

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

Геймураз КАЦАДЗЕ


17 06 2024 р.

ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Аналіз та оптимізація процесу інтеграції нової сонячної станції до
електричної мережі»

Виконав:

студент III курсу, групи ЕС-п11
Палій Михайло Вікторович

Науковий керівник:

Доцент кафедри електричних мереж та систем, к.т.н.
Богомолова Оксана Сергіївна

Рецензент:

Доцент кафедри відновлювальних джерел енергії, к.т.н.
Бардик Євгеній Іванович







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

Студент 

Київ – 2024 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

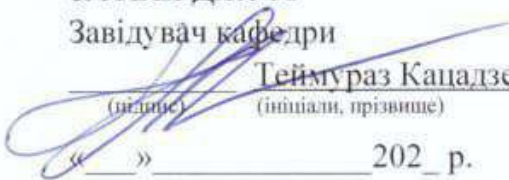
Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри


Теймураз Кацадзе
(підпис) (ініціали, прізвище)

« » 202_ р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт студенту
Палію Михайлу Вікторовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дипломного проєкту: «Аналіз та оптимізація процесу інтеграції нової сонячної станції до електричної мережі», науковий керівник проєкту Богомоллова Оксана Сергіївна, к. т. н, затверджені наказом по університету від «28» 05. 2024 р. №2128-с.
2. Термін подання студентом проєкту: 05.06.2024.
3. Вихідні дані до проєкту: ситуаційний план (див. додаток до завдання на дипломний проєкт).
4. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) розрахунок усталених режимів існуючої мережі;
 - 2) вибір варіанту підключення СЕС до мережі 110 кВ;
 - 3) розрахунок усталених режимів мережі після підключення СЕС;
 - 4) аналіз роботи мережі з урахуванням графіку генерації потужності СЕС.
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) існуюча мережа та порівняння варіантів підключення СЕС;
 - 2) принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ;
 - 3) аналіз роботи мережі з урахуванням графіку генерації потужності СЕС.

6. Дата видачі завдання «09» квітня 2024 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1	Розрахунок ustalених режимів існуючої мережі	10.04 - 20.04 2024	вик.
2	Вибір варіанту підключення СЕС	21.04 - 30.04 2024	вик.
3	Розрахунок параметрів Z-схем заміщення елементів мережі	1.05 - 7.05 2024	вик.
4	Розрахунок ustalених режимів мережі після підключення СЕС	8.05 - 13.05 2024	вик.
5	Аналіз роботи мережі з урахуванням графіку генерації потужності СЕС	14.05 - 20.05 24	вик.
6	Оформлення пояснювальної записки	21.05 - 28.05 24	вик.
7	Оформлення технічних креслень	28.05 - 1.06.24	вик.

Студент



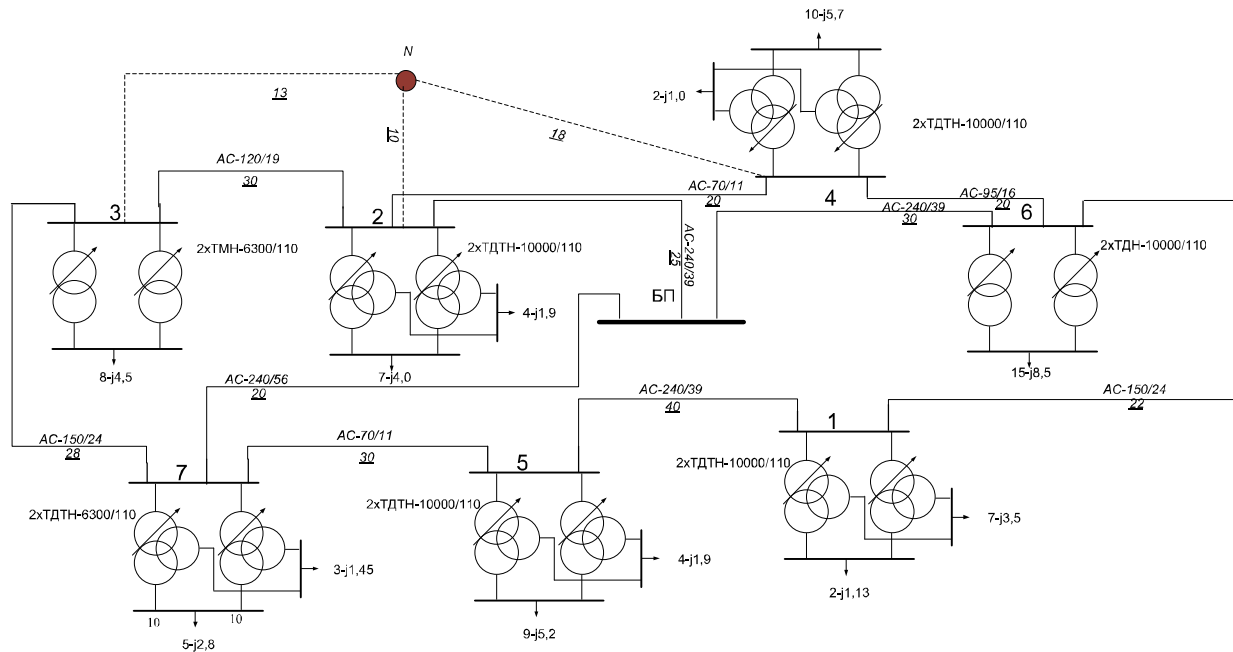
Михайло ПАЛІЙ

Науковий керівник



Оксана БОГОМОЛОВА

Додаток до завдання на дипломний проект



Вихідні дані

1. Схема мережі 110/35/10, навантаження, довжини, перетини та тип трансформаторів представлені на рис.
2. Напруга БП 114 кВ (ном.напруга мережі 110 кВ).
3. Число годин використання максимуму навантаження 5200 год.
4. Сонячна станція знаходиться у пункті N (розглянути варіанти підключення СЕС до існуючої мережі) потужністю 4 МВт.

Перелік питань, які мають бути розроблені:

- 1) Розрахунок режиму мережі в нормальному та п/а режимах (перевірити чи задана мережа може працювати без реконструкції)
- 2) Сформувати 2-3 варіанти схеми живлення нового споживача N (навантаження вказане на напрузі 10 кВ) та на основі техніко-економічного порівняння обрати найкращий варіант живлення (Примітка: для кожного з варіантів потрібно обрати тип та потужність трансформаторів, а також перетини на ділянках);
- 3) Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі;
- 4) Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях та післяаварійному режиму з вибором відгалужень РПН та ПБЗ;
- 5) Виконати розрахунок та аналіз роботи електричної мережі з урахуванням графіку генерації потужності СЕС

Дата видачі завдання «_09_» __04__ 2024 р.

Термін здачі студентом проекту «_31_» __05__ 2024 р.

Керівник дипломного проекту
Завдання прийняв до виконання

(Оксана БОГОМОЛОВА)
(Михайло ПАЛІЙ)

Пояснювальна записка до дипломного проєкту

на тему: Аналіз та оптимізація процесу інтеграції нової сонячної станції до
електричної мережі

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

[illegible]

					ДП1107.141.007.ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Аналіз та оптимізація процесу інтеграції нової сонячної стан- ції до електричної мережі	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Палій						
Перевір.		Богомолова					5	54
Н. Контр.		Моссаковський				КПІ ім. Ігоря Сікорського		
Затв.		Кацадзе				Каф. EMC гр. ЕС-п11		

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 54 сторінках формату А4, до якої входить 31 таблиця, 14 рисунків та 3 джерела літератури. Графічна складається із 3 аркушів формату А1.

Метою виконання цієї роботи є вибір схеми підключення СЕС до існуючої мережі 110 кВ та розрахунок усталених режимів роботи мережі до та після підключення СЕС.

В цьому проєкті сформовано три варіанти підключення СЕС до мережі 110 кВ, серед яких обрано найкращий. Розраховано усталені режими роботи мережі до та після включення СЕС. Здійснено аналіз роботи мережі із урахуванням графіку генерації потужності СЕС.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМ РОБОТИ, СОНЯЧНА
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ОПТИМІЗАЦІЯ, ГРАФІК ГЕНЕРАЦІЇ

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 54 pages of A4 format, which includes 31 tables, 14 figures and 3 sources of literature. The graphic part includes 3 sheets of A1 format.

The purpose of this work is to select a scheme for connecting photovoltaic power station, to the existing 110 kV grid and to calculate the steady-state modes of the grid before and after the connection of photovoltaic power station.

In this project, three options for connecting photovoltaic power station to the 110 kV grid were formed, among which the best one was chosen. The steady-state modes of grid operation before and after the photovoltaic power station connection were calculated. The grid operation was analysed taking into account the SPP power generation schedule of photovoltaic power station.

ELECTRIC NETWORK, OPERATION MODE, PHOTOVOLTAIC POWER STATION, OPTIMISATION, GENERATION SCHEDULE

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	9
Вступ.....	10
1 Розрахунок режимів роботи існуючої мережі.....	11
1.1 Параметри схем заміщення ПЛ та трансформаторів.....	11
1.2 Розрахунок приведених навантажень	17
1.3 Режим максимальних навантажень існуючої мережі.....	18
1.4 Післяаварійний режим в існуючій мережі.....	32
Висновки по розділу 1.....	34
2 Підключення СЕС до існуючої мережі	36
2.1 Техніко-економічне порівняння варіантів підключення СЕС.....	36
2.2 Режим максимальних навантажень після підключення СЕС.....	42
2.3 Післяаварійний режим після підключення СЕС.....	44
2.4 Аналіз роботи мережі з урахуванням графіку генерації СЕС.....	47
Висновки по розділу 2.....	50
Загальні висновки.....	52
Список використаних джерел.....	53
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	54

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВДЕ	– відновлювальні джерела енергії
ВН	– висока напруга
КЗ	– коротке замикання
ЛЕП	– лінія електропередавання
НН	– низька напруга
ПБЗ	– переключення без збудження
ПЛ	– повітряна лінія
ПС	– підстанція
РЕМ	– район електричних мереж
РПН	– регулювання під навантаженням
СН	– середня напруга
СЕС	– сонячна електростанція

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

Наразі основним трендом в енергетиці України є застосування відновлювальних джерел енергії для генерації електроенергії. Більшість нових станцій працює на сонячній енергії.

Застосування відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) має, як позитивні, так і негативні наслідки для роботи енергосистеми. Основним позитивним фактором є те, що відновлювальні джерела на відміну від традиційних майже не вичерпуються. Також ВДЕ майже не забруднюють навколишнє середовище.

Стохастичний характер вироблення електроенергії станціями ВДЕ є основним негативним фактором, який впливає на енергосистему в цілому. Генерація активної потужності СЕС є дуже залежною від сонячної радіації, яка змінюється протягом дня та сезону. Тому під час інтеграції СЕС необхідно обов'язково враховувати її особливості вироблення енергії при балансуванні енергосистеми. Крім того для виготовлення фотоелементів застосовуються токсичні елементи та для встановлення СЕС необхідні великі площі.

В цій роботі здійснено розрахунок усталених режимів роботи існуючої мережі. Сформовано три варіанти підключення СЕС до мережі, серед яких обрано кращий за техніко-економічними показниками. Розраховано усталені режими роботи мережі із СЕС.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Параметри схем заміщення ПЛ та трансформаторів

На рис. 1.1 зображена схема існуючої мережі, на якій вказані перерізи ділянок та типи силових трансформаторів на ПС.

