356 = 56.995 - j36.08 \text{ (MVA)}$$

Для решти ділянок розрахунок аналогічний, результати представимо на

Рис 1.24

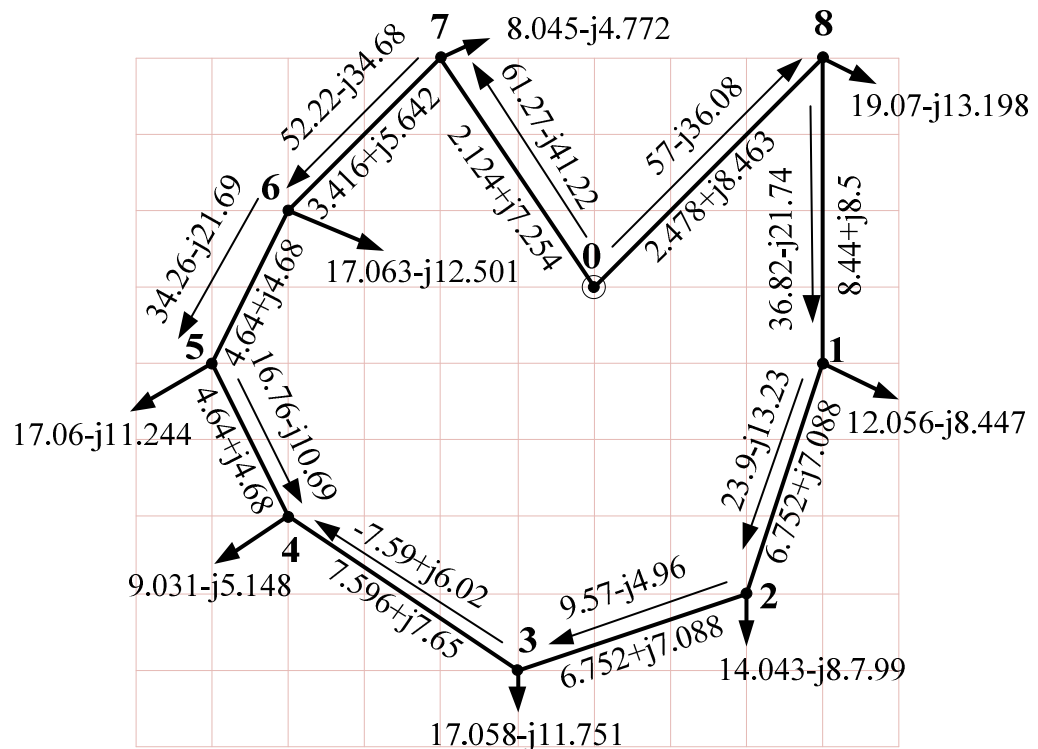


Рисунок 1.24 – Результовий потікорозподіл на першій ітерації після аварійного режиму

По результовому потікорозподілу знаходимо напругу у вузлах:

$$\begin{aligned}
 U_8^{(1)} &= \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{08}^{(1)} \cdot r_{08} - Q_{08}^{(1)} \cdot x_{08})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (56.995 \cdot 2.478 + 36.08 \cdot 8.463)} = 111.049 \text{ (кВ)}; \\
 U_1^{(1)} &= \sqrt{U_8^{(1)2} - 2 \cdot (P_{81}^{(1)} \cdot r_{81} - Q_{81}^{(1)} \cdot x_{81})} = \sqrt{111.049^2 - 2 \cdot (36.824 \cdot 8.44 + 21.743 \cdot 8.5)} = 106.492 \text{ (кВ)}; \\
 U_2^{(1)} &= \sqrt{U_1^{(1)2} - 2 \cdot (P_{12}^{(1)} \cdot r_{12} - Q_{12}^{(1)} \cdot x_{12})} = \sqrt{106.492^2 - 2 \cdot (23.905 \cdot 6.752 + 13.226 \cdot 7.088)} = 104.069 \text{ (кВ)}; \\
 U_3^{(1)} &= \sqrt{U_2^{(1)2} - 2 \cdot (P_{23}^{(1)} \cdot r_{23} - Q_{23}^{(1)} \cdot x_{23})} = \sqrt{104.069^2 - 2 \cdot (9.574 \cdot 6.752 + 4.964 \cdot 7.088)} = 103.105 \text{ (кВ)}; \\
 U_4^{(1)} &= \sqrt{U_3^{(1)2} - 2 \cdot (P_{34}^{(1)} \cdot r_{34} - Q_{34}^{(1)} \cdot x_{34})} = \sqrt{103.105^2 - 2 \cdot (7.591 \cdot 7.596 + 6.018 \cdot 7.65)} = 102.094 \text{ (кВ)}; \\
 U_7^{(1)} &= \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{07}^{(1)} \cdot r_{07} - Q_{07}^{(1)} \cdot x_{07})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (61.268 \cdot 2.124 + 41.22 \cdot 7.254)} = 111.206 \text{ (кВ)}; \\
 U_6^{(1)} &= \sqrt{U_7^{(1)2} - 2 \cdot (P_{67}^{(1)} \cdot r_{67} - Q_{67}^{(1)} \cdot x_{67})} = \sqrt{111.206^2 - 2 \cdot (52.218 \cdot 3.416 + 34.684 \cdot 5.642)} = 107.79 \text{ (кВ)}; \\
 U_5^{(1)} &= \sqrt{U_6^{(1)2} - 2 \cdot (P_{65}^{(1)} \cdot r_{65} - Q_{65}^{(1)} \cdot x_{65})} = \sqrt{110.79^2 - 2 \cdot (34.256 \cdot 4.642 + 21.687 \cdot 4.675)} = 105.575 \text{ (кВ)}.
 \end{aligned}$$

Напруга середин ділянок:

$$\begin{aligned}
 U_{08C}^{(1)} &= \sqrt{U_{БП}^2 - (P_{08}^{(1)} \cdot r_{08} - Q_{08}^{(1)} \cdot x_{08})} = \sqrt{115^2 - (56.995 \cdot 2.478 + 36.08 \cdot 8.463)} = 113.042 \text{ (кВ)}; \\
 U_{81C}^{(1)} &= \sqrt{U_8^{(1)2} - (P_{81}^{(1)} \cdot r_{81} - Q_{81}^{(1)} \cdot x_{81})} = \sqrt{111.049^2 - (36.824 \cdot 8.44 + 21.743 \cdot 8.5)} = 110.48 \text{ (кВ)};
 \end{aligned}$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						90
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$U_{12C}^{(1)} = \sqrt{U_1^{(1)2} - (P_{12 \text{ пез}}^{(1)} \cdot r_{12} - Q_{12 \text{ пез}}^{(1)} \cdot x_{12})} = \sqrt{106.492^2 - (23.905 \cdot 6.752 + 13.226 \cdot 7.088)} = 105.288 \text{ (кВ)};$$

$$U_{23C}^{(1)} = \sqrt{U_2^{(1)2} - (P_{23 \text{ пез}}^{(1)} \cdot r_{23} - Q_{23 \text{ пез}}^{(1)} \cdot x_{23})} = \sqrt{104.069^2 - (9.574 \cdot 6.752 + 4.964 \cdot 7.088)} = 103.588 \text{ (кВ)};$$

$$U_{34C}^{(1)} = \sqrt{U_3^{(1)2} - (P_{34 \text{ пез}}^{(1)} \cdot r_{34} - Q_{34 \text{ пез}}^{(1)} \cdot x_{34})} = \sqrt{103.105^2 - (7.591 \cdot 7.596 + 6.018 \cdot 7.65)} = 102.601 \text{ (кВ)};$$

$$U_{07C}^{(1)} = \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - (P_{07 \text{ пез}}^{(1)} \cdot r_{07} - Q_{07 \text{ пез}}^{(1)} \cdot x_{07})} = \sqrt{115^2 - (61.268 \cdot 2.124 + 41.22 \cdot 7.254)} = 113.119 \text{ (кВ)};$$

$$U_{67C}^{(1)} = \sqrt{U_7^{(1)2} - (P_{67 \text{ пез}}^{(1)} \cdot r_{67} - Q_{67 \text{ пез}}^{(1)} \cdot x_{67})} = \sqrt{111.206^2 - (52.218 \cdot 3.416 + 34.684 \cdot 5.642)} = 109.511 \text{ (кВ)};$$

$$U_{56C}^{(1)} = \sqrt{U_6^{(1)2} - (P_{65 \text{ пез}}^{(1)} \cdot r_{65} - Q_{65 \text{ пез}}^{(1)} \cdot x_{65})} = \sqrt{110.79^2 - 2 \cdot (34.256 \cdot 4.642 + 21.687 \cdot 4.675)} = 106.575 \text{ (кВ)};$$

$$U_{45C}^{(1)} = \sqrt{U_5^{(1)2} - (P_{45 \text{ пез}}^{(1)} \cdot r_{45} - Q_{45 \text{ пез}}^{(1)} \cdot x_{45})} = \sqrt{105.346^2 - (16.758 \cdot 4.642 + 10.686 \cdot 4.873)} = 104.728 \text{ (кВ)};$$

Знаходимо втрати потужності в мережі за формулою (1.32), для цього знаходимо поперечну провідність перенесену на шини БП:

$$Y_{\text{БП}} = 0.5 \cdot (Y_{07} + Y_{08}) = 0.5 \cdot (1.19 \cdot 10^{-7} + j5.11 \cdot 10^{-5} + 1.39 \cdot 10^{-7} + j5.96 \cdot 10^{-5}) = 1.29 \cdot 10^{-5} + j5.54 \cdot 10^{-5} \text{ (См)}$$

Тоді повні втрати потужності будуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{07 \text{ пез}}^{(1)} + \dot{S}_{08 \text{ пез}}^{(1)} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z07}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{Z08}^{(1)}) + Y_{\text{БП}} \cdot U_{\text{БП}}^2 - \dot{S}_{\Sigma} = 61.268 - j41.22 + 56.995 - j36.08 + 0.5 \cdot (0.888 - j3.032 + 0.875 - j2.987) + (1.29 \cdot 10^{-7} + j5.54 \cdot 10^{-5}) \cdot 115^2 - (113.43 - j75.86) = 5.72 - j3.72 \text{ (МВА)};$$

На цьому перша ітерація закінчена. Наступні ітерації виконуються аналогічно, тому розрахунки для них представимо у вигляді таблиць.