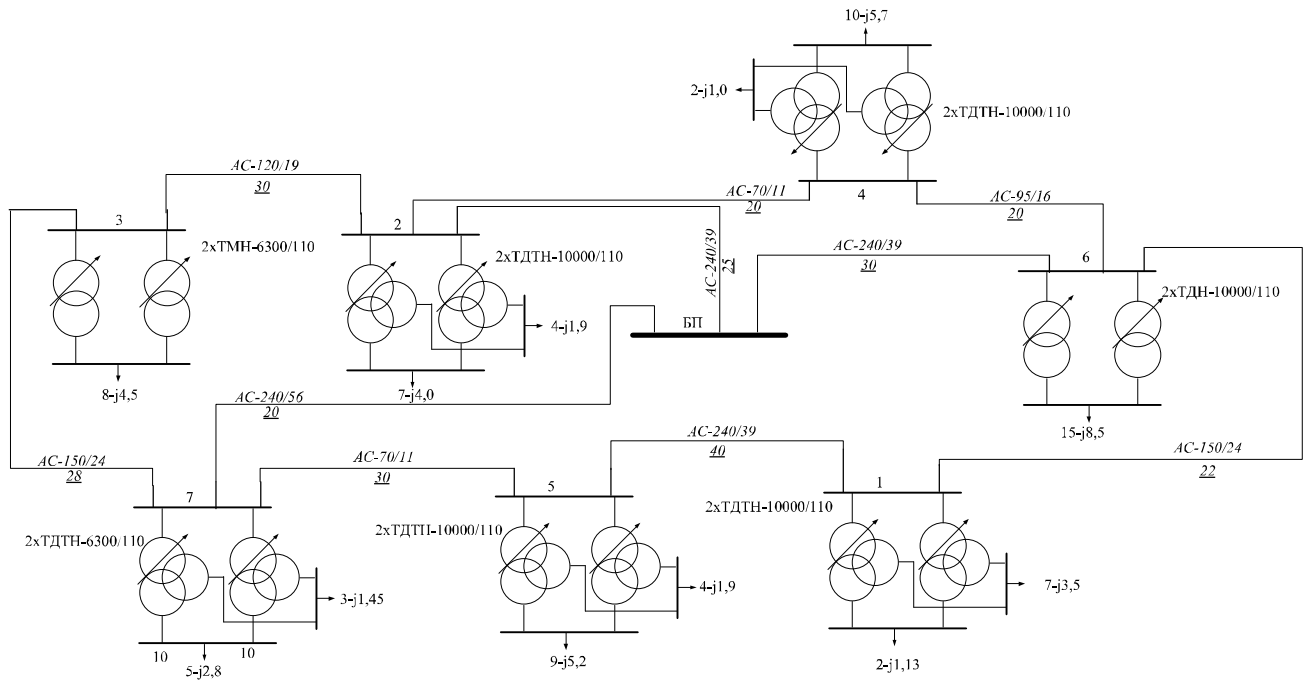


Рисунок 1.1 – Існуюча мережа

Визначимо параметри схем заміщення елементів мережі.

Розглянемо повітряні лінії.

В існуючій мережі використані проводи марок АС-70/11, АС-95/16, АС-120/19, АС-150/24, АС-240/39 та АС-240/56.

Провід марки АС-70/11 складається з 6 проволоч. Для цієї кількості проволоч коефіцієнт укручування $k_{120}=0,16829$. Діаметр дротів алюмінієвої частини $d_{dp_70}=3,8$ мм.

Погонний резистанс проводу АС-70/11 складе:

$$r_{0_70} = \frac{\rho_{Al} \cdot k_{70}}{0,25 \cdot \pi \cdot d_{dp_70}^2} = \frac{28,5 \cdot 0,16829}{0,25 \cdot \pi \cdot 3,8^2} = 0,423 \text{ Ом/км.}$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

На рис. 1.2 зображено тип прохідних опор за допомогою, яких спорудженні ПЛ-110. Для цих опор середньо геометрична відстань між фазами матиме наступне значення:

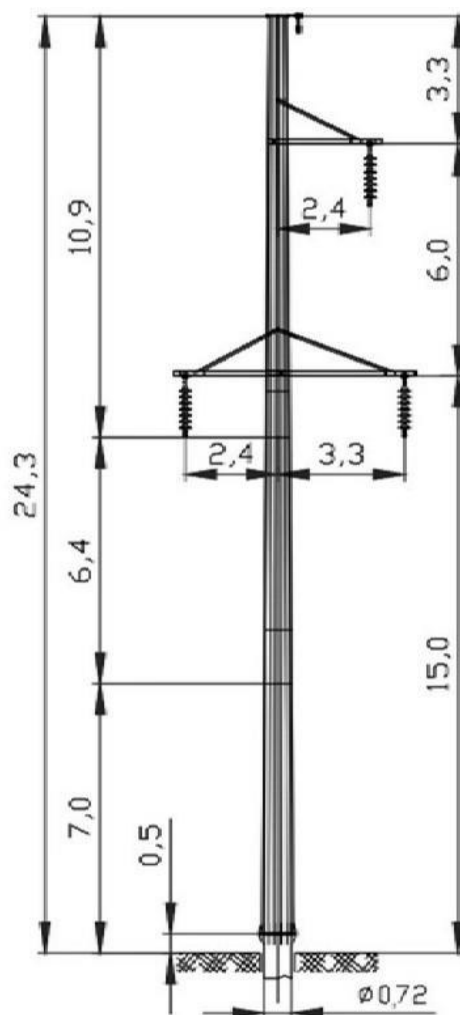


Рисунок 1.2 – Опора типу ПМ-110-5Ф

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} = \sqrt[3]{8275,87 \cdot 6067,12 \cdot 4800} = 6429 \text{ мм},$$

де значення D_{12} , D_{13} , D_{23} розраховуються наступним чином:

$$D_{12} = \sqrt{(3300 + 2400)^2 + 6000^2} = 7683,75 \text{ мм};$$

$$D_{23} = \sqrt{(2400 - 3300)^2 + 6000^2} = 6067,12 \text{ мм};$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$D_{31} = 2400 + 3300 = 5700 \text{ мм.}$$

Для проводів АС-70/11 погонний реактанс складе:

$$\begin{aligned} x_{0_70} &= 2\pi f \cdot \left[\frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{D_{cp}}{r_{np70}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right] = \\ &= 2 \cdot \pi \cdot 50 \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{6429}{0,5 \cdot 11,4} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) \right] = 0,457 \text{ Ом/км.} \end{aligned}$$

Втрати на корону для проводу марки АС-70/11 складуть:

$$\Delta P_{0k_70} = 0,11 \text{ кВт/км.}$$

Обчислимо погонний кондуктанс:

$$g_{0_70} = \frac{\Delta P_{k0_70} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} = \frac{0,11 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 9,09 \cdot 10^{-9} \text{ См/км.}$$

Для опор типу ПМ-110-5Ф середньо геометрична відстань між фазами та віддзеркаленнями суміжних фаз складе:

$$D'_{cp} = \sqrt[3]{D'_{12} \cdot D'_{23} \cdot D'_{31}} = \sqrt[3]{36318,59 \cdot 36011,25 \cdot 30536,7} = 34181,92 \text{ мм,}$$

де значення D'_{12} , D'_{13} , D'_{23} розраховуються наступним чином:

$$D'_{12} = \sqrt{(2400 + 2400)^2 + (6000 + 2 \cdot 15000)^2} = 36318,59 \text{ мм;}$$

$$D'_{23} = \sqrt{(2400 - 3300)^2 + (6000 + 2 \cdot 15000)^2} = 36011,25 \text{ мм;}$$

$$D'_{31} = \sqrt{(2400 + 3300)^2 + (2 \cdot 15000)^2} = 30536,7 \text{ мм.}$$

Розрахуємо значення висот закріплення фаз на опорі ПМ-110-5Ф:

$$h_A = 15000 \text{ мм;}$$

$$h_B = 15000 + 6000 = 21000 \text{ мм;}$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$h_C = 15000 \text{ мм.}$$

Обчислимо значення середньо геометричної висоти розміщення центру мас проводів:

$$h_g = \sqrt[3]{h_A \cdot h_B \cdot h_C} = \sqrt[3]{15000 \cdot 21000 \cdot 15000} = 16780,33 \text{ мм.}$$

Розрахуємо питомий суццептанс проводу марки АС-70/11:

$$b_{0_70} = 2\pi f \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_g}{r_{np_70}} \cdot \frac{D_{cp}}{D'_{cp}}\right)} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 16780,33}{0,5 \cdot 11,4} \cdot \frac{6429}{34181,92}\right)} = 2,5 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/КМ.}$$

Аналогічно обчислюються погонні параметри всіх проводів. Результати приведені в табл. 1.1.

Обчислимо імпеданс та адміттанс лінії 0-2:

$$\underline{Z}_{0-2} = (r_{0_240/39} + jx_{0_240/39}) \cdot l_{0-2} = (0,123 + j0,417) \cdot 25 = 3,08 + j10,43 \text{ Ом;}$$

Таблиця 1.1 – Погонні параметри проводів

Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	g_0 , СМ/км $\cdot 10^{-9}$	b_0 , СМ/км $\cdot 10^{-6}$
АС-70/11	0,423	0,457	9,09	2,5
АС-95/16	0,302	0,447	6,61	2,56
АС-120/19	0,247	0,439	5,78	2,6
АС-150/24	0,195	0,432	4,96	2,65
АС-240/39	0,123	0,417	4,13	2,75
АС-240/56	0,12	0,415	4,13	2,76

$$\underline{Y}_{0-2} = (g_{0_240} + jb_{0_240/39}) \cdot l_{0-2} = (4,13 \cdot 10^{-9} + j2,75 \cdot 10^{-6}) \cdot 25 = 103 \cdot 10^{-9} + j68,6 \cdot 10^{-6} \text{ Ом.}$$

В табл. 1.2 наведено аналогічно розраховане значення імпедансу та адміттансу для всіх ліній.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.2 – Імпеданс та адмітанс ліній

	Імпеданс, Ом	Адмітанс, См
0-2	$3,08+j10,43$	$103 \cdot 10^{-9} + j68,6 \cdot 10^{-6}$
0-6	$3,69+j12,51$	$124 \cdot 10^{-9} + j82,4 \cdot 10^{-6}$
0-7	$2,41+j8,3$	$82,6 \cdot 10^{-9} + j55,2 \cdot 10^{-6}$
1-5	$4,92+j16,69$	$165 \cdot 10^{-9} + j110 \cdot 10^{-6}$
1-6	$4,29+j9,5$	$109 \cdot 10^{-9} + j58,3 \cdot 10^{-6}$
2-3	$7,41+j13,18$	$174 \cdot 10^{-9} + j78 \cdot 10^{-6}$
2-4	$8,46+j9,15$	$182 \cdot 10^{-9} + j49,9 \cdot 10^{-6}$
3-7	$5,46+j12,09$	$139 \cdot 10^{-9} + j74,1 \cdot 10^{-6}$
4-6	$6,03+j8,93$	$132 \cdot 10^{-9} + j51,1 \cdot 10^{-6}$
5-7	$12,69+j13,72$	$273 \cdot 10^{-9} + j74,8 \cdot 10^{-6}$

Розглянемо існуючі силові трансформатори мережі.

Розрахунок параметрів схем заміщення приведемо для трансформаторів на ПС 2 та ПС 3.

На ПС 3 встановлені трансформатори типу ТМН-6300/110, активний опір якого становить:

$$r_{T3} = \frac{\Delta P_{кзТ3} \cdot U_{овТ3}^2 \cdot 10^3}{S_{нТ3}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300^2} = 14,66 \text{ Ом.}$$

На ПС 2 встановлені трансформатори типу ТДТН-10000/110, активний опір якого складає:

$$r_{вТ2} = r_{сТ2} = r_{нТ2} = \frac{\Delta P_{кзТ3} \cdot U_{овТ2}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{нТ2}^2} = \frac{76 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 5,03 \text{ Ом.}$$

Для трансформатору ТМН-6300/110 значення реактивного опору складе:

$$x_{T3} = \frac{u_{кзТ3} \% \cdot U_{овТ3}^2 \cdot 10^{-5}}{S_{нТ3}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{6300} = 220,42 \text{ Ом.}$$

Для трансформатору ТДТН-10000/110 значення реактивного опору обмоток становить:

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$x_{BT2} = \frac{u_{k3BT2} \% \cdot U_{OB T2}^2 \cdot 10^{-5}}{S_{HT2}} = \frac{10,75 \cdot 115^2 \cdot 10^{-5}}{10000} = 142,17 \text{ Ом};$$

$$x_{CT2} = \frac{u_{k3CT2} \% \cdot U_{OB T2}^2 \cdot 10^{-5}}{S_{HT2}} = \frac{0 \cdot 115^2 \cdot 10^{-5}}{10000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{HT2} = \frac{u_{k3HT2} \% \cdot U_{OB T2}^2 \cdot 10^{-5}}{S_{HT2}} = \frac{6,25 \cdot 115^2 \cdot 10^{-5}}{10000} = 82,66 \text{ Ом}.$$

Значення активної провідності силових трансформаторів типу ТДТН-10000/110 і ТМН-6300/110 матимуть наступні значення:

$$g_{T2} = \frac{\Delta P_{xxT2} \cdot 10^{-3}}{U_{OB T2}^2} = \frac{17 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,29 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{T3} = \frac{\Delta P_{xxT3} \cdot 10^{-3}}{U_{OB T3}^2} = \frac{11,5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 0,87 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Значення реактивної провідності силових трансформаторів типу ТДТН-10000/110 і ТМН-6300/110 матимуть наступні значення:

$$b_{T2} = -\frac{I_{xxT2} \cdot S_{HT2} \cdot 10^{-5}}{U_{TB T2}^2} = -\frac{1,1 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -8,32 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T3} = -\frac{I_{xxT3} \cdot S_{HT3} \cdot 10^{-5}}{U_{TB T3}^2} = -\frac{0,8 \cdot 6300 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -3,81 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Так само зроблені розрахунки для решти трансформаторів наведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Параметри схем заміщення трансформаторів.