У табл. 1.27 приведені розрахунки другої ітерації

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку другої ітерації післяаварійного режиму

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{Zi}$, МВА	0-8	0.882-j3.014	3-4	0.068-j0.068
	8-1	1.265-j1.274	4-5	0.167-j0.17
	1-2	0.455-j0.447	5-6	0.672-j0.677
	2-3	0.073-j0.077	6-7	1.119-j1.849
			0-7	0.905-j3.091
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{Ys}$, МВА	1	0.03+j0.727	5	0.039+j0.59
	2	0.039+j0.709	6	0.041+j0.684
	3	0.038+j1.734	7	0.023+j0.656
	4	0.023+j0.511	8	0.045+j0.998

Продовження таблиці 1.27

Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{S \text{ дод}}$, МВА	1	0.89-j0.148	5	0.459+j0.164
	2	0.303+j0.432	6	0.937-j0.579
	3	0.109+j0.662	7	1.035-j1.814
	4	0.141+j0.389	8	1.118-j1.146
Потоки потужності від додаткових навантажень, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ дод}}$, МВА	0-8	2.451-j0.611	3-4	0.03-j0.41
	8-1	1.33+j0.53	4-5	0.43+j0.58
	1-2	0.44+j0.68	5-6	0.89+j0.74
	2-3	0.14+j0.25	6-7	1.82+j0.16
			0-7	2.97-j0.99
Результуючий потік потужності по ділянках, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ рез}}$, МВА	0-8	57.168-j36.335	3-4	-7.479+j6.06
	8-1	36.92-j21.992	4-5	16.97-j11.04
	1-2	24.033-j13.396	5-6	34.49-j22.12
	2-3	9.687-j5.03	6-7	52.49-j35.2
			0-7	61.68-j41.13
Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ	1	106.436	5	105.278
	2	103.991	6	107.752
	3	103.015	7	111.204
	4	102.008	8	111.026

Знаходимо втрати потужності в мережі на другій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{07 \text{ рез}}^{(2)} + \dot{S}_{08 \text{ рез}}^{(2)} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z07}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{Z08}^{(2)}) + Y_{\text{БП}} \cdot U_{\text{БП}}^2 - \dot{S}_{\Sigma} = 61.676-j41.125+57.168-j36.335+ \\ +0.5 \cdot (0.91-j3.09+0.88-j3.01) + (1.29 \cdot 10^{-7} + j5 \cdot 54 \cdot 10^{-5}) \cdot 115^2 - (113.43-j75.86) = \\ = 6.31 - j3.92 \text{ (МВА)}$$

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу:

$$\frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}} \cdot 100 = \frac{|6.313 - j3.922 - (5.72-j3.718)|}{5.72-j3.718} \cdot 100 = 9.2 \%$$

Як бачимо втрати на сусідніх ітераціях відрізняються більше, ніж на 1 %, тому виконуємо наступну ітерацію. Результати зводимо до табл. 1.28:

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						92
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.28 – Результати розрахунку третьої ітерації післяаварійного режиму

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi}$, МВА	0-8	0.89-j3.039	3-4	0.067-j0.067
	8-1	1.28-j1.29	4-5	0.174-j0.182
	1-2	0.462-j0.485	5-6	0.687-j0.692
	2-3	0.075-j0.079	6-7	1.138-j1.88
			0-7	0.912-j3.115
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}$, МВА	1	0.03+j0.727	5	0.039+j0.589
	2	0.039+j0.708	6	0.041+j0.684
	3	0.038+j1.733	7	0.023+j0.656
	4	0.023+j0.51	8	0.045+j0.997
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{s \text{ дод}}$, МВА	1	0.902-j0.161	5	0.47+j0.152
	2	0.307+j0.426	6	0.954-j0.602
	3	0.109+j0.66	7	1.048-j1.841
	4	0.143+j0.385	8	1.113-j1.167
Потоки потужності від додаткових навантажень, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ дод}}$, МВА	0-8	2.485-j0.657	3-4	0.04-j0.42
	8-1	1.33+j0.51	4-5	0.43+j0.57
	1-2	0.45+j0.67	5-6	0.9+j0.72
	2-3	0.15+j0.24	6-7	1.86+j0.12
			0-7	3.01-j1.06
Результуючий потік потужності по ділянках, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ рез}}$, МВА	0-8	57.202-j36.381	3-4	-7.473+j6.06
	8-1	37.002-j22.016	4-5	16.97-j11.05
	1-2	24.044-j13.408	5-6	34.5-j22.14
	2-3	9.694-j5.036	6-7	52.52-j35.24
			0-7	61.72-j41.2
Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ	1	106.428	5	105.267
	2	103.981	6	107.743
	3	103.004	7	111.199
	4	101.998	8	111.021

Знаходимо втрати потужності в мережі на третій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{07 \text{ рез}}^{(3)} + \dot{S}_{08 \text{ рез}}^{(3)} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z07}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{Z08}^{(3)}) + Y_{\text{БП}} \cdot U_{\text{БП}}^2 - \dot{S}_{\Sigma} = 61.722-j41.198+57.202-j36.381+ \\ +0.5 \cdot (0.91-j3.12+0.89-j3.04) + (1.29 \cdot 10^{-7} + j5 \cdot 54 \cdot 10^{-5}) \cdot 115^2 - (113.43-j75.86) = \\ = 6.4 - j4.07 \text{ (МВА)}$$

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						93
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу:

$$\frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}} \cdot 100 = \frac{|6.401 - j4.066 - (6.313 - j3.922)|}{6.313 - j3.922} \cdot 100 = 2.254 \%$$

Як бачимо втрати на сусідніх ітераціях відрізняються більше ніж на 1%, тому виконуємо наступну ітерацію. Результати зводимо до табл. 1.29:

Таблиця 1.29 – Результати розрахунку четвертої ітерації післяаварійного режиму

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi}$, МВА	0-8	0.891-j3.044	3-4	0.067-j0.067
	8-1	1.282-j1.292	4-5	0.174-j0.183
	1-2	0.462-j0.485	5-6	0.688-j0.693
	2-3	0.075-j0.079	6-7	1.14-j1.883
			0-7	0.914-j3.122
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}$, МВА	1	0.03+j0.727	5	0.039+j0.589
	2	0.039+j0.708	6	0.041+j0.683
	3	0.038+j1.733	7	0.023+j0.656
	4	0.023+j0.51	8	0.045+j0.997
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{s \text{ дод}}$, МВА	1	0.903-j0.162	5	0.47+j0.152
	2	0.308+j0.426	6	0.955-j0.604
	3	0.109+j0.659	7	1.05-j1.846
	4	0.143+j0.385	8	1.113-j1.171
Потоки потужності від додаткових навантажень, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ дод}}$, МВА	0-8	2.488-j0.663	3-4	0.04-j0.42
	8-1	1.36+j0.51	4-5	0.43+j0.57
	1-2	0.45+j0.67	5-6	0.9+j0.72
	2-3	0.15+j0.24	6-7	1.86+j0.11
			0-7	3.02-j1.07
Результуючий потік потужності по ділянках, $\Delta \dot{S}_{ij \text{ рез}}$, МВА	0-8	57.206-j36.387	3-4	-7.473+j6.05
	8-1	37.004-j22.018	4-5	16.97-j11.05
	1-2	24.045-j13.409	5-6	34.5-j22.14
	2-3	9.694-j5.036	6-7	52.52-j35.25
			0-7	61.73-j41.21
Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ	1	106.427	5	105.266
	2	103.98	6	107.742
	3	103.003	7	111.198
	4	101.997	8	111.021

Знаходимо втрати потужності в мережі на четвертій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(4)} = \dot{S}_{07 \text{ рез}}^{(4)} + \dot{S}_{08 \text{ рез}}^{(4)} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z07}^{(4)} + \Delta \dot{S}_{Z08}^{(4)}) + Y_{\text{БП}} \cdot U_{\text{БП}}^2 - \dot{S}_{\Sigma} = 61.726 - j41.206 + 57.206 - j36.387 + \\ + 0.5 \cdot (0.91 - j3.12 + 0.89 - j3.04) + (1.29 \cdot 10^{-7} + j5 \cdot 54 \cdot 10^{-5}) \cdot 115^2 - (113.43 - j75.86) = \\ = 6.41 - j4.09 \text{ (МВА)}$$

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу:

$$\frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(4)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)}|}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)}} \cdot 100 = \frac{|6.41 - j4.086 - (6.401 + j4.066)|}{6.401 + j4.066} \cdot 100 = 0.295 \%$$

Як бачимо втрати на сусідніх ітераціях відрізняються менше ніж на 2%, тому ітераційний розрахунок можна вважати завершеним.

Виконаємо перевірку обраних перерізів на допустимі струми навантаження у аварійному режимі. По поточкорозподілу, знайденому на 4-й ітерації розрахуємо значення струмів у післяаварійному режимі

$$I_{ав_{08}} = \frac{\sqrt{P_{ав_{08}}^2 + Q_{ав_{08}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ав_{08C}}^{(4)} \cdot n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{57.206^2 + (-36.387)^2}}{\sqrt{3} \cdot 113.028} \cdot 10^3 = 346.312 \text{ (А)};$$

Для решти ділянок значення струмів розраховуються аналогічно. Результати розрахунків приведені в табл. 1.30:

Таблиця 1.30 – Результати перевірки післяаварійної схеми по допустимому струму

Ділянка	переріз, мм ²	I _{діюче} , А	I _{доп.} , А
0-8	240/32	346.31	610
0-7	240/32	378.81	610
6-7	240/32	333.559	610
5-6	120/19	222.232	390
3-4	120/19	54.176	390
8-1	120/19	225.071	390
1-2	70/11	151.079	265
2-3	70/11	60.944	265
4-5	70/11	111.759	265

Як бачимо, умова (1.13) виконується для всіх перерізів.

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						95
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Результуючий потікорозподіл після аварійного режиму показано на
Рис. 1.25:

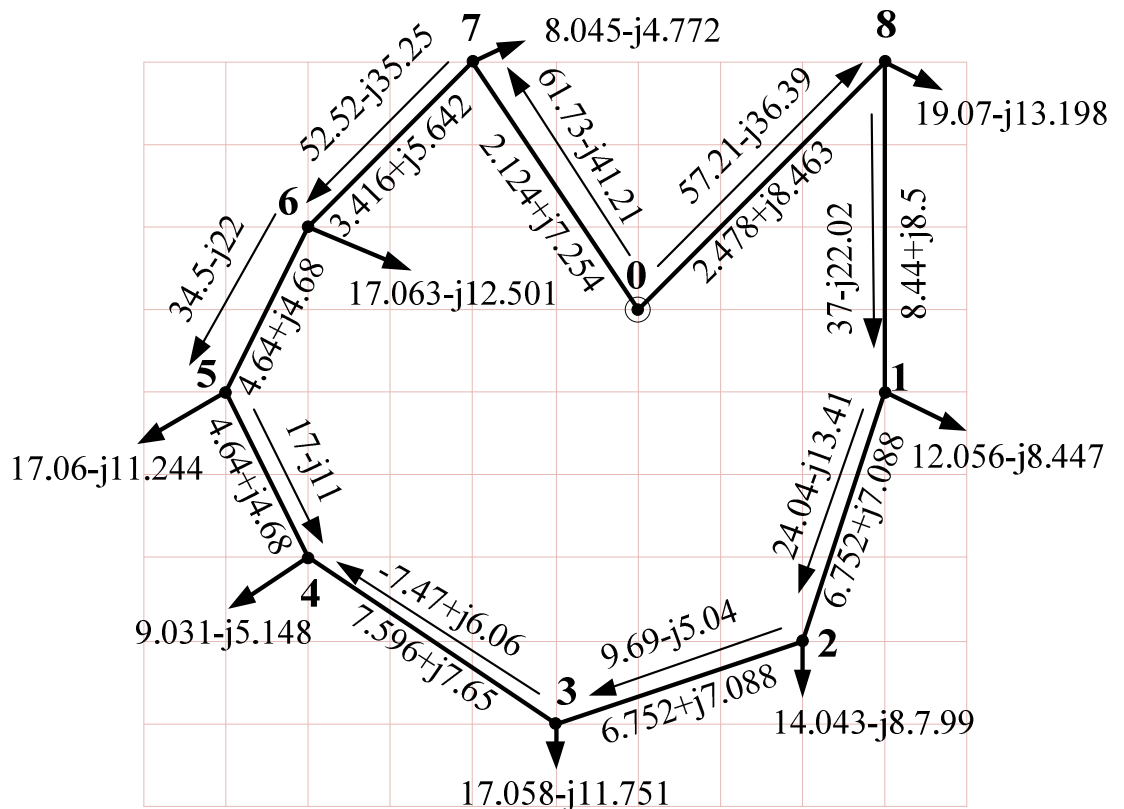


Рисунок 1.25 – Результати розрахунку після аварійного режиму Z-схеми

1.9 Вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій для після аварійного режиму роботи мережі.

Розрахунок виконуємо аналогічно до п. 1.7.