Тип трансформаторів	ПС	r , Ом	x_T , Ом	x_{TB} , Ом	x_{TC} , Ом	x_{TH} , Ом	g , 10^{-6} См	b , 10^{-6} См
ТМН-6300/110	3	14,66	220,42	—	—	—	0,87	—3,81
ТДН-10000/110	6	7,94	138,86	—	—	—	1,06	—5,29
ТМТН-6300/110	7	9,66	—	225,67	0	131,2	1,06	—5,72
ТДТН-10000/110	1, 2, 4, 5	5,03	—	142,17	0	82,66	1,29	—8,32

					ДП1107.141.007.ПЗ				Арк.
									16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата					

Повний опір трансформатора типу ТМН-6300/110, який встановлений на ПС 3 становить:

$$\underline{Z}_{T3} = r_{T3} + jx_{T3} = 14,66 + j220,42 \text{ Ом.}$$

Повний опір обмоток трансформатора типу ТДТН-10000/110 складе:

$$\underline{Z}_{\epsilon T2} = r_{\epsilon T2} + jx_{\epsilon T2} = 5,03 + j142,17 \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{cT2} = r_{cT2} + jx_{cT2} = 5,03 \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{nT2} = r_{nT2} + jx_{nT2} = 5,03 + j82,66 \text{ Ом.}$$

Значення повних провідностей трансформаторів типу ТДТН-10000/110 і ТМН-6300/110 складе:

$$\underline{Y}_{T2} = g_{T2} + jb_{T2} = 1,29 \cdot 10^{-6} - j8,32 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$\underline{Y}_{T3} = g_{T3} + jb_{T3} = 0,87 \cdot 10^{-6} - j3,81 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Блок із двох трансформаторів типу ТМН-6300/110 матиме наступний повний опір:

$$\underline{Z}_{\epsilon T3} = \frac{\underline{Z}_{T3}}{n} = \frac{14,66 + j220,42}{2} = 7,33 + j110,21 \text{ Ом.}$$

Блок із двох трансформаторів типу ТДТН-10000/110 матиме наступний повний опір обмоток:

$$\underline{Z}_{\epsilon \epsilon T2} = \frac{\underline{Z}_{\epsilon T2}}{n} = \frac{5,03 + j142,17}{2} = 2,51 + j71,08 \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{\epsilon cT2} = \frac{\underline{Z}_{cT2}}{n} = \frac{5,03}{2} = 2,51 \text{ Ом;}$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\underline{Z}_{\text{бнТ2}} = \frac{\underline{Z}_{\text{нТ2}}}{n} = \frac{5,03 + j82,66}{2} = 2,51 + j41,33 \text{ Ом.}$$

Повна провідність блоку із двох трансформаторів типу ТМН-6300/110 та блоку із двох трансформаторів типу ТДТН-10000/110 становить:

$$\underline{Y}_{\text{бТ3}} = n \cdot (\underline{Y}_{\text{Т3}}) = 2 \cdot (0,87 \cdot 10^{-6} - j3,81 \cdot 10^{-6}) = 1,74 \cdot 10^{-6} - j7,62 \cdot 10^{-6} = \text{См};$$

$$\underline{Y}_{\text{бТ2}} = n \cdot (\underline{Y}_{\text{Т2}}) = 2 \cdot (1,29 \cdot 10^{-6} - j8,32 \cdot 10^{-6}) = 2,57 \cdot 10^{-6} - j16,64 \cdot 10^{-6} = \text{См.}$$

В табл. 1.4 наведено аналогічно розраховані повні опори та провідності для всіх блоків існуючої мережі.

Таблиця 1.4 – Повний опір та провідність блоків трансформаторів

ПС	Повний опір, Ом				Повні провідність · 10 ⁻⁶ , См
	Z, Ом	Z _в , Ом	Z _с , Ом	Z _н , Ом	
1	–	2,51+j71,08	2,51	2,51+j41,33	2,57-j16,64
2	–	2,51+j71,08	2,51	2,51+j41,33	2,57-j16,64
3	7,33+j110,21	–	–	–	1,74-j7,62
4	–	2,51+j71,08	2,51	2,51+j41,33	2,57-j16,64
5	–	2,51+j71,08	2,51	2,51+j41,33	2,57-j16,64
6	3,97+j69,43	–	–	–	2,12-j10,59
7	–	4,83+j112,83	4,83	4,83+j65,6	2,12-j11,43

1.2 Розрахунок приведених навантажень

Для встановлених в мережі трансформаторів визначимо втрати потужності в Z – та Y – елементах схем заміщення.

Розглянемо ПС 3. Коефіцієнт завантаження трансформаторів типу ТМН-6300/110 становить:

$$\beta_3 = \frac{S_{\text{вн3}}}{n \cdot S_{\text{н3}}} = \frac{9,18}{2 \cdot 6,3} = 0,73.$$

Для блоку із двох трансформаторів типу ТМН-6300/110 на ПС 3 втрати потужності складуть:

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta P_{tz3} = n \cdot \beta_3^2 \cdot \Delta P_{K33} = 2 \cdot 0,73^2 \cdot 44 = 46,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz3} = -n \cdot S_{H3} \cdot \beta_3^2 \cdot u_{K33} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 6300 \cdot 0,73^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = 702,08 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{ty3} = n \cdot \Delta P_{xx3} = 2 \cdot 11,5 = 23 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{ty3} = -n \cdot S_{H3} \cdot I_{xx3} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 6300 \cdot 0,8 \cdot 10^{-2} = -100,8 \text{ кВАр}.$$

Розглянемо ПС 2. Коефіцієнт завантаження обмоток трансформаторів типу ТДТН-10000/110 становить:

$$\beta_{BH2} = \frac{S_{BH2}}{n \cdot S_{H2}} = \frac{12,48}{2 \cdot 10} = 0,62;$$

$$\beta_{CH2} = \frac{S_{CH2}}{n \cdot S_{H2}} = \frac{4,43}{2 \cdot 10} = 0,22;$$

$$\beta_{HH2} = \frac{S_{HH2}}{n \cdot S_{H2}} = \frac{8,06}{2 \cdot 10} = 0,4.$$

Для трансформаторів ТДТН -10000/110 значення фіктивної напруги КЗ складе:

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{K(B-C)} + u_{K(B-H)} - u_{K(C-H)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{KC} = 0,5 \cdot (u_{K(B-C)} + u_{K(C-H)} - u_{K(B-H)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\% = 0;$$

$$u_{KH} = 0,5 \cdot (u_{K(B-H)} + u_{K(C-H)} - u_{K(B-C)}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Для блоку із двох трансформаторів типу ТДТН-10000/110 на ПС 2 втрати потужності складуть:

$$\Delta P_{tz2} = \frac{n \cdot \Delta P_{K32}}{2} \cdot (\beta_{BH2}^2 + \beta_{CH2}^2 + \beta_{HH2}^2) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot (0,62^2 + 0,22^2 + 0,4^2) = 45,68 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz2} = -n \cdot S_{H2} \cdot (\beta_{BH2}^2 \cdot u_{KB2} + \beta_{CH2}^2 \cdot u_{KC2} + \beta_{HH2}^2 \cdot u_{KH2}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 10000 \cdot (0,62^2 \cdot 10,75 + 0,22^2 \cdot 0 + 0,4^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1040,6 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{ty2} = n \cdot \Delta P_{xx2} = 2 \cdot 17 = 34 \text{ кВт};$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta Q_{ty2} = -n \cdot S_{n2} \cdot I_{xx2} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 10000 \cdot 1,1 \cdot 10^{-2} = -220 \text{ кВАр.}$$

В табл. 1.5 приведено результат аналогічно виконаний розрахунків втрат потужності у всіх трансформаторах мережі.

Таблиця 1.5 – Втрати потужності в трансформаторах

ПС	Тип трансформаторів	$u_k, \%$			β_i			$\Delta S_{tz}, \text{кВА}$	$\Delta S_{ty}, \text{кВА}$
		КВ	ВН	КН	ВН	СН	НН		
1	2×ТДТН-10000/110	10,75	—	6,25	0,51	0,39	0,12	32,1-j567,09	34-j220
2	2×ТДТН-10000/110	10,75	—	6,25	0,62	0,22	0,4	45,68-j1040,6	34-j220
3	2×ТМН-6300/110	—	10,5	—	0,73	—	0,73	46,7-j702,08	23-j100,8
4	2×ТДТН-10000/110	10,75	—	6,25	0,69	0,11	0,58	62,01-j1429,32	34-j220
5	2×ТДТН-10000/110	10,75	—	6,25	0,74	0,22	0,52	65,94-j1516,95	34-j220
6	2×ТДН-10000/110	—	10,5	—	0,86	—	0,86	89,18-j1560,56	28-j140
7	2×ТМТН-6300/110	10,75	—	6,25	0,72	0,26	0,46	46,03-j863,03	28-j151,2

Приведене до сторони ВН навантаження ПС 1 становитиме:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{пр1}} &= \dot{S}_{\text{зад,нн1}} + \dot{S}_{\text{зад,сн1}} + (\Delta \dot{S}_{\text{tz1}} + \Delta \dot{S}_{\text{ty1}}) \cdot 10^{-3} = 2 - j1,13 + 7 - j3,5 + \\ &+ (32,1 - j567,09 + 34 - j220) \cdot 10^{-3} = 9,07 - j5,942 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

В табл. 1.6 наведені так само розраховані приведені навантаження всіх ПС.

Таблиця 1.6 – Приведені навантаження

ПС	Приведене навантаження , МВА
1	9,07-j5,42
2	11,08-j7,16
3	8,07-j5,3
4	12,1-j8,35
5	13,1-j8,84
6	15,12-j10,2
7	8,07-j5,26

1.3 Режим максимальних навантажень існуючої мережі

Для вузла 1 значення сумарної еквівалентної провідності складе:

$$\begin{aligned} Y_1 &= 0,5 \cdot (Y_{1-5} + Y_{1-6}) + Y_{\text{гт1}} = 0,5 \cdot (165 \cdot 10^{-9} + j110 \cdot 10^{-6} + 109 \cdot 10^{-9} + j58,3 \cdot 10^{-6}) + \\ &+ (2,57 - j16,6) \cdot 10^{-6} = (2,71 + j67,39) \cdot 10^{-6} \text{ См.} \end{aligned}$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В табл. 1.7 приведено так само розраховані сумарні еквівалентні провідності для всіх вузлів мережі.

Таблиця 1.7 – Еквівалентні провідності вузлів мережі

Вузол	Y_i , См
0	$(0,16+j103,1) \cdot 10^{-6}$
1	$(2,71+j67,39) \cdot 10^{-6}$
2	$(2,8+j81,65) \cdot 10^{-6}$
3	$(1,9+j68,47) \cdot 10^{-6}$
4	$(2,73+j33,88) \cdot 10^{-6}$
5	$(2,79+j75,69) \cdot 10^{-6}$
6	$(2,3+j85,28) \cdot 10^{-6}$
7	$(2,36+j90,67) \cdot 10^{-6}$

Режимні параметри роботи існуючої мережі знайдемо за методом Зейделя.

Обчислимо значення взаємної провідності вузлів 0 та 2:

$$\underline{y}_{0-2} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-2}} = \frac{1}{3,08 + j10,43} = 0,0260 - j0,0882 \text{ См.}$$

В табл. 1.8 приведено аналогічно розраховані взаємні провідності для всіх вузлів мережі.