Значення приведенного рівня напруги $U_{\text{пн}}$ на шинах НН двохобмоткового трансформатора **пункту 7** (потрібно відмітити, що потік потужності по обмоткам трансформаторів буде включати в себе суму навантажувальної потужності та втрати потужності в провідностях трансформаторів):

					.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						96
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta U_{TB7} = \frac{(P_7 + g_{TMH6300} \cdot U_7^{(4)2}) \cdot r_{TMH6300} - (Q_7 + b_{TMH6300} \cdot U_7^{(4)2}) \cdot x_{TMH6300}}{U_7^{(4)}} =$$

$$= \frac{(8 + 1.74 \cdot 10^{-6} \cdot 111.198^2) \cdot 7.33 - (-4.099 - 2.42 \cdot 10^{-5} \cdot 111.198^2) \cdot 110}{111.198} = 4.879 \text{ (kВ)}$$

$$U_{пн7} = U_7^{(4)} - \Delta U_{T7} = 111.198 - 4.879 = 106.319 \text{ (kВ)}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН:

$$\omega_{вж} = \frac{U_{пн} \cdot U_{тн}}{U_{тв} \cdot U_{ндж}} - 1 = \frac{106.319 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.031$$

Розрахункова ступінь регулювання РПН N_B :

$$N_B = \frac{\omega_{вж}}{\omega_{в0}} = \frac{-0.031}{0.0178} = -1.768 \rightarrow -2$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_B^{CT} = N_B \cdot \omega_{в0} = -2 \cdot (0.0178) = -0.0356$$

Фактичне значення напруги на шинах НН:

$$U_{нд7} = \frac{U_{пн} \cdot U_{тн}}{U_{тв7} \cdot (1 + \omega_B^{CT})} = \frac{106.319 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0.036)} = 10.545 \text{ (кВ)}$$

Виконаємо розрахунок для трьохобмоткового трансформатора **пункту 1**, матимемо:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{(P_1 + g_{ТДТН10000} \cdot U_{a\phi_1}^{(4)2}) \cdot r_{ТДТН10000} - (Q_1 + b_{ТДТН10000} \cdot U_{a\phi_1}^{(4)2}) \cdot x_{TB10}}{U_{a\phi_1}^{(4)}} =$$

$$= \frac{(12 + 2.57 \cdot 10^{-6} \cdot 106.427^2) \cdot 5.03 - (-7.206 - 1.66 \cdot 10^{-5} \cdot 106.427^2) \cdot 70.8}{106.427} = 5.487 \text{ (kВ)}$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{1CH} \cdot r_{ТДТН10000} - Q_{1CH} \cdot x_{TC10}}{U_1^{(3)} - \Delta U_{TB1}} = \frac{5.03 + 3.62 \cdot 0}{106.427 - 5.487} = 0.249 \text{ (kВ)}$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{1HH} \cdot r_{ТДТН10000} - Q_{1HH} \cdot x_{TH10}}{U_1^{(3)} - \Delta U_{TB1}} = \frac{7 \cdot 5.03 + 3.586 \cdot 41.3}{106.427 - 5.487} = 1.816 \text{ (kВ)}$$

Приведені рівні напруг будуть:

$$U_{пн1} = U_1^{(4)} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TH1} = 106.427 - 5.487 - 1.816 = 99.123 \text{ (kВ)}$$

$$U_{пс1} = U_1^{(4)} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TC1} = 106.427 - 5.487 - 0.249 = 100.69 \text{ (kВ)}$$

					.0103.141002.ПЗ	Арк.
						97
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН:

$$\omega_{вж} = \frac{U_{ПН1} \cdot U_{ТН1}}{U_{ТВ1} \cdot U_{НДЖ}} - 1 = \frac{99.123 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.097$$

Розрахункова ступінь регулювання РПН N_B :

$$N_B = \frac{\omega_{вж}}{\omega_{в0}} = \frac{-0.097}{0.0178} = -5.45 \rightarrow -5$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_B^{CT} = N_B \cdot \omega_{в0} = -5 \cdot (0.0178) = -0.089$$

Фактичне значення напруги на шинах НН:

$$U_{НД1} = \frac{U_{ПН1} \cdot U_{ТН}}{U_{ТВ1} \cdot (1 + \omega_B^{CT})} = \frac{99.123 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0.089)} = 10.408 \text{ (кВ)}$$

Визначимо бажане положення відгалужень ПБВ в обмотці СН:

$$\omega_{сж} = \frac{U_{СЖ} \cdot U_{ТВ} (1 + \omega_B^{CT})}{U_{ПС1} \cdot U_{ТС}} - 1 = \frac{38.5 \cdot 115 (1 - 0.089)}{100.69 \cdot 38.5} - 1 = 0.04$$

$$N_C = \frac{\omega_{сж}}{\omega_{с0}} = \frac{0.04}{0.025} = 1.619 \rightarrow 2$$

$$\omega_C^{CT} = N_C \cdot \omega_{с0} = 2 \cdot (0.025) = 0.05$$

Фактичне значення рівня напруги на шинах СН блоку трьохобмоткових силових трансформаторів пункту 1:

$$U_{СД1} = \frac{U_{ПС1} \cdot U_{ТС} \cdot (1 + \omega_C^{CT})}{U_{ТВ} \cdot (1 + \omega_B^{CT})} = \frac{105.26 \cdot 38.5 \cdot (1 + 0.05)}{115 \cdot (1 - 0.089)} = 38.53 \text{ (кВ)}$$

Для інших пунктів схеми розрахунки виконуємо аналогічно, результати зводимо до табл.1.30:

Таблиця 1.30 – Результати розрахунку відгалужень РПН та ПБВ

П-т схеми	U_S , кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{ТС}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	$U_{ПН}$ кВ	$U_{ПС}$ кВ	$\omega_{вж}$	ω_B^{CT}	$\omega_{сж}$	ω_C^{CT}
1	106.43	5.487	0.249	1.816	99.12	100.69	-0.097	-0.089	0.04	0.05
2	103.98	3.688	0.051	1.89	98.4	100.24	-0.104	-0.107	0.0247	0.025
3	103	4.91	0.184	1.61	96.48	97.909	-0.121	-0.125	0.0282	0.025
4	101.99	3.563	-	-	-	98.434	-0.103	-0.1068	-	-
5	105.27	4.543	0.102	2.046	98.68	100.62	-0.101	-0.107	0.0208	0.025

					.0103.141.002.ПЗ					Арк.
										98
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата						

Продовження таблиці 1.30

6	107.74	4.879	-	-	-	106.32	-0.031	-0.0356	-	-
7	111.2	3.754	0.139	0.717	108.3	107.69	-0.019	-0.0178	0.0429	0.05
8	111.02	5.027	0.17	1.789	104.2	105.82	-0.051	-0.053	0.0287	0.025

Продовження таблиці 1.30

П-т схеми	$N_{в}^{ст}$	$U_{нд}$ кВ	$N_c^{ст}$	$U_{сд}$ кВ
1	-5	10.408	2	38.853
2	-6	10.538	1	38.511
3	-7	10.542	1	38.38
4	-6	10.541	-	-
5	-6	10.567	1	38.657
6	-4	10.481	2	38.761
7	-2	10.545	-	-
8	-3	10.53	1	38.362

Як бачимо, навіть у післяаварійному режимі роботи, на шинах НН всіх підстанцій підтримується прийнятний рівень напруги.

Висновки розділу 1

Розроблені конфігурації схеми районної електричної мережі дозволили вибрати два найбільш доцільних варіанти спорудження РЕМ та обладнання на підстанціях, розраховані допустимі рівні напруги на шинах ВН підстанції, техніко-економічне порівняння варіантів спорудження РЕМ, на основі результату якого було обрано один варіант РЕМ для спорудження.

Визначено розраховані параметри схеми заміщення та проведені обрахунки режимів його роботи, а також вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБВ силових трансформаторів на вузлових підстанціях.

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк.
						99
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 КВ ТА ЕЛЕМЕНТИ СИЛОВОЇ ЕЛЕКТРОНІКИ У FACTS ПРИСТРОЯХ

Електрична мережа 110кВ являє собою розподільну високовольтну мережу, яка забезпечує загальний розподіл електроенергії. Звідси ведуть лінії в різні регіони, мегаполіси до окремих підстанцій чи великих промислових компаній. Ними забезпечується потреба в потужності від 10 до 100 МВт.

Електроенергетична галузь в усьому світі зазнає глибокі перетворення. В свою чергу попит на електроенергію значно зростає, будівництво додаткових ліній електропередач часто стримується екологічними, економічними обмеженнями і нормативними вимогами. Аналіз доступних варіантів для максимального збільшення існуючих передавальних потужностей з високим рівнем надійності і стабільності вказав в напрямку силової електроніки. На загальну думку, нове обладнання і методи силової електроніки є потенційною заміною традиційних рішень, які зазвичай засновані на електромеханічних технологіях, які мають низький час відгуку і високі витрати на технічне обслуговування.[2]

Електроенергетичну систему можна розглядати як взаємозв'язок генеруючих джерел та навантажень споживачів через мережу ліній електропередачі, трансформаторів та допоміжного обладнання. Його структура має багато різновидів, які є результатом спадщини економічних, політичних, інженерних та екологічних рішень. Незалежно від структури енергосистеми, потоки потужності по мережі в значній мірі розподіляються залежно від імпедансу ліній електропередавання (ЛЕП); ЛЕП з низьким опором дозволяє пропускати через неї велику потужність, ніж лінія з високим опором. Це не завжди найбажаніший результат, тому що досить часто він призводить до безлічі операційних проблем; задача системного оператора - втрутитися, щоб спробувати домогтися перерозподілу потоку потужності, але з обмеженим успіхом. Приклади експлуатаційних проблем, до яких можуть привести нерегульовані потоки активної і реактивної потужності: втрата стабільності системи, високі втрати при передачі, порушення меж напруги, нездатність використовувати можливості лінії

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		100

передачі до теплового межі і каскадне відключення.[2]

У довгостроковій перспективі такі проблеми традиційно вирішуються шляхом будівництва нових електростанцій і ліній електропередачі, рішення, яке вимагає великих витрат і вимагає тривалого будівництва. Передбачається, що інше рішення таких експлуатаційних проблем буде залежати від модернізації існуючих мереж з використанням пристроїв регулювання реактивних параметрів мережі. З метою підвищення керованості енергосистем, підвищення пропускної здатності електропередавання та зменшення втрат електроенергії під час транспортування в електричних мережах у розвинених країнах ведуться інтенсивні роботи зі створення та впровадження пристроїв гнучкого управління перетіканнями реактивної та активної потужності та регулюванням напруги на високовольтних лініях змінного струму (FACTS) із застосуванням статичних компенсаторів, статичних синхронних поздовжніх компенсаторів та інших пристроїв.[2]

2.1 Загальна характеристика пристроїв FACTS

Термін і поняття FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System - гнучкі керовані системи електропередачі змінного струму) введені в обіг Інститутом електроенергетики EPRI (США).[7]

FACTS є однією з найбільш перспективних електромережових технологій, суть якої полягає в тому, що електрична мережа з пасивного пристрою транспорту електроенергії перетворюється в пристрій, що приймає активну участь в управлінні режимами роботи електричних мереж.[2]

Завдяки цьому вдається «в темпі процесу» управляти значеннями пропускної спроможності ЛЕП, перерозподіляти між паралельними лініями електропередачі потоки активної і реактивної потужностей, оптимізуючи їх в сталих режимах і перенаправляти їх за збереженими після аварій лініях електропередачі, не побоюючись порушення стійкості, тим самим забезпечуючи підвищення надійності електропостачання споживачів.[2]

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		101

До пристроїв FACTS першого покоління (FACTS -1) відносять пристрої, що забезпечують регулювання напруги (реактивної потужності) і забезпечують необхідний ступінь компенсації реактивної потужності в електричних мережах (статичний компенсатор реактивної потужності (SVC), реактор з тиристорним керуванням, стаціонарний послідовний конденсатор з тиристорним керуванням тощо).[7]

До новітніх FACTS другого покоління (FACTS-2) відносять пристрої, що забезпечують регулювання режимних параметрів на базі повністю керованих приладів силової електроніки (IGBT транзистори, IGCT - тиристори тощо). FACTS-2 характеризуються новою якістю регулювання – векторним, коли регулюється не тільки величина, але й фаза вектора напруги електричної мережі (синхронний статичний компенсатор (STATCOM), об'єднаний регулятор потоків потужності (UPFC) тощо). Варто відзначити, що пристрої FACTS можна розділити на три основні групи: поздовжньої компенсації; поперечної (паралельної) компенсації; комбіновані пристрої (пристрої поздовжньо-поперечної компенсації).[7]

2.2 Пристрої FACTS поперечної компенсації

Пристрої поперечної (паралельної) компенсації – це пристрої змінного опору (конденсатори, реактори і т.д.) або змінне джерело, яке генерує струм в систему в точці загального підключення. Найбільш поширені пристрої цього класу – це статичний тиристорний компенсатор (СТК, SVC) реактивної потужності та статичний синхронний компенсатор.[2]

СТК являє собою пристрій для плавного регулювання реактивної потужності та утримання її значення в заданих межах. СТК може використовуватися для регулювання напруги в системі і підтримання її на необхідному рівні, покращення пропускної здатності при передачі електроенергії, зменшення низькочастотних коливань, а також зменшення асинхронних хитань. Крім того, СТК здатний[2]

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		102

знижувати коливання напруги на шинах, викликані зміною навантаження, що зменшує коливання напруги у споживача і підвищує якість електроенергії. СТК широко застосовуються в електропостачанні промислових підприємств.[2]

В конструкції СТК (рис. 2.1) використовуються такі основні елементи регулювання:[2]

- реактор з тиристорним управлінням (TCR);
- конденсатор з тиристорною комутацією (TSC);
- реактор з тиристорною комутацією (TSR);
- конденсатор з механічною комутацією (MSC).