Таблиця 1.8 – Взаємні провідності

ПЛ	y_{i-j} , См
0-2	$0,0260 - j0,0882$
0-6	$0,0217 - j0,0735$
0-7	$0,0323 - j0,1111$
1-5	$0,0163 - j0,0551$
1-6	$0,0395 - j0,0874$
2-3	$0,0324 - j0,0577$
2-4	$0,0545 - j0,0589$
3-7	$0,0310 - j0,0687$
4-6	$0,0519 - j0,0769$
5-7	$0,0363 - j0,0393$

Розрахуємо значення власних провідностей вузлів:

$$\begin{aligned} \underline{y}_{1-1} &= -(\underline{y}_{1-5} + \underline{y}_{1-6}) = -(0,0163 - j0,0551 + 0,0395 - j0,0874) = \\ &= -0,0558 + j0,1425 \text{ См.} \end{aligned}$$

В табл. 1.9 наведено аналогічно розраховані власні провідності всіх вузлів.

Таблиця 1.9 – Власні провідності вузлів

Вузол	$y, \text{См}$
0	$-0,08+j0,2729$
1	$-0,0558+j0,1425$
2	$-0,1129+j0,2048$
3	$-0,0635+j0,1263$
4	$-0,1064+j0,1358$
5	$-0,0526+j0,0944$
6	$-0,1131+j0,2378$
7	$-0,0997+j0,2191$

Перша ітерація розрахунку.

Напругу у вузлах мережі приймаємо рівною номінальній:

$$\dot{U}_1^{(0)} = \dot{U}_2^{(0)} = \dot{U}_3^{(0)} = \dot{U}_4^{(0)} = \dot{U}_5^{(0)} = \dot{U}_6^{(0)} = \dot{U}_7^{(0)} = 110 \text{ кВ.}$$

Значення розрахункової потужності вузлу 1 складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1^{(1)} &= \dot{S}_{np1} + Y_1 \cdot \left(U_1^{(0)} \right)^2 = 9,07 - j5,42 + (2,71 + j67,4) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = \\ &= 9,1 - j4,6 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

В табл. 1.10 наведено аналогічно обчислені розрахункові потужності всіх вузлів на першій ітерації.

Таблиця 1.10 – Розрахункові потужності вузлів на першій ітерації

Вузол	Розрахункова потужність, МВА
1	$9,1-j4,6$
2	$11,11-j6,17$
3	$8,09-j4,47$
4	$12,13-j7,94$
5	$13,13-j7,92$
6	$15,15-j9,17$
7	$8,1-j4,17$

Здійснимо розрахунок значення рівня напруги у 1 вузлі мережі на першій ітерації:

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\begin{aligned}\dot{U}_1^{(1)} &= \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \left[\frac{\dot{S}_1^{(1)}}{U_1^{(0)}} - (\underline{y}_{1-5} \cdot \dot{U}_5^{(0)} + \underline{y}_{1-6} \cdot \dot{U}_6^{(0)}) \right] = \frac{1}{-0,056 + j0,143} \times \\ &\times \left[\frac{9,1 - j4,6}{110} - ((0,016 - j0,055) \cdot 110 + (0,039 - j0,087) \cdot 110) \right] = \\ &= 109,55 - j0,4 \text{ кВ};\end{aligned}$$

В табл. 1.11 наведено аналогічно обчислений розрахунок значення рівня напруги у всіх вузлах мережі на першій ітерації.

Таблиця 1.11 – Значення рівнів напруги у всіх вузлах мережі на першій ітерації.

Вузол	кВ
1	109,55-j0,4
2	111,12-j0,6
3	110,04-j0,59
4	109,82-j0,48
5	108,6-j0,8
6	110,43-j0,84
7	111,41-j0,94

Для 1 вузла електромережі розрахуємо значення модуля небалансу потужності:

$$\begin{aligned}\delta_1^{(1)} &= \left| \dot{S}_1^{(1)} - \left(\underline{y}_{1-5} \cdot \dot{U}_5^{(1)} + \underline{y}_{1-6} \cdot \dot{U}_6^{(1)} + \underline{y}_{1-1} \cdot \dot{U}_1^{(1)} \right) \cdot \dot{U}_1^{(1)*} \right| = \\ &= |(9,1 - j4,6) - ((0,016 - j0,055) \cdot (108,6 - j0,8) + (0,039 - j0,087) \times \\ &\times (110,43 - j0,84) + (-0,056 + j0,143) \cdot (109,55 - j0,4)) \cdot (109,55 + j0,4)| = \\ &= 13,512 \text{ МВА};\end{aligned}$$

В табл. 1.12 показано так само, як для 1 вузла, обчислені значення модулів небалансу потужності для всіх вузлів.

Таблиця 1.12 – Значення модулів небалансу потужності вузлів.

Вузол	МВА
1	13,512
2	8,785
3	13,995
4	9,562
5	9,628
6	0,152
7	0,14

Здійснимо перевірку умови щодо завершення ітераційного розрахунку:

$$\max(\delta_i) = 13,995 \text{ МВА.}$$

Так як, $13,995 > 0,001 \text{ МВА}$, то умова не виконується.

Переходимо до другої ітерації розрахунку.

Значення розрахункової потужності вузлу 1 на другій ітерації складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1^{(2)} &= \dot{S}_{np1} + \underline{Y}_1 \cdot \left(U_1^{(1)} \right)^2 = 9,07 - j5,42 + (2,71 + j67,4) \cdot 10^{-6} \cdot 109,55^2 = \\ &= 9,1 - j4,61 \text{ МВА;} \end{aligned}$$

В табл. 1.13 наведено розрахункові потужності всіх вузлів на другій ітерації.

Таблиця 1.13 – Розрахункові потужності вузлів на другій ітерації

Вузол	Розрахункова потужність, МВА
1	9,1-j4,6
2	11,11-j6,15
3	8,09-j4,47
4	12,13-j7,94
5	13,13-j7,94
6	15,15-j9,16
7	8,1-j4,14

Обчислюємо значення рівня напруги у 1 вузлі мережі на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(2)} &= \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \left[\frac{\dot{S}_1^{(2)}}{U_1^{(1)}} - (\underline{y}_{1-5} \cdot \dot{U}_5^{(1)} + \underline{y}_{1-6} \cdot \dot{U}_6^{(1)}) \right] = \frac{1}{-0,056 + j0,143} \times \\ &\times \left[\frac{9,1 - j4,61}{109,55 + j0,4} - ((0,016 - j0,055) \cdot (108,6 - j0,8) + (0,039 - j0,087) \times \right. \\ &\left. \times (110,43 - j0,84)) \right] = 109,29 - j1,17 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В табл. 1.14 наведено аналогічно обчислений розрахунок значення рівня напруги у всіх вузлах мережі на другій ітерації.

Таблиця 1.14 – Значення рівнів напруги у всіх вузлах мережі на другій ітерації.

Вузол	кВ
1	109,29-j1,17
2	111,11-j0,94
3	110,78-j1,28
4	109,82-j0,48
5	109,14-j1,45
6	110,44-j1,32
7	111,8-j1,25

Для першого вузла електромережі розрахуємо значення модуля небалансу потужності на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \delta_1^{(2)} &= \left| \dot{S}_1^{(2)} - \left(\underline{y}_{1-5} \cdot \dot{U}_5^{(2)} + \underline{y}_{1-6} \cdot \dot{U}_6^{(2)} + \underline{y}_{1-1} \cdot \dot{U}_1^{(2)*} \right) \cdot \dot{U}_1^{(2)} \right| = \\ &= |(9,1 - j4,61) - ((0,016 - j0,055) \cdot (109,14 - j1,45) + (0,039 - j0,087) \times \\ &\times (110,44 - j1,32) + (-0,056 + j0,143) \cdot (109,29 - j1,17)) \cdot (109,29 + j1,17)| = \\ &= 9,913 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

В табл. 1.15 показано аналогічний розрахунок значення модуля небалансу потужності для всіх вузлів на другій ітерації.

Таблиця 1.15 – Значення модулів небалансу потужності вузлів.

Вузол	МВА
1	9,913
2	13,087
3	4,143
4	4,781
5	2,9
6	0,076
7	0,041

Здійснимо перевірку умови щодо завершення ітераційного розрахунку:

$$\max(\delta_i) = 13,087 \text{ МВА.}$$

Так як, $13,087 > 0,001 \text{ МВА}$, то умова не виконується.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Необхідно здійснювати подальші ітерації. Оскільки розрахунки виконуються подібним чином, то результати зведені в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Ітераційне уточнення режиму напруги в мережі

Іт.	$\dot{U}_1$, кВ	$\dot{U}_2$, кВ	$\dot{U}_3$, кВ	$\dot{U}_4$, кВ	$\dot{U}_5$, кВ	$\dot{U}_6$, кВ	$\dot{U}_7$, кВ
0	110	110	110	110	110	110	110
1	109,55-j0,4	111,12-j0,6	110,04-j0,59	109,82-j0,48	108,6-j0,8	110,43-j0,84	111,41-j0,94
2	109,29-j1,17	111,11-j0,94	110,78-j1,28	110,03-j1,1	109,14-j1,45	110,44-j1,32	111,8-j1,25
3	109,49-j1,73	111,44-j1,32	111,14-j1,62	110,18-j1,52	109,41-j1,86	110,58-j1,66	112-j1,66
...	...	...	...	...	...	...	...
26	110,22-j2,73	112,08-j1,87	111,75-j2,1	110,82-j2,26	109,99-j2,59	111,1-j2,25	112,36-j1,69
27	110,22-j2,73	112,08-j1,87	111,75-j2,1	110,82-j2,26	109,99-j2,59	111,1-j2,25	112,36-j1,69

В результаті виконання 27-ї ітерації максимальний модуль небалансу потужності становить:

$$\max(\delta_i) = 7,11 \cdot 10^{-4} \text{ МВА.}$$

Так як, $7,11 \cdot 10^{-4} < 0,001 \text{ МА}$, то досягнуто бажану точність розрахунку. Тому ітераційний розрахунок закінчуємо.

Обчислимо струморозподіл ділянками мережі:

$$\dot{I}_{0-2} = (U_0 - \dot{U}_2) \cdot \underline{y}_{0-2} = (114 - 112,08 - j1,87) \cdot (0,026 - j0,088) = 214,6 - j120,8 \text{ А.}$$

В табл. 1.17 наведено результат аналогічно виконаного розрахунку струморозподілу для всіх ПЛ мережі. Також в табл. 1.17 наведено значення фазних струмів та тривало допустимі струми для кожної ПЛ.

Таблиця 1.17 – Струморозподіл по лініям мережі

ПЛ	$\dot{I}_i$, А	I_ϕ , А	$I_{дон}$, А
0-2	214,6-j120,8	142,2	610
0-6	228-j164,3	162,2	610
0-7	240,6-j127,5	157,2	610
2-3	24,3-j11,6	15,6	390
7-3	47,4-j29,5	32,2	450
2-4	92,1-j52,8	61,3	265
6-4	15,9-j21	15,2	330
6-1	77,5-j58,3	56	450
7-5	121,7-j60,2	78,4	265
5-1	4+j14,5	8,7	610

Дані з табл. 1.17 показують, що на всіх лініях мережі струмове навантаження не перевищує тривало допустиме значення.

Здійснимо перевірку виконання другого закону Кірхгофа:

$$\dot{I}_{0-7} \cdot \underline{Z}_{0-7} + \dot{I}_{7-3} \cdot \underline{Z}_{3-7} - \dot{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} = (240,6 - j127,5) \times \\ \times (2,41 + j8,3) + (47,4 - j29,5) \cdot (5,46 + j12,09) - (24,3 - j11,6) \cdot (7,41 + j13,18) - \\ - (214,6 - j120,8) \cdot (3,08 + j10,43) = 0;$$

$$\dot{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{2-4} \cdot \underline{Z}_{2-4} - \dot{I}_{6-4} \cdot \underline{Z}_{4-6} - \dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} = (214,6 - j120,8) \times \\ \times (3,08 + j10,43) + (92,1 - j52,8) \cdot (8,46 + j9,15) - (15,9 - j21) \cdot (6,03 + j8,93) - \\ - (228 - j164,3) \cdot (3,69 + j12,51) = 0;$$

$$\dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{6-1} \cdot \underline{Z}_{1-6} - \dot{I}_{5-1} \cdot \underline{Z}_{1-5} - \dot{I}_{7-5} \cdot \underline{Z}_{5-7} - \dot{I}_{0-7} \cdot \underline{Z}_{0-7} = (228 - j164,3) \times \\ \times (3,69 + j12,51) + (77,5 - j58,3) \cdot (4,29 + j9,5) - (4 + j14,5) \cdot (4,92 + j16,69) - \\ - (121,7 - j60,2) \cdot (12,69 + j13,72) - (240,6 - j127,5) \cdot (2,41 + j8,3) = 0.$$

Так як другий закон Кірхгофа виконується для всіх контурів, то робимо висновок, що розрахунки виконано вірно.