Відповідно до визначень IEEE:

TCR – це поперечно приєднана тиристорно-керована індуктивність, реактанс якої плавно змінюється за рахунок керування провідністю тиристорного вентиля.

TSC – це поперечно приєднаний тиристорно-комутований конденсатор, реактанс якого змінюється дискретно за рахунок роботи тиристорного вентиля в режимі повної або нульової провідності.[2]

Загальні риси пристроїв регулювання напруги СТК наступні:

- відсутність рухомих (оберткових) механічних елементів;
- використання звичайних індуктивних та ємнісних елементів;
- функції керування виконуються за допомогою силової електроніки.

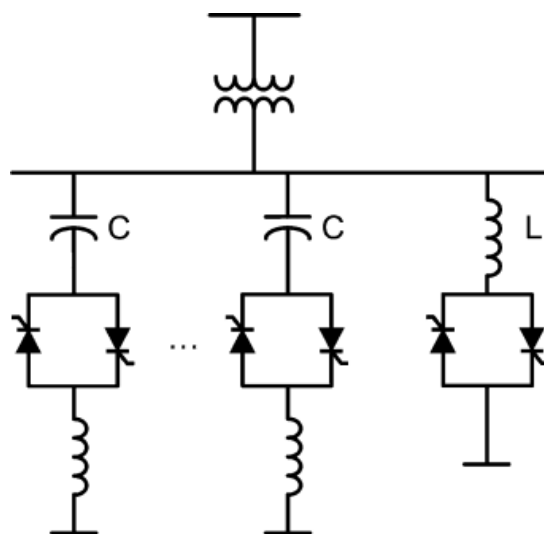


Рис. 2.1 – Комбінована конфігурація TSC та TCR

Застосування СТК призводить до суттєвої економії за рахунок оптимізації витрат електроенергії при передачі та споживанні. Регульована компенсація реактивної потужності досягається використанням конфігурацій вище наведених пристроїв (TCR, TSC, TSR, MSC).[7]

СТАТКОМ відрізняється від СТК іншим пристроєм, збільшеним набором функцій і поліпшеними характеристиками. Вважається, що сьогодні STATCOM найбільш досконалий статичний пристрій FACTS. Він є представником динамічних пристроїв компенсації реактивної потужності після конденсаторних батарей фіксованою потужності і статичних компенсаторів, які використовують тиристорно-реакторні групи або магнітно-керовані реактори.[7]

В цілому, СТАТКОМ має високу продуктивність у великій кількості аспектів, таких як швидкість реакції, стабільність підтримки напруги, величина втрат потужності і рівня гармонік, збільшений діапазон потужності. Він також має перевагу менших габаритів пристрою в порівнянні з СТК.[2]

Якщо для СТК мінімальний час відгуку складає близько 30 мс, то час реакції СТАТКОМ становить менше 5 мс, і це забезпечує плавну динамічну компенсацію реактивної потужності. Це дозволяє більш ефективно згладжувати коливання напруги і зменшити значення дози флікера. Швидка плавна динамічна компенсація від повної індуктивної до повної ємнісної потужності забезпечує постійне підтримання коефіцієнта потужності, близького до 1.[2]

СТАТКОМ має відмінну від СТК регульовальну характеристику (рис. 2.2), яка показує можливість повноцінної роботи компенсатора незалежно від напруги на шинах живлення. Напруга на конденсаторах підтримується системою управління. При наявності в ланці постійного струму накопичувального пристрою (акумулятор і ін.) здатний також забезпечити регулювання активної потужності.[2]

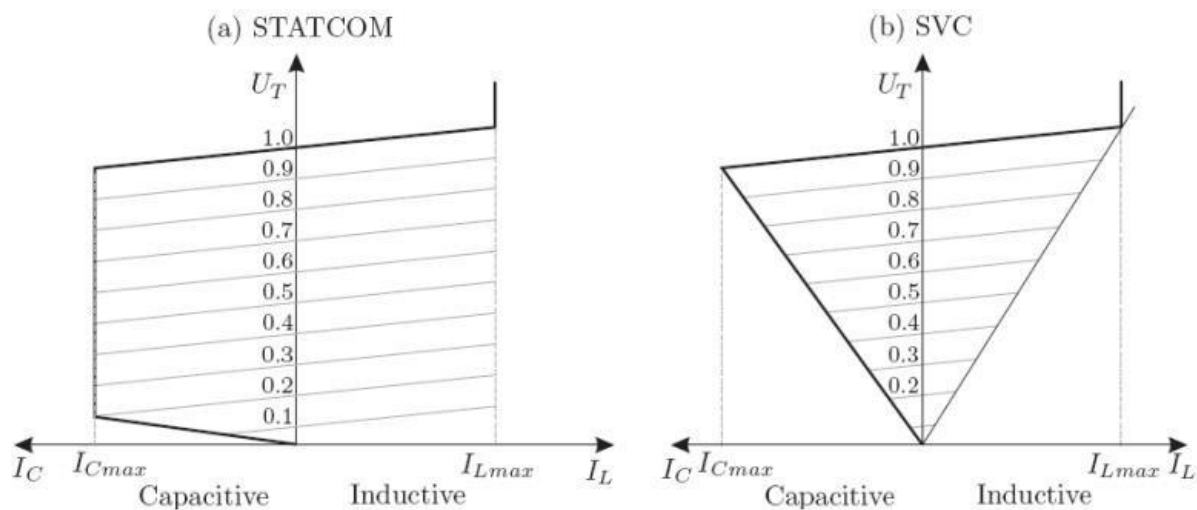


Рис. 2.2 – Робочі характеристики СТАТКОМ (ліворуч) і СТК (праворуч)

Компенсатор СТАТКОМ дозволяє здійснювати повністю незалежне регулювання по різних фаз і реалізує обмін енергією між фазами. Це дозволяє вводити і регулювати струми зворотної послідовності. В результаті можливо побудувати управління таким чином, щоб вирівняти нерівномірне за фазами навантаження.[2]

Ще одна відмінність між СТАТКОМ і СТК в тому, що СТАТКОМ забезпечує роботу при граничних параметрах обладнання. Вихідний струм може тимчасово перевищувати нормальне усталене значення. Величина і тривалість перевантаження залежить від термічної стійкості використовуваних ключів. Рівень перевантаження може становити від 120 до 180 %.[2]

В цілому, СТАТКОМ в порівнянні з СТК має наступні відмінності і переваги, зведені в (табл. 2.1).

Табл. 2.1 – Порівняння характеристик СТК та СТАТКОМ[2]

СТАТКОМ	СТК
Діє як джерело напруги за реактансом (джерелом струму)	Діє як регульований імпеданс
Має повний динамічний діапазон регулювання	Має обмежений діапазон регулювання
Низький рівень генерації гармонік	Високий рівень генерації гармонік
Висока швидкодія і кращі характеристики в перехідних процесах - час реакції порядку одиниць мілісекунд	Порівняно повільне реагування –1-2 періоду промислової частоти.
Повністю реалізуються індуктивний і ємнісний режими роботи	Забезпечує в основному ємнісний режим роботи
Короткочасна перевантажувальна здатність дає підвищену стійкість підтримки напруги	
Краща стабільність і безпека за рахунок нечутливості до параметрів живлення	Низька ефективність при зниженні напруги
Модульна конструкція проста для встановлення і обслуговування. Надлишкова структура забезпечує високу надійність. Менші розміри.	Габаритні пристрої зовнішньої установки
Низькі втрати потужності	Менш економічна експлуатація

2.3 Пристрої поздовжньої компенсації

Пристрої поздовжньої компенсації – це пристрої змінного опору (конденсатори, реактори і т.ін.) або пристрої силової електроніки на джерелах напруги змінного струму.[2]

Згідно з даними IEEE відомі наступні пристрої цього класу:

- TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) та TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) — Керований тиристорами поздовжній компенсатор (рис. 2.3);

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		106

- SSSC (Static Synchronous Series Compensator) – статичний синхронний позовжний компенсатор (рис. 2.4);

TCSC є найбільш поширеним пристроєм позовжньої компенсації. Він являє собою ємнісний компенсатор, який включає позовжню батарею конденсаторів, що шунтуються реактором. Керованим тиристором, з метою плавного регулювання реактивного опору.

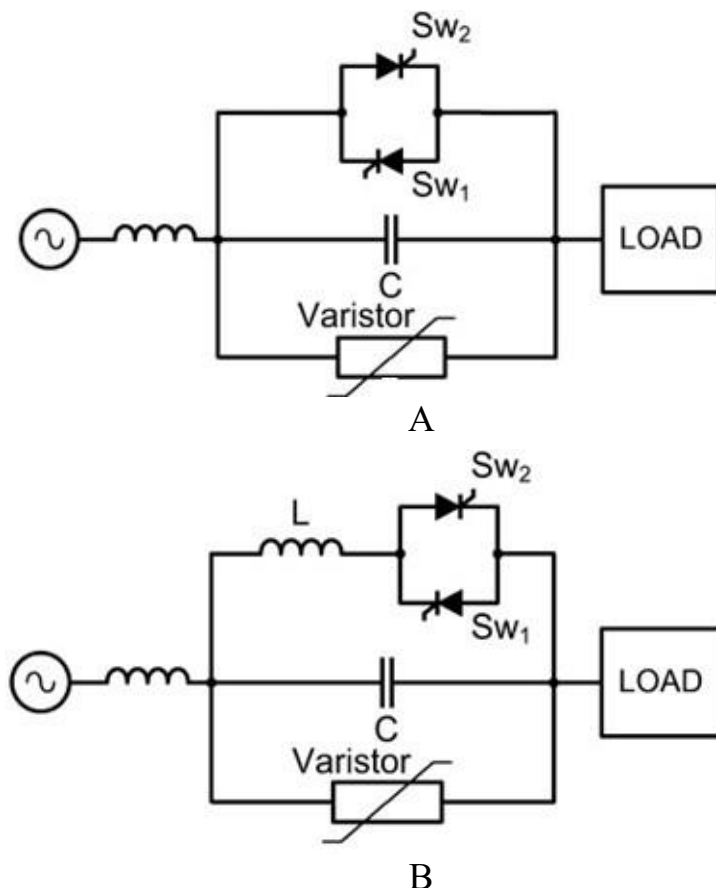


Рис. 2.3 – Топологія ланцюга: А – TSSC; В – TCSC

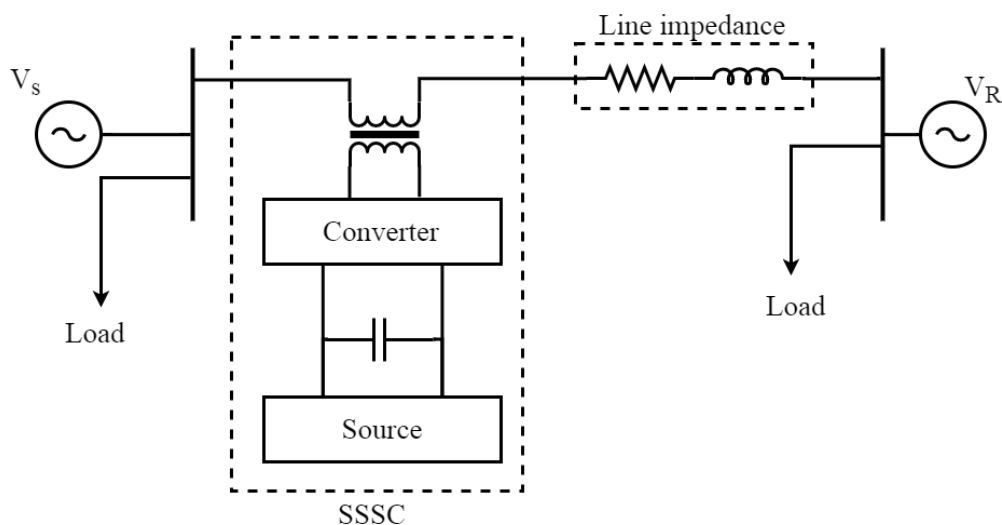


Рис. 2.4 – Схема мережі з SSSC

Статичний синхронний поздовжній компенсатор - статичний синхронний генератор, що працює без зовнішнього джерела електроенергії в режимі поздовжнього компенсатора, вектор вихідної напруги якого знаходиться під прямим кутом до струму лінії; управління здійснюється з метою збільшення або зменшення повного реактивного падіння напруги на лінії та, таким чином, керування потужністю, що передається.

Компенсатор SSSC може бути оснащений пристроєм акумулювання або споживання енергії для збільшення динамічних властивостей енергосистеми за допомогою тимчасової компенсації активної потужності для миттєвого збільшення або зменшення повного активного (резистивного) падіння напруги на лінії.

Статичний синхронний поздовжній компенсатор - це поздовжній компенсатор, що базується на перетворювачі напруги і включений через трансформатор послідовно в лінію.

Рівень компенсації повинен бути максимальним (ємнісним), коли генератор прискорюється – для забезпечення максимуму переданої електроенергії, і мінімальним (індуктивним) при гальмуванні генератора – забезпечення мінімального значення переданої електроенергії.

2.4 Комбіновані пристрої FACTS

До комбінованих пристроїв відносяться:

- Фазоповоротні пристрої (ФПП);
- UPFC (Unified Power Flow Controller) – об'єднаний регулятор потоків потужності (рис. 2.5);
- IPFC (Interline Power Flow Controller) – контролер потоків потужності міжлініями електропередач (рис. 2.6).

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		108

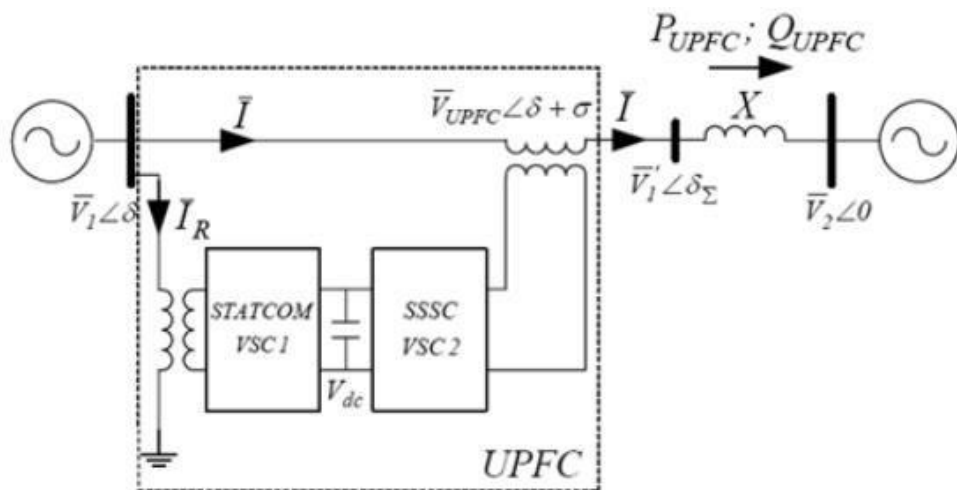


Рис. 2.5 – Еквівалентна схема UPFC

UPFC є найбільш відомим. Він є одним з найрізноманітніших пристроїв сімейства FACTS, що використовує прилади силової електроніки для керування всіма параметрами, які впливають на потік потужності в лінії передачі. UPFC використовує поєднання поперечного контролера (STATCOM) і поздовжніх контролерів (SSSC) між собою через загальну шину постійного струму, як показано на (рис. 2.4.1). Така топологія FACTS забезпечує набагато більшу гнучкість керування за активною та реактивною потужністю лінії ніж SSSC, оскільки активна потужність тепер може бути передана з поперечного перетворювача у поздовжній перетворювач через шину постійного струму.

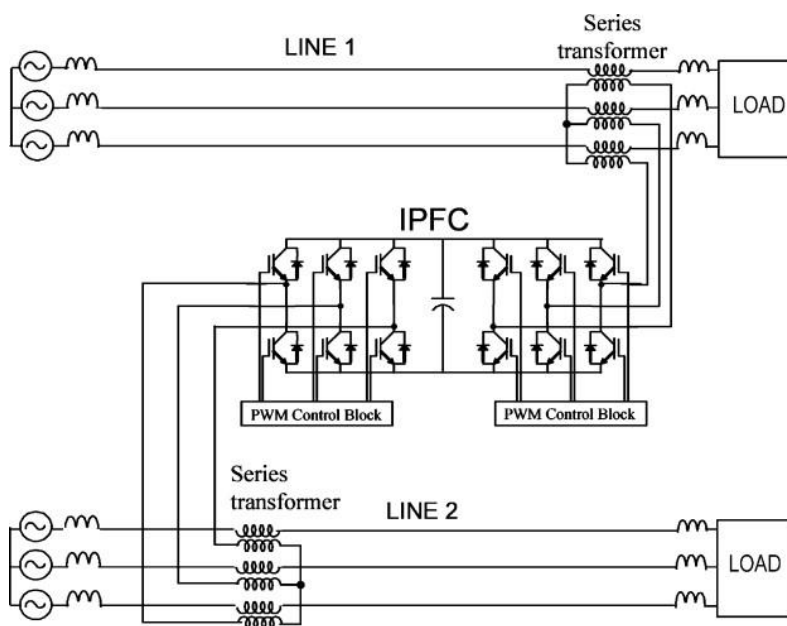


Рис. 2.6 – Схема з IPFC

IPFC, показаний на (рис. 2.6), складається з двох послідовних перетворювачів напруги, що дозволяє активній потужності циркулювати між різними лініями електропередачі. При роботі нижче номінальної потужності IPFC знаходиться в режимі регулювання, дозволяючи регулювати потоки P і Q на одній лінії, а потік P - на іншій. Крім того, активна потужність, що генерується двома пов'язаними перетворювачами напруги, дорівнює нулю, без урахування втрат потужності.

За показниками швидкості і надійності на сьогоднішній день ФПП з напівпровідниковим комутатором на високовольтних тиристорах (TCPST - Thyristor-Controlled Phase-Shifting Transformer) є найперспективнішими і активно вивчаються. Швидкодіючі тиристорні ФПП дозволяють плавно підлаштовуватися під поточний режим роботи ЕЕС, забезпечуючи її стійкість в перехідних процесах з оптимальними параметрами.

ФПП з напівпровідниковим комутатором виділяються в окремий клас пристроїв. У закордонній термінології з електричної точки зору вони поділяються на два типи TCPST:

1. TCQBT (Thyristor Controlled Quadrature Boosting Transformer) - фазовий кут вольтододавальної напруги зміщений на постійну величину відносно кута входної напруги (найчастіше на 90 ел. град.). Це так званий ортогональний спосіб регулювання вольтододавального вектора напруги (поперечне регулювання). Контрольованим параметром TCQBT є величина вольтододавальної напруги. При цьому не можна допускати надмірного зростання вектора напруги на виході, а це, в свою чергу, накладає обмеження на кут регулювання.

2. TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) - здійснює зміну фази напруги за допомогою тиристорних ключів, однак амплітуда напруги на вході і виході пристрою не змінюється (симетричне регулювання).

Теоретично це дозволяє змінювати кут регулювання у всьому діапазоні кутів.

Висновки розділу 2

Установлено, що засоби силової електроніки роблять енергосистему не тільки більш гнучкою в керуванні та стійкою до різного роду збуджень, але і дозволяють значно знизити втрати електричної енергії при роботі з частковим навантаженням (оптимізація шляхів передачі енергії), знизити капітальні втрати за рахунок можливості введення менших потужностей. При цьому відкриваються нові можливості у забезпеченні оптимальних параметрів робочих режимів ЕЕС та їхніх електричних мереж за рахунок застосування нових силових пристроїв та технологій.

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
						111
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

3 СИЛОВА ЕЛЕКТРОНІКА ДЛЯ FACTS ПРИСТРОЇВ

3.1 Сучасні силові електронні пристрої

Сучасні силові електронні пристрої дозволяють створювати перетворювачі для вставок постійного струму. Такі вставки забезпечують високу керованість і практично виключають вплив однієї лінії на іншу. Вони дозволяють об'єднувати через проміжні перетворюючі ланки змінного та постійного струму несинхронні лінії змінного струму, частоти яких істотно розрізняються. Технологія вставок постійного струму застосовується при створенні великих енергосистем, заснованих на гнучких лініях передачі змінного струму.[2]

Сучасні лінії передачі постійного струму (ППС) широко використовуються завдяки досягненням силової електроніки. Пристрої силової електроніки дозволили звести до мінімуму або повністю виключити такі недоліки ППС: високий рівень генерації вищих гармонік напруги і струму.

Передачі постійного струму мають наступні переваги перед лініями передачі на змінному струмі:

- відсутність реактивної потужності;
- можливість скалярного управління потоком електроенергії;
- більш низька вартість в порівнянні з вартістю передачі на змінному струмі на відстані більше 600 - 1000 км.

3.2 Напівпровідникові елементи

З моменту першої розробки тиристора компанією General Electric в 1957 році метою для силових напівпровідників є низькі комутаційні втрати при високій швидкості комутації і мінімальні втрати провідності. Інновації в області FACTS в основному обумовлені цими розробками. Сьогодні доступні тиристорні і транзисторні технології. На (рис 3.1) показані діапазони потужностей і напруг

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		112

для конкретних напівпровідників. Тиристор - це пристрій, який може запускатися імпульсом на затворі і залишатися в робочому стані до наступного переходу струму через нуль. Отже, можливо тільки одне перемикання за напівперіод, що обмежує керуваність.[7]