Для всіх ПЛ існуючої електромережі обчислимо потужність на початку і кінці:

$$\dot{S}_{0-2}^{\Pi} = \dot{I}_{0-2} \cdot U_0 + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot U_0^2 = (214,6 - j120,8) \cdot 114 + \\ + 0,5 \cdot (103 \cdot 10^{-9} + j68,6 \cdot 10^{-6}) \cdot 114^2 = 24,46 - j13,33 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2}^{\kappa} = \dot{I}_{0-2} \cdot \dot{U}_2^* - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot U_2^2 = (214,6 - j120,8) \cdot (112,08 + j1,87) + \\ + 0,5 \cdot (103 \cdot 10^{-9} + j68,5 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,1^2 = 24,28 - j13,57 \text{ МВА}.$$

В табл. 1.18 приведені в такий само спосіб розраховані потужності для всіх ПЛ мережі.

Таблиця 1.18 – Потужність на початку та в кінці ПЛ

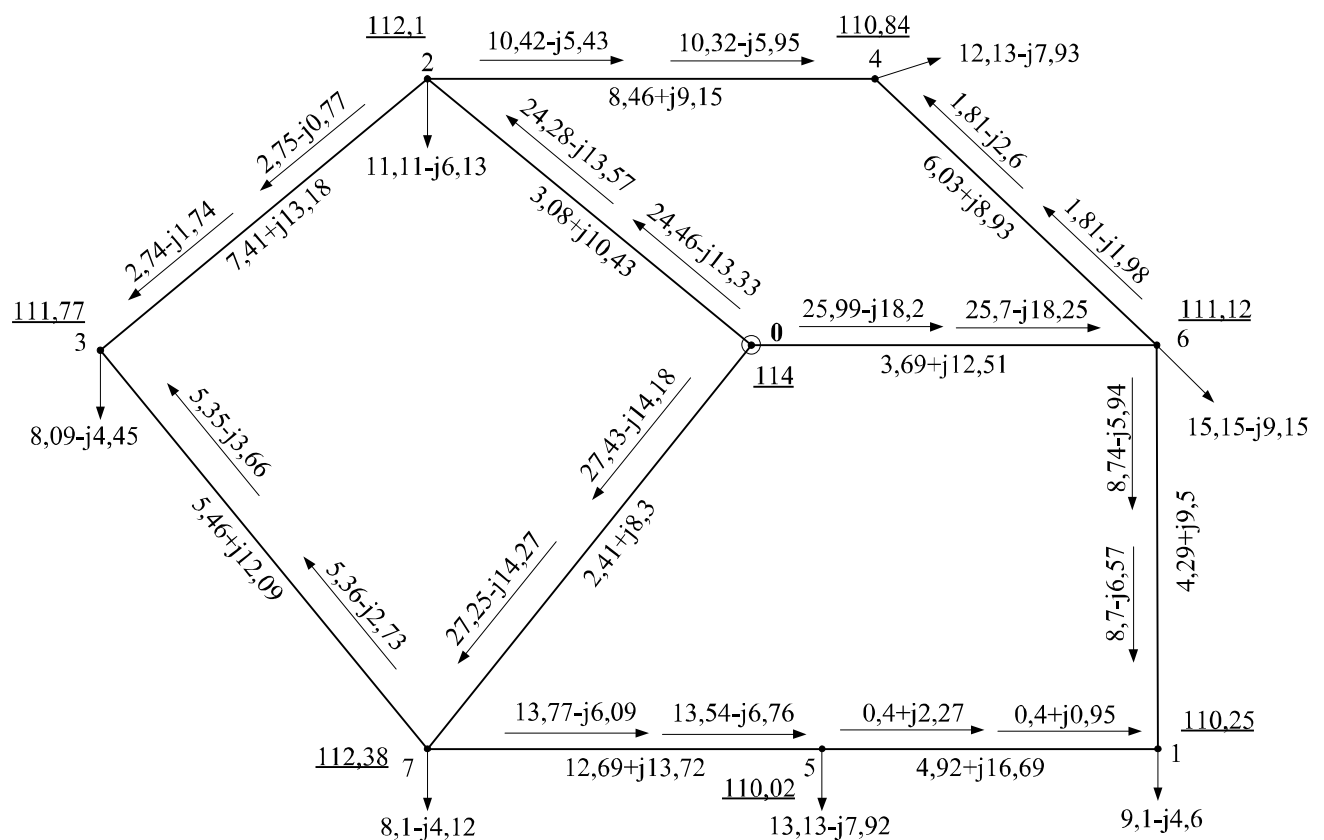
ПЛ		Початок ділянки, МВА			Кінець ділянки, МВА	
0-2		24,46-j13,33			24,28-j13,57	
0-6		25,99-j18,2			25,7-j18,25	
0-7		27,43-j14,18			27,25-j14,27	
					ДП1107.141.007.ПЗ	
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		
						Арк. 27

2-3	$2,75-j0,77$	$2,74-j1,74$
7-3	$5,36-j2,73$	$5,35-j3,66$
2-4	$10,42-j5,43$	$10,32-j5,95$
6-4	$1,81-j1,98$	$1,81-j2,6$
6-1	$8,74-j5,94$	$8,7-j6,57$
7-5	$13,77-j6,09$	$13,54-j6,76$
5-1	$0,4+j2,27$	$0,4+j0,95$

Розрахуємо втрати потужності в існуючій мережі:

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-2}^{\Pi} + \dot{S}_{0-6}^{\Pi} + \dot{S}_{0-7}^{\Pi} - \dot{S}_{\text{H}1} - \dot{S}_{\text{H}2} - \dot{S}_{\text{H}3} - \dot{S}_{\text{H}4} - \dot{S}_{\text{H}5} - \dot{S}_{\text{H}6} - \dot{S}_{\text{H}7} = \\
 &= (24,46 - j13,33) + (25,99 - j18,2) + (27,43 - j14,18) - \\
 &- (9 - j4,63) - (11 - j5,9) - (8 - j4,5) - (12 - j6,7) - (13 - j7,1) - \\
 &- (15 - j8,5) - (8 - j4,25) = 1,88 - j4,12 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

На рис. 1.3 наведені режимні параметри роботи існуючої мережі під час максимальних навантажень.



$$\Delta S_{\Sigma}=1,88-j4,12 \text{ МВА}$$

Рисунок 1.3 – Режимні параметри роботи існуючої мережі при
максимальних навантаженнях

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		28

Для існуючих трансформаторів мережі виберемо положення РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень.

На стороні СН бажане значення рівня напруги приймаємо рівним 37 кВ, а на стороні НН – 10,5 кВ.

Розрахунки будуть наведені для ПС 2 та 3.

Для трансформаторів на ПС 3 приведені значення рівня напруги складе:

$$U_{3 \text{ звед}} = \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot ((P_{\text{вн}3} + \Delta P_{\text{лзвн}3}) \cdot R_{\text{бТЗ вн}} - (Q_{\text{вн}3} + \Delta Q_{\text{лзвн}3}) \cdot X_{\text{бТЗ вн}})} =$$

$$= \sqrt{111,77^2 - 2 \cdot ((8 \cdot 10^3 + 46,7) \cdot 7,33 - (-4,5 \cdot 10^3 - 702,08) \cdot 110,21)} =$$

$$= 105,96 \text{ кВ.}$$

Бажане розрахункове положення РПН для ПС 3 становитиме:

$$N_{\text{ВЗ}} = \frac{1}{\omega_{\text{б0}}^{\text{РПН}}} \cdot \left(\frac{U_{3 \text{ звед}} \cdot U_{\text{тн3}}}{U_{\text{тв3}} \cdot U_{\text{баж3}}} - 1 \right) = \frac{1}{0,0178} \cdot \left(\frac{105,96 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -1,95 \rightarrow N_{\text{ВЗ}}^{\text{ст}} = -2.$$

При обраному положенні РПН фактичний рівень напруги на шинах НН ПС 3 складе:

$$U_{\text{нн3}}^{\text{дійсне}} = \frac{U_{3 \text{ звед}} \cdot U_{\text{тн}}}{U_{\text{тв3}} \cdot (1 + \omega_{\text{б0}}^{\text{РПН}} \cdot N_{\text{ВЗ}}^{\text{ст}})} = \frac{108,04 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,0178 \cdot (-2))} = 10,51 \text{ кВ.}$$

Втрати потужності в обмотках трансформаторів на ПС 2 складуть:

$$\Delta S_{\text{Тз_НН2}} = n \cdot \left(\frac{\Delta P_{\text{кзТ2}}}{2} \beta_{\text{ннТ2}}^2 - j S_{\text{нТ2}} \cdot \beta_{\text{ннТ2}}^2 \cdot u_{\text{кнТ2}} \right) =$$

$$= 2 \cdot \left(\frac{76}{2} \cdot 0,4^2 - j 10000 \cdot 0,4^2 \cdot 0,0625 \right) = 12,35 - j 203,12 \text{ кВА;}$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta S_{Tz_CH2} = n \cdot \left(\frac{\Delta P_{K3T2}}{2} \beta_{CHT2}^2 - j S_{HT2} \cdot \beta_{CHT2}^2 \cdot u_{CHT2} \right) =$$

$$= 2 \cdot \left(\frac{76}{2} \cdot 0,22^2 - j 10000 \cdot 0,22^2 \cdot 0 \right) = 3,73 \text{ кВт};$$

$$\Delta S_{Tz_BH2} = n \cdot \left(\frac{\Delta P_{K3T2}}{2} \beta_{BHT2}^2 - j S_{HT2} \cdot \beta_{BHT2}^2 \cdot u_{KHT2} \right) =$$

$$= 2 \cdot \left(\frac{76}{2} \cdot 0,62^2 - j 10000 \cdot 0,62^2 \cdot 0,1075 \right) = 29,6 - j 837,48 \text{ кВА}.$$

На ПС 2 приведенне значення рівня напруги на стороні НН та СН складе:

$$U_{2 \text{ звед_НН}} = \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot \left((P_{\text{вн}2} + \Delta P_{\text{тзвн}2}) \cdot R_{\text{бт}2 \text{ вн}} - (Q_{\text{вн}2} + \Delta Q_{\text{тзвн}2}) \cdot X_{\text{бт}2 \text{ вн}} + \right.}$$

$$\left. + (P_{\text{нн}2} + \Delta P_{\text{тзнн}2}) \cdot R_{\text{бт}2 \text{ нн}} - (Q_{\text{нн}2} + \Delta Q_{\text{тзнн}2}) \cdot X_{\text{бт}2 \text{ нн}} \right) =$$

$$= \sqrt{112,1^2 - 2 \cdot \left((11 \cdot 10^3 + 29,6) \cdot 2,51 - (-5,9 \cdot 10^3 - 837,48) \cdot 71,08 + \right.}$$

$$\left. + (7 \cdot 10^3 + 12,35) \cdot 2,51 - (-4 \cdot 10^3 - 203,12) \cdot 41,33 \right) =$$

$$= 105,69 \text{ кВ};$$

$$U_{2 \text{ звед_СН}} = \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot \left((P_{\text{вн}2} + \Delta P_{\text{тзвн}2}) \cdot R_{\text{бт}2 \text{ вн}} - (Q_{\text{вн}2} + \Delta Q_{\text{тзвн}2}) \cdot X_{\text{бт}2 \text{ вн}} + \right.}$$

$$\left. + (P_{\text{сн}2} + \Delta P_{\text{тзсн}2}) \cdot R_{\text{бт}2 \text{ сн}} - (Q_{\text{сн}2} + \Delta Q_{\text{тзсн}2}) \cdot X_{\text{бт}2 \text{ сн}} \right) =$$

$$= \sqrt{112,1^2 - 2 \cdot \left((11 \cdot 10^3 + 29,6) \cdot 2,51 - (-5,9 \cdot 10^3 - 837,48) \cdot 71,08 + \right.}$$

$$\left. + (4 \cdot 10^3 + 3,73) \cdot 2,51 - (-1,9 \cdot 10^3 - 0) \cdot 0 \right) =$$

$$= 107,39 \text{ кВ}.$$

Бажана розрахункове положення РПН для ПС 2 становитиме:

$$N_{\text{в}2} = \frac{1}{\omega_{\text{б}0}^{\text{РПН}}} \cdot \left(\frac{U_{2 \text{ звед_НН}} \cdot U_{\text{тн}2}}{U_{\text{тв}2} \cdot U_{\text{бажнн}2}} - 1 \right) = \frac{1}{0,0178} \cdot \left(\frac{105,69 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -2,09 \rightarrow N_{\text{в}2}^{\text{СТ}} = -2.$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