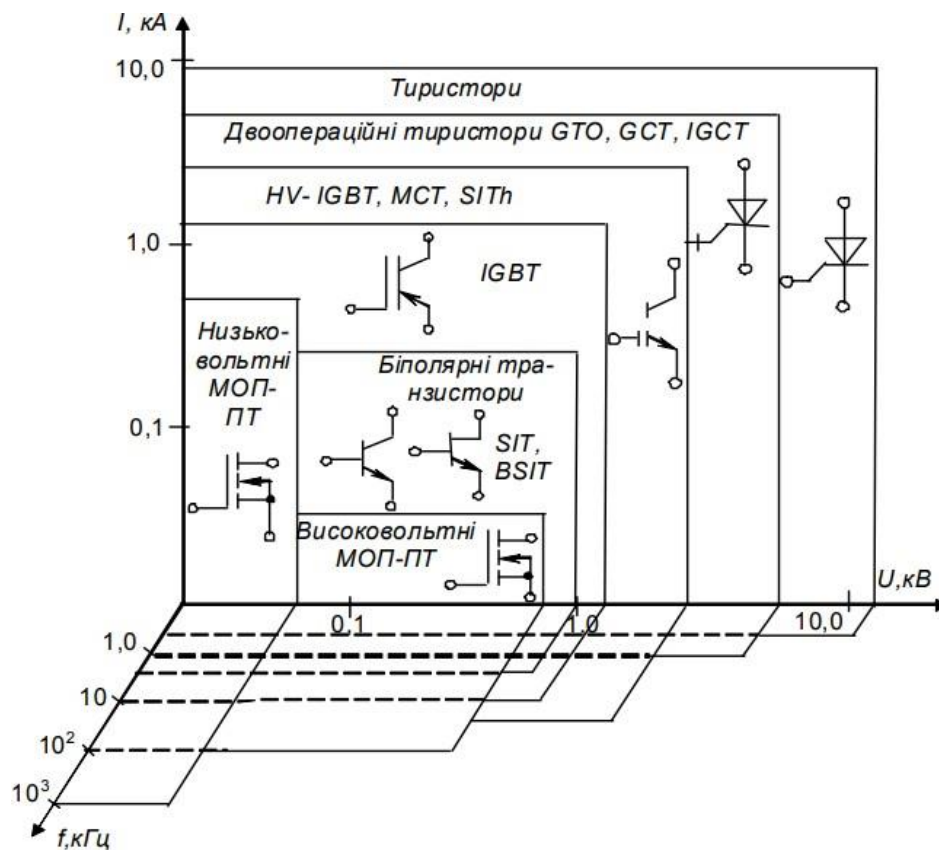


Рис. 3.1 – Діаграма сучасного стану розвитку силових напівпровідників

Тиристори мають найбільший струм і блокуючу напругу. Це означає, що для застосування потрібно використовувати менше напівпровідників. Тиристори використовуються в якості перемикачів для ємностей або індуктивностей, в перетворювачах для компенсаторів реактивної потужності або в якості перемикачів для захисту менш потужних силових перетворювачів. Тиристори все ще є пристроями для установок з найвищим рівнем напруги та потужності. Вони є частиною найбільш часто використовуваних FACTS - пристроїв аж до найбільших HVDC - передач з рівнем напруги вище 500 кВ та потужністю понад 3000 МВА.

3.3 Силові перетворювачі

Для роботи ППС потрібен перетворювач, що дозволяє перетворити змінний струм в постійний і навпаки. Існують два основних типи трифазних перетворювачів, придатних для цих цілей:

- перетворювач струму (ПС);
- перетворювач напруги (ПН).

Порівняння характеристик перетворювачів приведено в (табл. 3.3.1).

Поява на ринку потужних високовольтних GTO тиристорів і IGBT транзисторів в 1990-х роках дозволило ввести в роботу ППС ПН. Істотно новим елементом впливу на енергосистему тут було те, що при цьому ПН працює так само як звичайний ПС, паралельно з яким як би включений СТК, При цьому ще додатково підвищується гнучкість і надійність комутації вентилів.[2]

Для роботи ПН в інверторному режимі можуть застосовуватися різні способи широтно-імпульсної модуляції (ШІМ), що дозволяють забезпечити синусоїдальну напругу на вихідних затискачах змінного струму перетворювача. ПН має такі переваги:

- Велика швидкість регулювання активної і реактивної потужності;
- Забезпечення високої якості електроенергії;
- Мінімальний вплив на навколишнє середовище;
- Можливість працювати на енергосистему малої потужності або навіть наавтономне навантаження.

Практичні приклади застосування ПН:

- ППС невеликої потужності (не більше 250 МВт);
- Регулювання реактивної потужності (а саме СТК або СТАТКОМ);
- Активні фільтри вищих гармонік.

Табл. 3.1 – Порівняння характеристик ПН та ПС[7]

	Тип перетворювача	
	ПС	ПН
На стороні змінного струму	<ul style="list-style-type: none"> -Працює як джерело незмінної напруги; -Потрібен конденсатор як накопичувач енергії; -Потрібні потужні фільтри вищих гармонік на стороні змінного струму; -Потрібне джерело реактивної потужності; 	<ul style="list-style-type: none"> -Працює як джерело незмінного струму; -Потрібен реактор як накопичувач енергії; -Потрібні фільтри вищих гармонік на стороні змінного струму; -Не потрібне джерело реактивної потужності, так як перетворювач може працювати в будь-якому квадраті
На стороні постійного струму	<ul style="list-style-type: none"> -Працює як джерело незмінного струму; -Потрібен реактор як накопичувач енергії; -Потрібні фільтри вищих гармонік на стороні постійного струму; -Обмежує струм к.з. 	<ul style="list-style-type: none"> -Працює як джерело незмінної напруги; -Потрібен конденсатор як накопичувач енергії; -Накопичувальний конденсатор одночасно служить і фільтром вищих гармонік на стороні постійного струму; -Можливі труднощі при обмеженні струмів КЗ на лінії постійного струму внаслідок неминучого розряду накопичувального конденсатора
Ключі	<ul style="list-style-type: none"> -Лінійна або штучна комутація при послідовних конденсаторах; -Комутація відбувається з частотою мережі; -Низькі втрати потужності при комутації; 	<ul style="list-style-type: none"> -Самокомутація; -Комутація проводиться з високою частотою, тобто за один період проводиться багато комутацій; -Високі втрати потужності при комутації;
Діапазон номінальних параметрів	<ul style="list-style-type: none"> -Потужність одного перетворювача 0 -550 МВт; -Напруга до 600 кВ 	<ul style="list-style-type: none"> -Потужність одного перетворювача 0 -200 МВт; -Напруга до 100 кВ.

3.4 Самокомутовані вентелі

Підвищений інтерес до ПН виник в результаті розробки самокомутованих ключів збільшеної потужності. В даний час ці ключі дозволяють застосовувати складні алгоритми для отримання синусоїдальних форм напруги і струму на виході ПН, щоб керувати активною і реактивною потужністю і генерувати або поглинати гармоніки. Порівняння потужних ключів, що розроблялися в 2004р, наведено в (табл. 3.2).[7]

Табл. 3.2 – Порівняння силових напівпровідникових пристроїв[7]

	Тиристор	GTO	IGBT	SITH (Static Induction Thyristor)	MCT (MOS Controlled Thyristor)	MOSFET
Максимальна допустима напруга, В	9000	6000	1700	2500	3000	1000
Максимальний допустимий прямий струм, А	400	6000	800	800	400	100
Керування	імпульсами	струмом	напругою	струмом	напругою	напругою
Падіння напругив відкритому стані, В.	1,2	2,5	3	4	1,2	Лінійно залежить від протікаючого струму
Частота перемикань, кГц.	1	5	20	20	20	100
Максимально допустима напруга(ціль майбутньої розробки), В.	10000	10000	3500	5000	5000	2000
Максимальний допустимий прямий струм (ціль майбутньої розробки), А	8000	8000	2000	2000	2000	200

Висновки розділу 3

Виконаний аналіз силових електронних пристроїв засвідчив важливу роль в енергосистемі силових електронних компонент. До них відносяться напівпровідникові елементи, силові перетворювачі та самокомутовані вентелі. Основною задачею цих пристроїв є випрямлення, інвертування, перетворення змінного та постійного струму, керування активною та реактивною потужністю та генерування та поглинання гармоніки.

Установлено, що силова електроніка займає важливе місце між виробництвом електроенергії та її споживанням, набуваючи важливого значення в умовах зростаючих вимог до керованості, особливо при вирішенні питань економії електричної енергії.

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
						117
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ПРИНЦИПИ РОБОТИ ПРИСТРОЇВ FACTS TA HVDC

4.1 Переваги керування енергосистемами

Після визначення обмежень енергетичної системи та за допомогою системних досліджень, визначено життєздатні рішення необхідні для визначення переваги додаткового керування енергетичною системою за допомогою гнучких систем передачі змінного струму (FACTS). Деякі з цих переваг включають:

- Збільшення навантаження та ефективність використання транспортних коридорів;
- Керування потоком енергії;
- Покращення стабільності системи живлення;
- Підвищення безпеки системи;
- Підвищення надійності системи;
- Гнучкість у розміщенні об'єктів нового покоління;
- Усунення або відстрочка необхідності будівництва нових ліній електропередачі;

Щоб виправдати витрати на впровадження додаткового керування енергосистемою та порівняти звичайні рішення з контролерами FACTS, часто потрібні більш конкретні показники переваг для енергосистеми. Такі пільги зазвичай можна прив'язати до області чи регіону для певного сезону та року з визначеною відправкою, зазвичай наданою ISO або еквівалентом, при дотриманні наступних критеріїв, наприклад:

- Критерії стабільності напруги

Наприклад: критерії PV напруги або потужності з мінімальними запасами;
критерії реактивної потужності QV з мінімальними запасами

- Динамічні критерії напруги

Наприклад: уникнення колапсу напруги; критерії мінімального перехідного

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
						118
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

провалу/просадки напруги (величина та тривалість)

- Критерії перехідної стійкості
- Демпфування коливань системи живлення
- Наприклад: мінімальний коефіцієнт демпфування

Кожен із перерахованих вище пунктів зазвичай можна виміряти за фізичною величиною, такою як передача потужності через критичний інтерфейс передачі, вихідна потужність електростанції або рівень навантаження на площу чи регіон. Це дозволяє безпосередньо кількісно оцінити переваги додавання керування енергосистемою та надає засоби для порівняння таких переваг за різними розглянутими варіантами рішень, незалежно від того, чи є вони звичайними чи заснованими на FACTS пристроях.

У (таблицях 4.1 і 4.2) описано технічні переваги основних пристроїв FACTS, включаючи застосування в стаціонарному режимі для вирішення проблем обмежень напруги, теплових обмежень, потоків у контурі, рівнів короткого замикання та субсинхронного резонансу. Для кожної проблеми також надається звичайне рішення (наприклад, шунтуючий реактор або шунтуючий конденсатор), а також динамічні застосування FACTS для вирішення проблем перехідної стабільності, демпфування, поставарійного контролю напруги та стабільності напруги. Пристрої FACTS потрібні, коли необхідно реагувати на динамічні (швидко мінливі) умови мережі. Звичайні рішення, як правило, дешевші, ніж пристрої FACTS, але мають обмежену динамічну поведінку. Крім того, зазвичай один пристрій FACTS може вирішити кілька проблем, які в іншому випадку потрібно було б вирішити кількома іншими пристроями.

Таким чином, ми можемо зробити висновок, що пристрої FACTS є більш гнучкими, ніж більшість звичайних рішень.

Дослідження перехідної стабільності включають великі збудження, такі як збої в системі передачі, раптові зміни навантаження, втрата генеруючих одиниць і перемикання лінії, які зосереджуються на першому коливанні, а не на основі кількох коливань. Зазвичай період часу, який досліджується, є першою секундою після системного збою або іншого великого порушення. Після великого збудження, якщо машини системи досягають суттєво відмінного, але прийняттого стаціонарного режиму роботи протягом першої секунди, то машини все ще залишаються в основному синхронними, і система вважається тимчасово стабільною. Завдання дослідження стійкості синхронних машин за умов невеликих змін навантаження отримало назву «стаціонарної» стійкості. Більш пізня і звичайно більш відповідна назва - динамічна стійкість.

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
						120
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 Стаціонарне застосування FACTS

Проблема	Проблема	Коригувальні дії	Звичайні рішення	Пристрої FACTS
Межі напруги	Низька напруга при великому навантаженні	Подача реактивної потужності	Шунтовий конденсатор; серія конденсаторів;	SVC, TCSC, STATCOM
	Висока напруга при малому навантаженні	Вимкнути реактивне живлення; Поглинати реактивну потужність	Перемикання лінії ЕРВта/або шунтового конденсатора Перемикач шунтовий конденсатор, шунтовий реактор	SVC, TCSC, STATCOM SVC, STATCOM
	Висока напруга після відключення	Поглинати реактивну потужність Захищати обладнання	Додати шунтуючий реактор Додати розрядник	SVC, STATCOM SVC
	Низька напруга після відключення	Подача реактивної потужності	Перемикач шунтового конденсатора	SVC, STATCOM
	Низька напруга і перевантаження	Запобігання перевантаженню; Подача реактивної потужності і обмеження перевантаженню	Серійний реактор PAR; Комбінація двох або більше пристроїв	TCPAR, TCSC TCSC, UPFC, STATCOM, SVC
Температурні межі	Лінія або трансформатор перевантажено	Зменшення перевантаження	Додати лінію або трансформатор Додати серійний реактор Додати серійний реактор, конденсатор	TCSC, UPFS, TCPAR, SVC, TCSC, UPFC, TCSC
	Відключення паралелі ланцюга(лінії)	Завантажити граничний контур(лінію)		
Петля тече	Обмін навантаженням паралельної лінії Спільне використання після несправності	Налаштувати реактивний опір Відрегулюйте фазовий кут Переставити межу або використовуйте “Теплове обмеження” дії Відрегулюйте фазовий кут	Додати конденсатор/ реактор Додати PAR PAR, серія конденсаторів, Реакторів PAR	UPFC, TCSC TCSC, UPFS TCSC, UPFS, SVC, TCPAR TCPAR, UPFS
	Нпрямок потоку реверса			
Коротке замикання	Надмірний струм, розрив пошкодження	Усунення короткого замикання ЗамінF автоматичного вмикача Полагодити мережу	Додати серійний реактор, новий розрив ланцюга	SCCL, UPFC, TCSC
Субсинхронний резонанс	Пошкодження турбіни, валу генератора	Пом’якшити коливання	Серія компенсації	NGH, TCSC

Легенда:

NGH - демпфер Hingorani

TCSC - серія з тиристорним керуванням, конденсатор

PAR - фазо-кутовий регулятор

TCVL - напруга керована тиристорним обмежувачем

SCCL - надпровідний обмежувач струму

TSBR - тиристорний гальмівний резистор

SVC - статичний варкомпенсатор

TSSC - серія з тиристорним перемиканням, конденсатором

STATCOM - статичний компенсатор

UPFC - уніфікований потік потужності, контролер

TCPAR - регулятор фазового кута з тиристорним керуванням

Таблиця 4.2. Динамічні застосування FACTS

Проблема	Тип системи	Коригувальні дії	Традиційне рішення	Пристрої FACTS
Перехідна стабільність	A, B, D	Збільшити момент синхронізації	Збудник високого відгуку, послідовний компенсатор	TCSC, TSSC, UPFC
	A, D	Поглинати кінетичну енергію	Резистор гальмівний, швидкий клапан(турбіна) HVDC	TCBR, SMES, BESS
	B, C, D	Контроль динамічного потоку навантаження		TCPAR, UPFC, TCSC
Непередбачені обставини контролю напруги	A, B, D	Підтримка динамічної напруги Динамічне керування потоком Контроль і підтримка динамічного потоку напруги		SVC, STATCOM, UPFC SVC, UPFC, TCPAR SVC, UPFC, TCSC
	A, B, C, D	Зменшення впливу непередбачених обставин	Паралельні прямі	SVC, TCSC, STATCOM, UPFC
С табільна напруга	B, C, D	Реактивна підтримка Контроль мережі Контроль генерації Управління навантаженням	Шунтуючий конденсатор/реактор Повторне вмикання елементів LTC та HVDC Збудник високого відгуку Знижена напруга навантаження З боку попиту програми управління	SVC, STATCOM, UPFC UPFC, TCSC, STATCOM

Легенда:

А - віддалена генерація - радіальні лінії

Б - взаємопов'язані області

С - мережа з щільною сіткою

Д - мережа з нещільною сіткою (наприклад, Квінсленд, Австрія)

BESS - енергія акумулятора система зберігання

UPFC - уніфікований потік потужності контролер

HVDC - постійний струм високої напруги

SVC - статична змінна компенсатор

LTC - перемикач РПН трансформатора

TCPAR - фазово-кутовий регулятор з тиристорним керуванням

PAR - регулятор кута фази

TCSC - серія з тиристорним керуванням конденсатор

SMES - надпровідний магніт

TSBR - тиристорний гальмівний резистор накопичення енергії

STATCOM - статичний синхронний компенсатор

TSSC - серія з тиристорним перемиканням конденсатор

У (таблицях 4.1 і 4.2) надається інформація про пристрої FACTS з великим досвідом експлуатації та широким використанням, такі як статичні компенсатори Var (SVC), STATCOM, керовані тиристорами послідовні конденсатори (TCSC) і уніфіковані контролери потоку енергії (UPFC). Крім того, надається інформація про пристрої FACTS, які обговорюються, розробляються або знаходяться в роботі прототипу, наприклад тиристорно-керований фазово-кутовий регулятор (TCPAR), тиристорно-керований обмежувач напруги (TCVL) і TCSC.

4.2 Статичний змінний компенсатор. Підкатегорії SVC

- TCR = реактор з тиристорним керуванням
- TSR = тиристорний реактор
- TSC = тиристорний конденсатор
- MSC = конденсатор з механічним перемиканням
- MSR = реактор з механічним перемиканням
- FC = постійний конденсатор
- Фільтри гармонік

SVC використовує звичайний тиристор для досягнення швидкого керування шунтованими конденсаторами та реакторами. SVC забезпечує швидкий і точний

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		123

контроль напруги без рухомих частин і легко доступний на поточному ринку. Частина TCR SVC складається з антипаралельних тиристорів, з'єднаних послідовно з шунтуючими реакторами, зазвичай у дельта-конфігурації. Ці тиристори можна перемикає в будь-якій точці на півхвилі (від 90 до 180 електричних градусів за хвилею напруги), щоб забезпечити повністю регульований контроль від 100 % до нульового споживання реактивної потужності. Гармонійні струми генеруються під будь-яким кутом, крім 90 (повна провідність) і 180 (нульова провідність). Використовуються також конфігурації TSR або TSC, які мають лише два режими роботи — нульову або повну провідність. На (рис. 4.1) показано базову схему для SVC. На (рис. 4.2) показані його вольт-амперні характеристики.

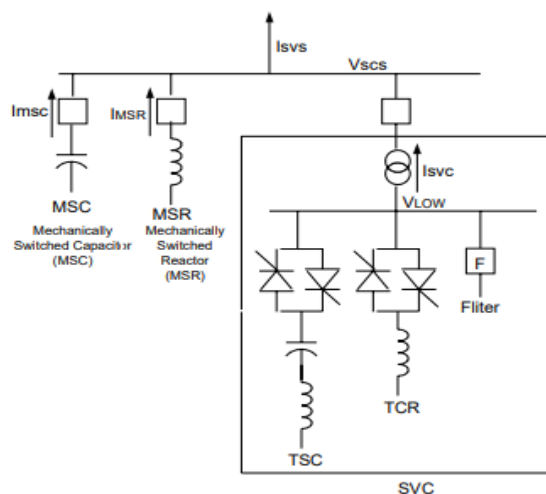


Рис. 4.1

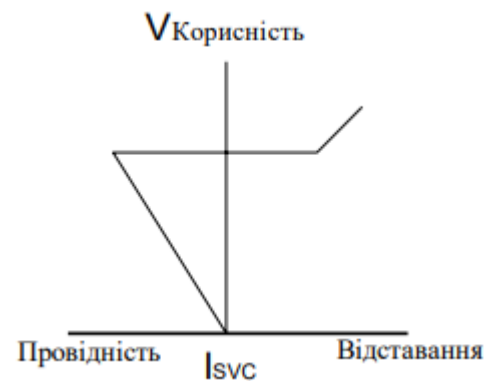


Рис. 4.2

Функції, які можуть бути включені в елементи керування SVC, включають наступне:

- Демпфування коливань системи
- Нелінійне підсилення – для збільшення відгуку під час великих збурен
- TCR усунення постійного струму обмотки
- Балансування негативної послідовності
- Захист від надструму TCR

Вторинний захист від перенапруги

4.3 Статичний синхронний компенсатор

Принцип дії

Статичний компенсатор складається з перетворювача джерела напруги, зв'язувального трансформатора та органів керування. У цьому застосуванні джерело енергії постійного струму може бути замінено конденсатором

постійного струму, так що стаціонарний обмін електроенергією між статичним компенсатором і системою змінного струму може бути лише реактивним, як показано на (рис. 4.3). Тут I_q вихідний струм перетворювача STATCOM, перпендикулярний напрузі перетворювача V_i . Величина напруги перетворювача, а отже і реактивний вихід перетворювача, є контрольованою. Якщо V_i більше напруги на клемі, V_t , статичний компенсатор подаватиме реактивну потужність до системи змінного струму. Якщо V_i менше V_t , статичний компенсатор поглинає реактивну потужність

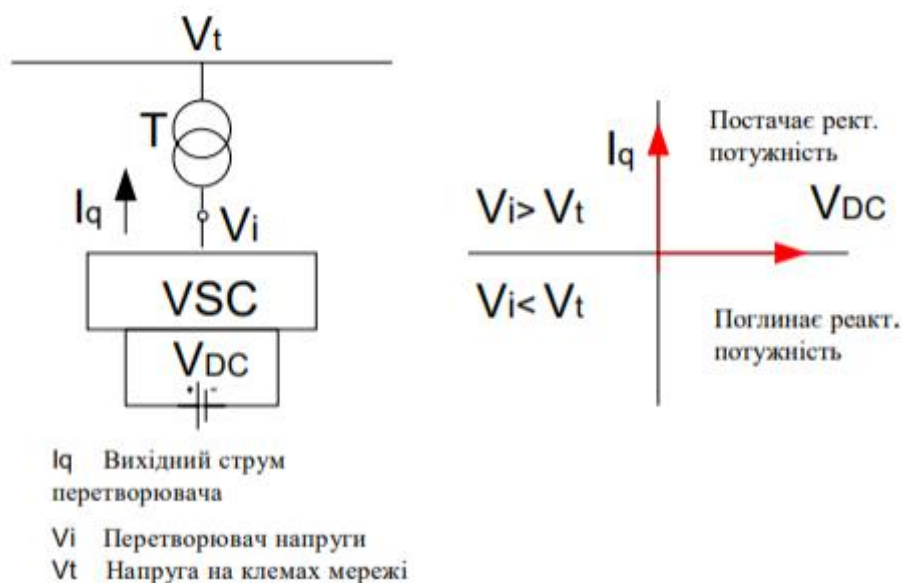


Рис. 4.3 Принцип роботи STATCOM

Характеристики

Застосування статичного синхронного генератора для регулювання реактивної потужності та/або величини напруги змінного струму називається STATCOM або статичним генератором Var. Реактивну потужність STATCOM можна безперервно регулювати від 100% індуктивної (відставання) до 100% ємнісної (випередження), як показано на (рис. 4.4), шляхом керування величиною внутрішньої напруги V_i . Це означає, що діапазон регулювання виходу STATCOM вдвічі ширший, ніж у SVC того самого номінального значення, а вихід не залежить від напруги системи, на відміну від SVC, вихідна напруга якого залежить від напруги системи; це ключова відмінність між SVC і STATCOM. Вихідний струм змінного струму STATCOM можна підтримувати постійним, контролюючи вихідну напругу змінного струму, тоді як напруга мережі істотно падає.

STATCOM може створювати вихідну напругу зворотної послідовності на додаток до вихідної напруги прямої послідовності шляхом незалежного контролю величини та фазового кута вихідної напруги кожної фази. Отже, складову зворотної послідовності, включену в змінний струм, можна зменшити шляхом регулювання величини та фазового кута складової зворотної послідовності вихідної напруги STATCOM, навіть якщо компонент зворотної послідовності включено в напругу електричної мережі.