При обраному положенні РПН фактичний рівень напруги на шинах НН ПС 2 складе:

$$U_{\text{нд}2} = \frac{U_{2 \text{ звед_нн}} \cdot U_{\text{тн}2}}{U_{\text{тв}2} \cdot (1 + \omega_0^{\text{РПН}} \cdot N_{\text{в}2}^{\text{ст}})} = \frac{105,69 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,0178 \cdot (-2))} = 10,48 \text{ кВ.}$$

Бажана розрахункове положення ПБЗ для ПС 2 становитиме:

$$N_{\text{с}2} = \frac{1}{\omega_{\text{с}0}^{\text{ПБЗ}}} \cdot \left(\frac{U_{\text{базсн}2} \cdot U_{\text{тв}2} \cdot (1 + \omega_0^{\text{РПН}} \cdot N_{\text{в}2}^{\text{ст}})}{U_{2 \text{ звед_сн}} \cdot U_{\text{тс}2}} - 1 \right) =$$

$$= \frac{1}{0,025} \left(\frac{37 \cdot 115 \cdot (1 + 0,0178 \cdot (-2))}{107,39 \cdot 38,5} - 1 \right) = -0,3 \rightarrow N_{\text{с}2}^{\text{ст}} = 0.$$

При обраному положенні ПБЗ рівень напруги на шинах СН ПС 2 складе:

$$U_{\text{сн}2}^{\text{дійсне}} = \frac{U_{2 \text{ звед_сн}} \cdot U_{\text{тс}2} \cdot (1 + \omega_0^{\text{ПБЗ}} \cdot N_{\text{с}2}^{\text{ст}})}{U_{\text{тв}2} \cdot (1 + \omega_0^{\text{РПН}} \cdot N_{\text{в}2}^{\text{ст}})} = \frac{107,39 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025 \cdot (0))}{115 \cdot (1 + 0,0178 \cdot (-2))} = 37,28 \text{ кВ.}$$

В табл. 1.19 приведені обрані положення РПН та ПБЗ для всіх існуючих трансформаторів мережі.

Таблиця 1.19 – Положення РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сн}}, \text{кВ}$
1	110,25	-2	10,53	0	36,96
2	112,1	-2	10,48	0	37,28
3	111,77	-2	10,51	—	—
4	110,84	-4	10,59	-1	37,06
5	110,02	-4	10,48	-1	36,59
6	111,12	-3	10,52	—	—
7	112,38	-3	10,6	-1	36,82

Як бачимо з даних табл. 1.19 на всіх ПС існуючої мережі в режимі максимальних навантажень забезпечується бажаний рівень напруги на шинах СН та НН.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1.4 Післяаварійний режим в існуючій мережі

Для існуючої мережі, як післяаварійний розглянемо режим, який з'являється в результаті відключення ПЛ 0-6. Цією ПЛ в режимі максимальних навантажень протікає фазний струм 162,2 А.

Так як змінюється конфігурація мережі, то перерахуємо значення сумарних еквівалентних провідностей вузлів 0 і 6:

$$Y_0 = 0,5 \cdot (Y_{0-2} + Y_{0-7}) = 0,5 \cdot (103 \cdot 10^{-9} + j68,99 \cdot 10^{-6} + 82,6 \cdot 10^{-9} + j55,5 \cdot 10^{-6}) = (0,09 + j62,3) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_6 = 0,5 \cdot (Y_{1-6} + Y_{4-6}) + Y_{6-6} = 0,5 \cdot (109 \cdot 10^{-9} + j58,55 \cdot 10^{-6} + 132,2 \cdot 10^{-9} + j51,38 \cdot 10^{-6}) + (2,12 - j10,6) \cdot 10^{-6} = (2,24 + j44,38) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Ітераційний розрахунок режимних параметрів аналогічний до режиму максимальних навантажень. В табл. 1.20 приведено результат уточнення рівнів напруги в пунктах.

Таблиця 1.20 – Ітераційне уточнення режиму напруги в мережі

Іт.	$\dot{U}_1$, кВ	$\dot{U}_2$, кВ	$\dot{U}_3$, кВ	$\dot{U}_4$, кВ	$\dot{U}_5$, кВ	$\dot{U}_6$, кВ	$\dot{U}_7$, кВ
0	110	110	110	110	110	110	110
1	109,55-j0,4	111,12-j0,6	110,05-j0,59	109,82-j0,48	108,6-j0,79	108,92-j0,84	111,41-j0,94
2	108,35-j1,21	111,12-j0,94	110,78-j1,28	109,22-j1,04	108,65-j1,36	108-j1,5	111,69-j1,26
3	107,78-j1,87	111,17-j1,36	110,96-j1,65	108,74-j1,55	108,45-j1,75	107,46-j2,08	111,74-j1,48
...	...	...	...	...	...	...	...
49	105,48-j4,55	110,58-j2,94	110,52-j2,96	106,97-j3,81	106,89-j3,41	105,37-j4,51	111,38-j2,35
50	105,48-j4,55	110,58-j2,94	110,52-j2,96	106,97-j3,81	106,89-j3,41	105,37-j4,51	111,38-j2,35

В табл. 1.21 наведено струмозподіл в післяаварійному режимі.

Таблиця 1.21 – Струмозподіл в післяаварійному режимі

ПЛ	$\dot{I}_i$, А	I_ϕ , А	$I_{дон}$, А
0-2	350,4-j225,9	240,7	610
0-7	347,2-j215,9	236,1	610
2-3	2,9-j2,5	2,2	390
7-3	69,2-j39,8	46,1	450
2-4	248,5-j165,1	172,3	265
4-6	138-j86,7	94,1	330
1-6	1,5-j11,4	6,6	450
7-5	206-j137,5	143	265
5-1	85,7-j59,2	60,1	610

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Дані з табл. 1.21 показують, що на всіх лініях мережі в післяаварійному режимі струмове навантаження не перевищує тривало допустиме значення.

В табл. 1.22 наведено потокорозподіл в післяаварійному режимі.

Таблиця 1.22 – Потокорозподіл в післяаварійному режимі

ПЛ	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
0-2	39,95-j25,3	39,41-j24,37
0-7	39,58-j24,26	39,17-j23,58
2-3	0,33+j0,21	0,33-j0,75
7-3	7,76-j3,73	7,76-j4,65
2-4	27,97-j17,21	27,22-j17
4-6	15,09-j8,46	14,93-j8,8
1-6	0,21-j0,87	0,21-j1,52
7-5	23,27-j14,37	22,49-j14,43
5-1	9,36-j5,4	9,31-j6,47

Розрахуємо втрати потужності в післяаварійному режимі в існуючій мережі:

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-2}^{\Pi} + \dot{S}_{0-7}^{\Pi} - \dot{S}_{н1} - \dot{S}_{н2} - \dot{S}_{н3} - \dot{S}_{н4} - \dot{S}_{н5} - \dot{S}_{н6} - \dot{S}_{н7} = \\
 &= (39,95 - j25,3) + (39,58 - j24,26) - (9 - j4,63) - (11 - j5,9) - \\
 &- (8 - j4,5) - (12 - j6,7) - (13 - j7,1) - (15 - j8,5) - (8 - j4,25) = \\
 &= 3,53 - j7,98 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

На рис. 1.4 наведені режимні параметри роботи існуючої мережі в післяаварійному режимі.

Розрахунок положення РПН та ПБЗ подібний до режиму максимальних навантажень. В табл. 1.23 наведено отримані результати.

Таблиця 1.23 – Положення РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	$U_{вн}$, кВ	$N_{в}^{ст}$	$U_{нн}$, кВ	$N_{с}^{ст}$	$U_{сн}$, кВ
1	105,58	-4	10,43	0	36,64
2	110,62	-3	10,52	0	37,43
3	110,56	-3	10,58	-	-
4	107,04	-6	10,57	-1	37,07
5	106,94	-6	10,54	-1	36,86
6	105,47	-6	10,5	-	-
7	111,41	-3	10,49	0	37,41

Як бачимо з даних табл. 1.23 на всіх підстанціях існуючої електромережі в післяаварійному режимі забезпечується бажаний рівень напруги на шинах СН та НН.

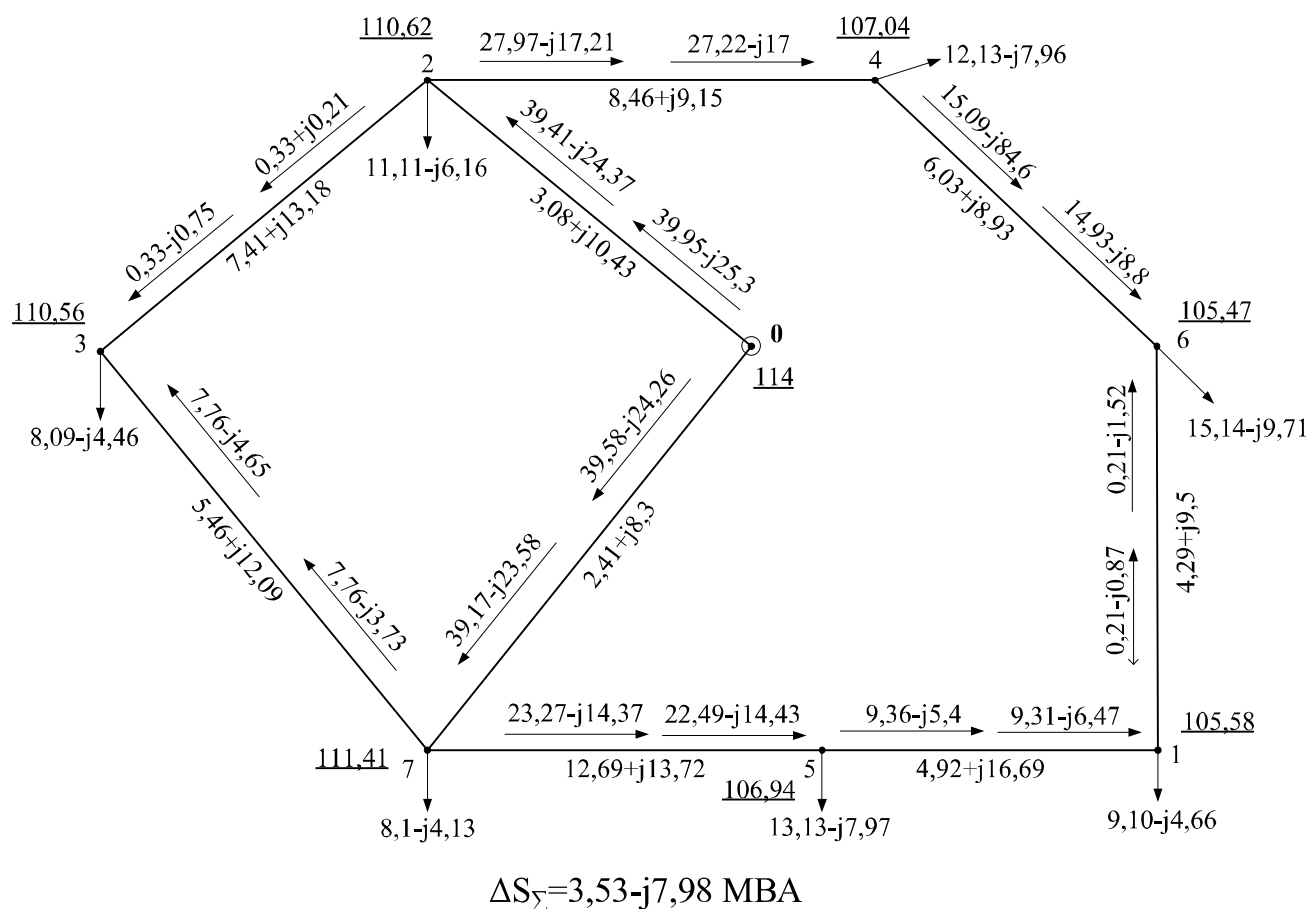


Рисунок 1.4 – Режимні параметри роботи існуючої мережі в післяаварійному режимі

Висновки по розділу 1

1) Аналіз роботи існуючої мережі в режимі максимальних навантажень показав, що всі робочі параметри знаходяться в допустимих межах. Втрати потужності в мережі, при напругі на БП на рівні 114 кВ склали $1,88 - j4,12 \text{ MVA}$. Найменший рівень напруги спостерігається на ПС 5 та становить 110,2 кВ. Для забезпечення напруги на шинах НН на рівні 10,5 кВ найменше положення РПН є на ПС 4 та 5 і складає -4 , а найбільше буде на ПС 1, 2 та 3 та складе -2 . Струмове навантаження на всіх ПЛ не перевищує тривало допустиме значення.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2) Аналіз роботи існуючої мережі в післяаварійному режимі, який виникає в результаті відключення ПЛ 0-6 показав, що всі робочі параметри знаходяться в допустимих межах. Втрати потужності в мережі, при напругі на БП на рівні 114 кВ склали $3,53-j7,98$ МВА. Найменший рівень напруги спостерігається на ПС 6 та становить 105,47 кВ. Для забезпечення напруги на шинах НН на рівні 10,5 кВ найменше положення РПН є на ПС 4, 5 та 6 і складає -6, а найбільше буде на ПС 2, 3 та 7 та складе -3. Струмове навантаження на всіх ПЛ не перевищує тривало допустиме значення.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 ПІДКЛЮЧЕННЯ СЕС ДО ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Техніко-економічне порівняння варіантів підключення СЕС

В пункті 8 мережі планується підключення СЕС потужністю 4 МВт.

На рис. 2.1 та 2.2 зображено конкурентні варіанти схеми підключення СЕС.

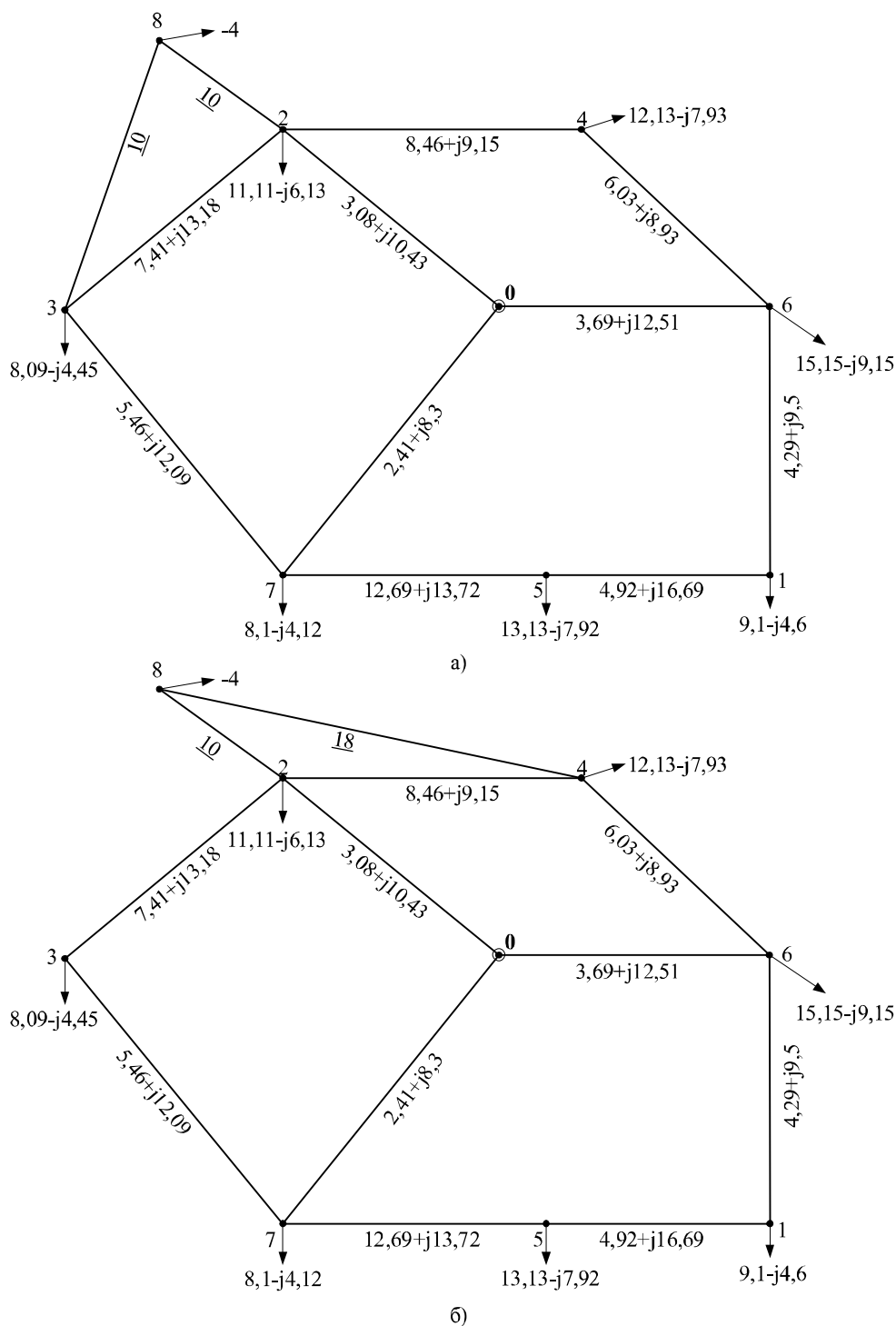


Рисунок 2.1 – Варіанти підключення СЕС :

а – перший варіант; б – другий варіант

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

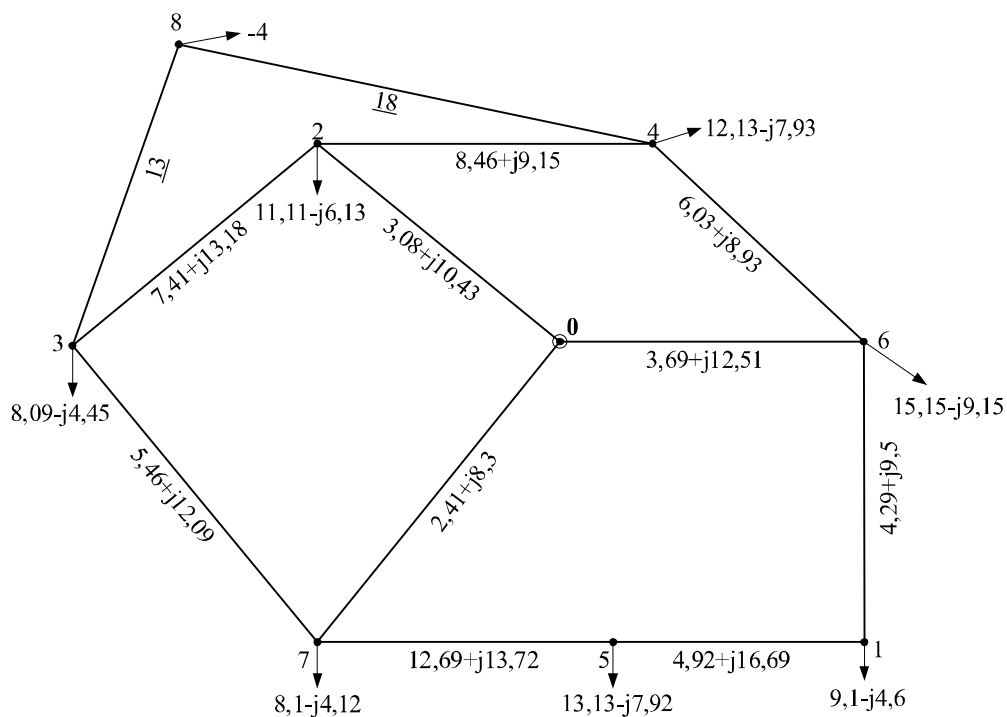


Рисунок 2.2 – Третій варіант підключення СЕС

Виберемо силові трансформатори для зв'язку СЕС із існуючою мережею. Для всіх запропонованих варіантів тип та потужність трансформаторів буде однаковою.

Обчислимо реактивне складову потужності генерації СЕС у пункті 8. Коефіцієнт потужності приймаємо рівним 0,95. В результаті маємо:

$$\varphi_r = \arccos(\cos(\varphi_r)) = \arccos(0,95) = 18,2^\circ;$$

$$Q_r = -P_r \cdot \operatorname{tg} \varphi_{nn} = -(-4) \cdot \operatorname{tg}(18,2^\circ) = 1,31 \text{ МВАр.}$$

Таким чином повне значення потужності генерації СЕС складе:

$$\dot{S}_r = P_r + jQ_r = -4 + j1,31 \text{ МВА.}$$

Модуль повного навантаження ПС 8 складе:

$$S_8 = \sqrt{P_r^2 + Q_r^2} = \sqrt{(-4)^2 + 1,31^2} = 4,21 \text{ МВА.}$$

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

На ПС 8 буде встановлено два однотипні силові трансформатори. Вибір номінальною потужності яких виконуємо, враховуючи перевантажувальні можливості трансформаторів. Для трансформаторів із масляним охолодженням коефіцієнт перевантаження згідно ДСТУ 3463-96 складає 1,5 [1].

В результаті розрахунку потужність одного трансформатора складе:

$$S_{T8} = \frac{S_8}{1,5} = \frac{4,21}{1,5} = 2,8 \text{ МВА.}$$

Таким для підключення СЕС до мережі використаємо два силові трансформатори ТМ-6300/110.

Приведене навантаження ПС 8 складе:

$$\dot{S}_{пр8} = -3,97 + j1,16 \text{ МВА.}$$

Здійснимо вибір перерізів проводів для підключення СЕС до існуючої мережі. Для вибору перерізу використаємо метод оптимального перерізу.

Розглянемо перший варіант підключення СЕС.

Струмове навантаження на ПЛ 2-8 та 3-8 визначимо за значенням максимальної потужності, яка буде передаватись лініями:

$$I_{2-8} = I_{3-8} = \frac{\sqrt{P_8^2 + Q_8^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{-(3,97)^2 + (1,16)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 21,08 \text{ А.}$$

Час максимальних втрат мережі складе:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5200 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3633 \text{ год/рік.}$$

Вартість електроенергії на вході в мережу приймаємо рівною 360 коп./кВт·год.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таким чином для ПЛ 2-8 та 3-8 розрахунковий оптимальний переріз складе:

$$F_{\text{опт}2-8} = F_{\text{опт}3-8} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{2-8}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{BX} \cdot 10^{-5}}{k(0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 21,71^2 \cdot 28,5 \cdot 3633 \cdot 360 \cdot 10^{-5}}{1550 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 55,09 \text{ мм}^2.$$

Мінімально допустимий переріз для мереж 110 кВ становить 70 мм² [2], але він є малоперспективним для подальшого розвитку мережі. Тому для ПЛ 2-8 та 3-8 приймаємо переріз 120 мм².

Так як в інших варіантах струмове навантаження є аналогічним до першого варіанту, то в них лінії для підключення СЕС те ж виконуються перерізом 120 мм².

В першому варіанті для підключення СЕС необхідно на ПС 2 встановити одну комірку з елегазовим вимикачем. На ПС 3 необхідно виконувати реконструкцію ВРУ-110, для заміни схеми 110-3 на схему 110-6. На рис. 2.3 зображено фрагмент мережі, на якому жовтим кольором зазначені необхідні нові коміртки з вимикачами 110 кВ для підключення ПС 8 до мережі.