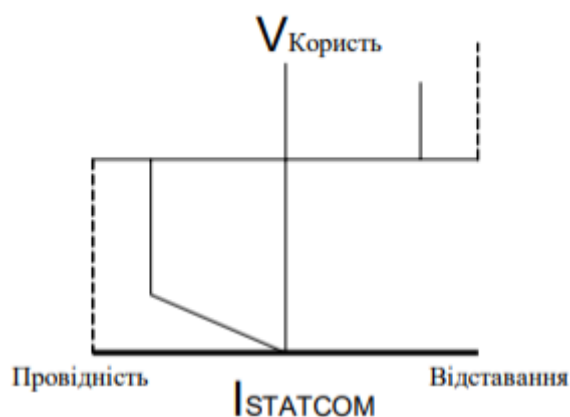


Рис. 4.4 V-I характеристики STATCOM

STATCOM може створювати вихідну напругу зворотної послідовності на додаток до вихідної напруги прямої послідовності шляхом незалежного контролю величини та фазового кута вихідної напруги кожної фази. Отже, складову зворотної послідовності, включену в змінний струм, можна зменшити шляхом регулювання величини та фазового кута складової зворотної послідовності вихідної напруги STATCOM, навіть якщо компонент зворотної послідовності включено в напругу електричної мережі.

4.4 Принцип дії тиристорного керованого послідовного компенсатора

TCSC може безперервно змінювати імпеданс до рівнів нижче та до природного імпедансу лінії. Це допомагає збільшити потік потужності по лінії в усталеному стані, а також він буде швидко реагувати на керуючі сигнали, щоб змінити імпеданс лінії, тим самим гасячи коливання під час і після збурення. У схемі TCSC частина компенсації може бути фіксованою, а частина – змінною, яку можна змінювати під час перехідних умов. Приклад схеми показаний на (рис.4.5). Інжекція струму TCR циркулює через конденсатор, збільшуючи ефективний V_c .

Ефективний опір є:

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_c X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) - X_c}$$

$$\text{where } X_L(\alpha) = X_L \left(\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right).$$

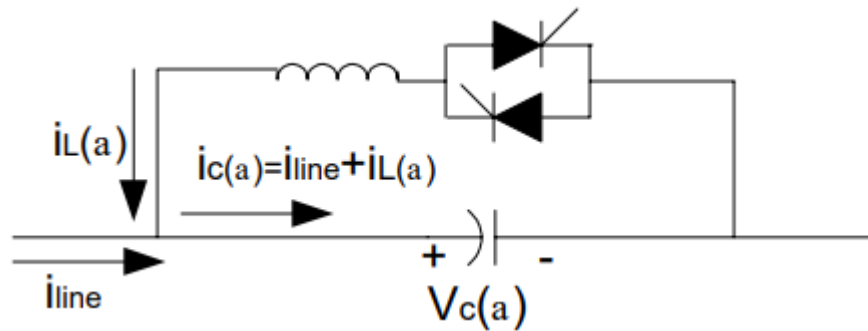


Рис. 4.5 Схема для TCSC.

Зверніть увагу, що це кут затримки спрацьовування, виміряний від піку V_c ; ми можемо налаштувати L і C на резонанси. Однак він вводить Q нижче, ніж синхронна власна частота, і тому його використання обмежене можливістю субсинхронного резонансу (SSR) з однією з власних механічних частот обертової машини, особливо парового турбогенератора.

Характеристики

Установки послідовних конденсаторів також можуть управлятися тиристорами. TCSC пропонує кілька переваг перед звичайними установками фіксованих послідовних конденсаторів.

Ці переваги включають

- Постійний контроль бажаного рівня компенсації
- Пряме плавне керування потоком електроенергії в мережі
- Покращений захист батареї конденсаторів
- Локальне пом'якшення субсинхронного резонансу (SSR). Це дозволяє досягти вищих рівнів компенсації в мережах, де взаємодія з крутильними коливаннями турбогенератора або з іншими системами керування чи вимірювання викликає занепокоєння.
- Демпфування електромеханічних (0,5-2 Гц) коливань потужності, які часто виникають між областями у великій взаємопов'язаній електромережі. Ці коливання зумовлені динамікою передачі потужності між зонами та часто

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		128

виявляють слабке затухання, коли сукупна передача потужності по коридору є високою відносно сили передачі.

4.5. Статичний синхронний послідовний контролер SSSC.

Принцип дії

Схематична діаграма, показана на (рис. 4.6), представляє SSSC, вставлений у лінію. SSSC в основному складається з перетворювача з напівпровідниковими пристроями з можливістю вимикання, зв'язувального трансформатора та конденсатора. Перетворювач підключається до електромережі через

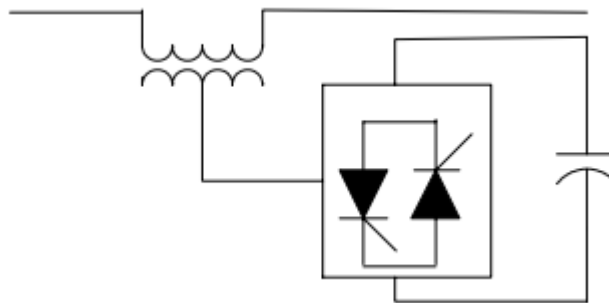


Рис. 4.6 Схема для SSSC.

сполучний трансформатор. Конденсатор постійного струму забезпечує підтримку постійної напруги для роботи перетворювача та функціонує як елемент накопичення енергії; немає джерела постійного струму.

SSSC представлений джерелом напруги змінного струму, вихідна напруга якого має 90 градусів фазового випередження або відставання від лінійного струму. SSSC здатний емулювати компенсатор реактивного опору лінії, вводячи джерело змінної напруги, величину та знак якого можна контролювати. Послідовна компенсація за допомогою SSSC концептуально подібна до компенсації конденсатора. Але його компенсаційна характеристика дещо інша. SSSC може подавати напругу незалежно від струму в мережі.

Цей пристрій ефективно змінює параметри енергосистеми, щоб збільшити здатність передачі електроенергії, стабілізувати систему, допомогти вирішити

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		129

енергетичний ринок, викликаний проблемами перевантаження, і максимізувати економічну цінність систем передачі.

Висновок розділу 4

Системи HVDC і FACTS є важливими технологіями, які підтримують надійну і безперебійну роботу енергосистем. Системи HVDC можна використовувати як для передачі так і для розподілу електроенергії. Традиційна HVDC система побудована на лінійних комутованих перетворювачах тобто на тиристорах. Конфігурація HVDC передбачає передачу потужності між двома точками окремих систем. HVDC може бути "моно" або "біполярною". У випадку монополярності використовується лише один високовольтний провідник. Другий провідник заземлено. Біполярна система використовує два провідники, додаткової та від'ємної полярності, середня точка є заземленою.

Системи FACTS є одними з найбільш перспективних електромережових технологій, суть якої полягає в тому, що електрична мережа з пасивного пристрою транспорту електроенергії перетворюється в пристрій, що приймає активну участь в управлінні режимами роботи електричних мереж. З метою підвищення керованості енергосистем, підвищення пропускної здатності електропередавання та зменшення втрат електроенергії під час транспортування в електричних мережах ведуться роботи зі створення та впровадження пристроїв гнучкого управління перетіканнями реактивної та активної потужності та регулюванням напруги на високовольтних лініях змінного струму (FACTS) із застосуванням статичних компенсаторів, статичних синхронних поздовжніх компенсаторів та інших пристроїв.

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		130

ВИСНОВКИ

Проведене в роботі дослідження дозволило виконати вибір варіантів побудови і розрахунок режиму роботи РЕМ напругою 110 кВ. Проведений розрахунок дав можливість вибрати для подальшого розгляду першута та третю схеми електричної мережі. При техніко-економічному порівнянні варіантів спорудження РЕМ, було обрано один варіант електричної мережі для спорудження, а саме перший варіант схеми. Потім було обрано кількість, потужність, тип трансформаторів на підстанціях та ліній зв'язку. Також був проведений розрахунок нормального і аварійного режиму роботи електричної мережі.

Виконаний аналіз силових електронних пристроїв засвідчив важливу роль в енергосистемі силових електронних компонент. До них відносяться напівпровідникові елементи, силові перетворювачі та самокомутовані вентелі. Основною задачею цих пристроїв є випрямлення, інвертування, перетворення змінного та постійного струму, керування активною та реактивною потужністю та генерування та поглинання гармоніки.

Установлено, що силова електроніка займає важливе місце між виробництвом електроенергії та її споживанням, набуваючи важливого значення в умовах зростаючих вимог до керованості, особливо при вирішенні питань економії електричної енергії.

Силова електроніка робить енергосистему не тільки більш гнучкою в керуванні та стійкою до різного роду збуджень, але і дозволяє значно знизити втрати електричної енергії при роботі з частковим навантаженням (оптимізація шляхів передачі енергії), знизити капітальні втрати за рахунок можливості введення менших потужностей. При цьому відкриваються нові можливості у забезпеченні оптимальних параметрів робочих режимів ЕЕС та їхніх електричних мереж за рахунок застосування нових силових пристроїв та технологій.

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		131

CONCLUSIONS

The research carried out in the work made it possible to select construction options and calculate the mode of operation of the district electric network with a voltage of 110 kV. The calculation made it possible to choose the first and third scheme of the electrical network for further consideration. In the technical and economic option of building the district electric network, one option of the electric network was chosen for construction, namely the first option of the scheme. Then the number, capacity, type of transformers at substations and communication lines were selected. The calculation of the normal and emergency mode of operation of the electrical network was also carried out.

The performed analysis of power electronic devices proved the important role of power electronic components in the power system. These include semiconductor elements, power converters and self-commutating valves. The primary purpose of these devices is to rectify, invert, convert AC to DC, control active and reactive power, and generate and absorb harmonics.

It has been established that power electronics occupy an important place between the production of electricity and its consumption, gaining importance in the conditions of growing requirements for controllability, especially when solving issues of saving electrical energy.

Power electronics makes the power system not only more flexible in management and resistant to various types of excitations, but also allows to significantly reduce losses of electrical energy when working with partial load (optimization of energy transmission paths), reduce capital losses due to the possibility of introducing lower capacities. At the same time, new opportunities are opening up to ensure optimal operating parameters of the electric power system and their electrical networks due to the use of new power devices and technologies.

					ДП.0103.141.002.ПЗ	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		132

ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Кирик В. В. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.
2. Методи організації гнучких електричних систем [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Електричні системи і мережі»/ КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В.В. Кирик. – Електронні текстові данні (1 файл: 0,927 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 47 с.
3. Тихонов А.В. Моделирование устройств FACTS при оценивании состояния современных ЭЭС: дис. кандидата техн. наук/ Тихонов Александр Владимирович. – Иркутск, 2017. - 178 с.
4. Vijay, K. Sood. HVDC and FACTS controllers. Applications of Static Converters in Power Systems, Boston, 2004. - 322 p.
5. Mathur R.M., and Varma R.K. Thyristor-based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems // IEEE Series on Power Engineering. John Wiley & Sons, 2002.
6. С.П.Денисюк, Д.Г.Дерев'янюк. Особливості застосування систем гнучкої передачі змінного струму (FACTS) в сучасних електроенергетичних мережах/ С.П.Денисюк, Д.Г.Дерев'янюк// Енергетика: економіка, технології, екологія - 2011. - №1 – с.29-37
7. POWER ELECTRONICS FOR DISTRIBUTED ENERGY SYSTEMS AND TRANSMISSION AND DISTRIBUTION APPLICATIONS/ [Appendix B. PRINCIPLES OF OPERATION FOR FACTS DEVICES AND HVDC] L. M. Tolbert/ T. J. King/ B. Ozpineci/ J. B. Campbell/ G. Muralidharan// D. T. Rizy A. S. Sabau/ H. Zhang*/ W. Zhang*/ Y. Xu* /H. F. Huq*/ H. Liu* December 2005

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
13.06.2023 11:06:49 EEST

Дата звіту:
13.06.2023 11:13:35 EEST

ID перевірки:
1015580059

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Хмельов Ярослав Геннадійович ЕС-зп01

Кількість сторінок: 34 Кількість слів: 5934 Кількість символів: 46604 Розмір файлу: 785.81 KB ID файлу: 1015230277

49.1% Схожість

Найбільша схожість: 43.3% з Інтернет-джерелом (https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/46034/1/Metody_FACTS.pdf)

48.3% Джерела з Інтернету

51

Сторінка 36

9.74% Джерела з Бібліотеки

32

Сторінка 36

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

10