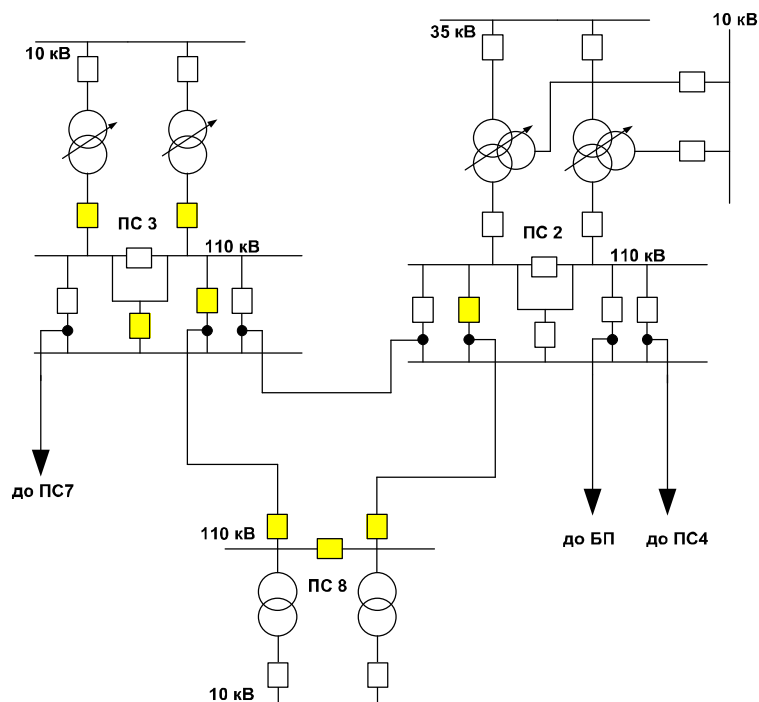


Рисунок 2.3 – Перший варіант підключення ПС 8 до існуючої мережі

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В другому варіанті для підключення СЕС необхідно на ПС 2 встановити одну комірку з елегазовим вимикачем. На ПС 4 необхідно виконувати реконструкцію ВРУ-110, для заміни схеми 110-3 на схему 110-6. На рис. 2.4 зображено фрагмент мережі, на якому жовтим кольором зазначені необхідні нові коміртки з вимикачами 110 кВ для підключення ПС 8 до мережі за другим варіантом.

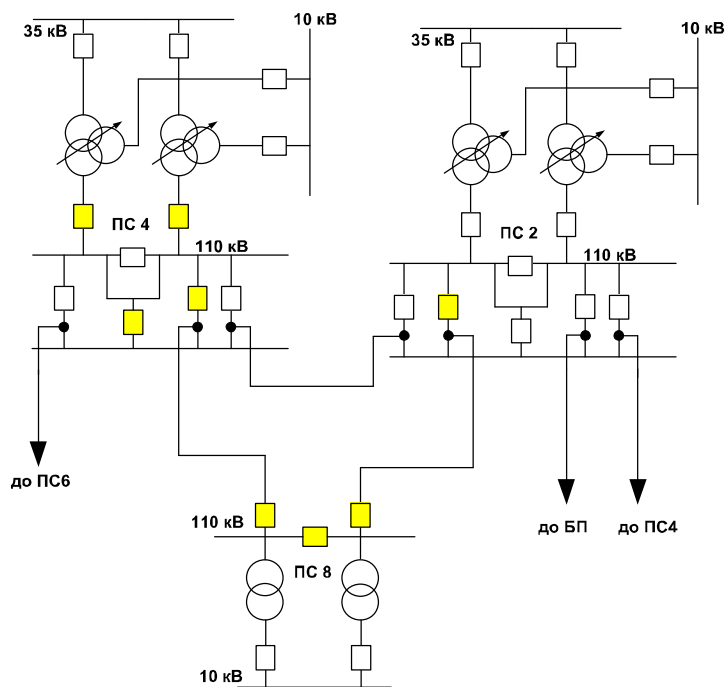


Рисунок 2.4 – Другий варіант підключення ПС 8 до існуючої мережі

В третьому варіанті для підключення СЕС необхідно на ПС 3 та ПС 4 виконувати реконструкцію ВРУ-110, для заміни схеми 110-3 на схему 110-6. На рис. 2.5 зображено фрагмент мережі, на якому жовтим кольором зазначені необхідні нові коміртки з вимикачами 110 кВ для підключення ПС 8 до мережі за третім варіантом.

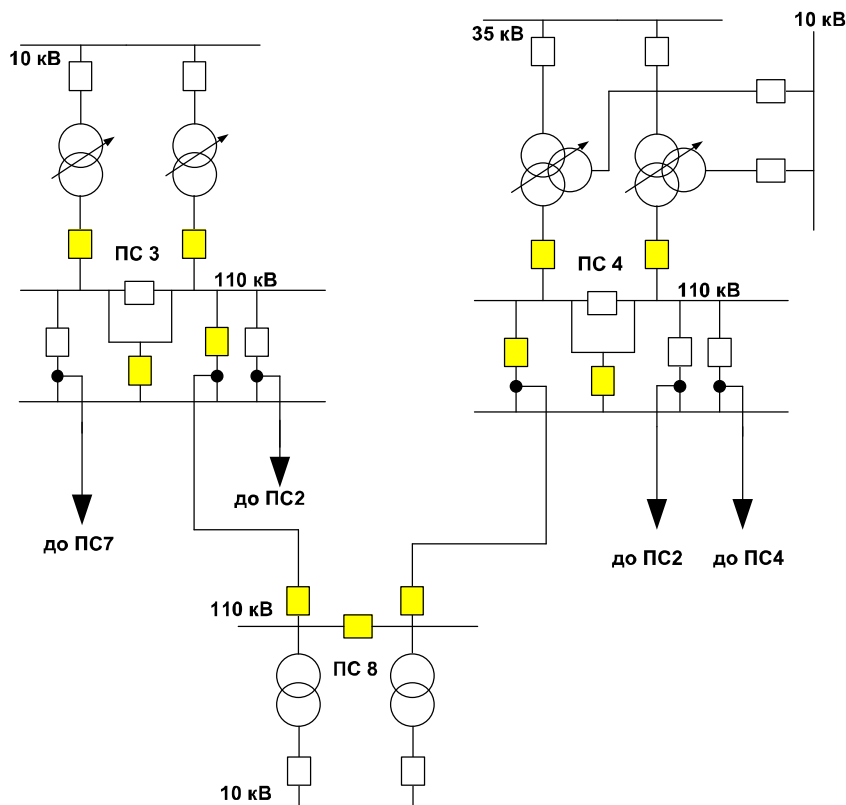


Рисунок 2.5 – Третій варіант підключення ПС 8 до існуючої мережі

Визначимо значення функції дисконтованих витрат для реалізації кожного варіанту підключення СЕС. В табл. 2.1 наведено отримані результати

Таблиця 2.1 – Економічні показники варіантів підключення СЕС

Економічний показник	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Капіталовкладення в ПЛ, тис. грн	63199,4	76938,4	85151,8
Капіталовкладення в ПС, тис. грн	159342,4	159342,4	219095,8
Щорічні видатки на обслуговування і ремонт, тис. грн:			
- ПС-110 кВ (2,4 % від капіталовкладень);	3824,22	3824,22	5258,3
- ПЛ-110 кВ (1,2 % від капіталовкладень)	759,95	923,26	1022,18
Щорічні видатки на компенсацію втрат енергії в нових ПЛ, тис. грн	152,81	856,06	395,96
Сумарні щорічні видатки, тис. грн	4735,42	5603,06	6676,45
Норма дисконту, в.о	0,1	0,1	0,1
Значення функції дисконтованих витрат, тис. грн	269895,97	292316,22	371042,05

Згідно критерію мінімуму функції дисконтованих витрати обираємо перший варіант підключення СЕС.

2.2 Режим максимальних навантажень після підключення СЕС

Розрахунок режимних параметрів роботи мережі в режимі максимальних навантажень аналогічний до розрахунків, що виконувались в першому розділі. В табл. 2.2 приведено результат уточнення рівнів напруги в пунктах.

Таблиця 2.2 – Ітераційне уточнення режиму напруги в мережі

Іт.	$\dot{U}_1$, кВ	$\dot{U}_2$, кВ	$\dot{U}_3$, кВ	$\dot{U}_4$, кВ	$\dot{U}_5$, кВ	$\dot{U}_6$, кВ	$\dot{U}_7$, кВ	$\dot{U}_8$, кВ
0	110	110	110	110	110	110	110	
1	109,55-j0,4	110,61-j0,33	109,9-j0,23	109,57-j0,37	108,6-j0,79	110,35-j0,81	111,37-j0,83	110,38-j0,21
2	109,24-j1,15	110,71-j0,55	110,47-j0,62	109,78-j0,92	109,09-j1,38	110,33-j1,26	111,69-j1,03	110,69-j0,51
3	109,4-j1,66	111-j0,83	110,77-j0,89	109,9-j1,27	109,29-j1,72	110,44-j1,56	111,85-j1,17	110,98-j0,78
...	...	...	...	...	...	...	...	...
44	110,29-j2,64	112,21-j1,73	112,06-j1,83	110,91-j2,15	110,09-j2,48	111,16-j2,17	112,48-j1,57	112,23-j1,71
45	110,29-j2,64	112,21-j1,73	112,06-j1,83	110,91-j2,15	110,09-j2,48	111,16-j2,17	112,48-j1,57	112,23-j1,71

В табл. 2.3 наведено струмозподілу для всіх ПЛ мережі після підключення СЕС в режимі максимальних навантажень.

Таблиця 2.3 – Струмозподіл по лініям мережі після включення СЕС

ПЛ	$\dot{I}_i$, А	I_ϕ , А	$I_{дон}$, А
0-2	200,2-j113,1	142,2	610
0-6	222,4-j162,3	162,2	610
0-7	225,5-j118,9	157,2	610
2-3	11,1-j5,4	15,6	390
7-3	30,9-j20,6	32,2	450
2-4	96,3-j53,5	61,3	265
6-4	11,7-j20	15,2	330
6-1	76,1-j57,4	56	450
7-5	123-j60,7	78,4	265
5-1	5,4+j13,8	8,7	610
8-2	5,4-j0,5	3,1	390
8-3	29,6-j12,8	18,6	390

Дані з табл. 2.3 показують, що на всіх лініях мережі струмове навантаження не перевищує тривало допустиме значення.

В табл. 2.4 наведено потокорозподіл в режимі максимальних навантажень після включення СЕС.

Таблиця 2.4 – Потужність на початку та в кінці ПЛ після включення СЕС

ПЛ	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
0-2	22,82-j12,44	22,66-j12,78
0-6	25,35-j17,97	25,07-j18,07
0-7	25,7-j13,19	25,54-j13,37
2-3	1,25-j0,09	1,25-j1,08
7-3	3,5-j1,78	3,5-j2,72
2-4	10,89-j5,53	10,79-j6,04
6-4	1,34-j1,89	1,34-j2,51
6-1	8,54-j5,78	8,58-j6,58
7-5	13,93-j6,16	13,69-j6,83
5-1	0,56+j2,21	0,56+j0,87
8-2	0,6+j0,12	0,6-j0,21
8-3	3,35-j1,18	3,34-j1,6

Втрати потужності в мережі після включення СЕС:

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-2}^{\Pi} + \dot{S}_{0-6}^{\Pi} + \dot{S}_{0-7}^{\Pi} - \dot{S}_{\text{Н1}} - \dot{S}_{\text{Н2}} - \dot{S}_{\text{Н3}} - \dot{S}_{\text{Н4}} - \dot{S}_{\text{Н5}} - \dot{S}_{\text{Н6}} - \dot{S}_{\text{Н7}} - \dot{S}_{\text{Н8}} = \\
 &= (22,82 - j12,44) + (25,35 - j17,97) + (25,7 - j13,19) - \\
 &- (9 - j4,63) - (11 - j5,9) - (8 - j4,5) - (12 - j6,7) - (13 - j7,1) - \\
 &- (15 - j8,5) - (8 - j4,25) - (-4 + j1,31) = 1,87 - j3,34 \text{ МВА.}
 \end{aligned}$$

В табл. 2.5 приведені обрані положення РПН та ПБЗ для всіх трансформаторів мережі після включення СЕС.

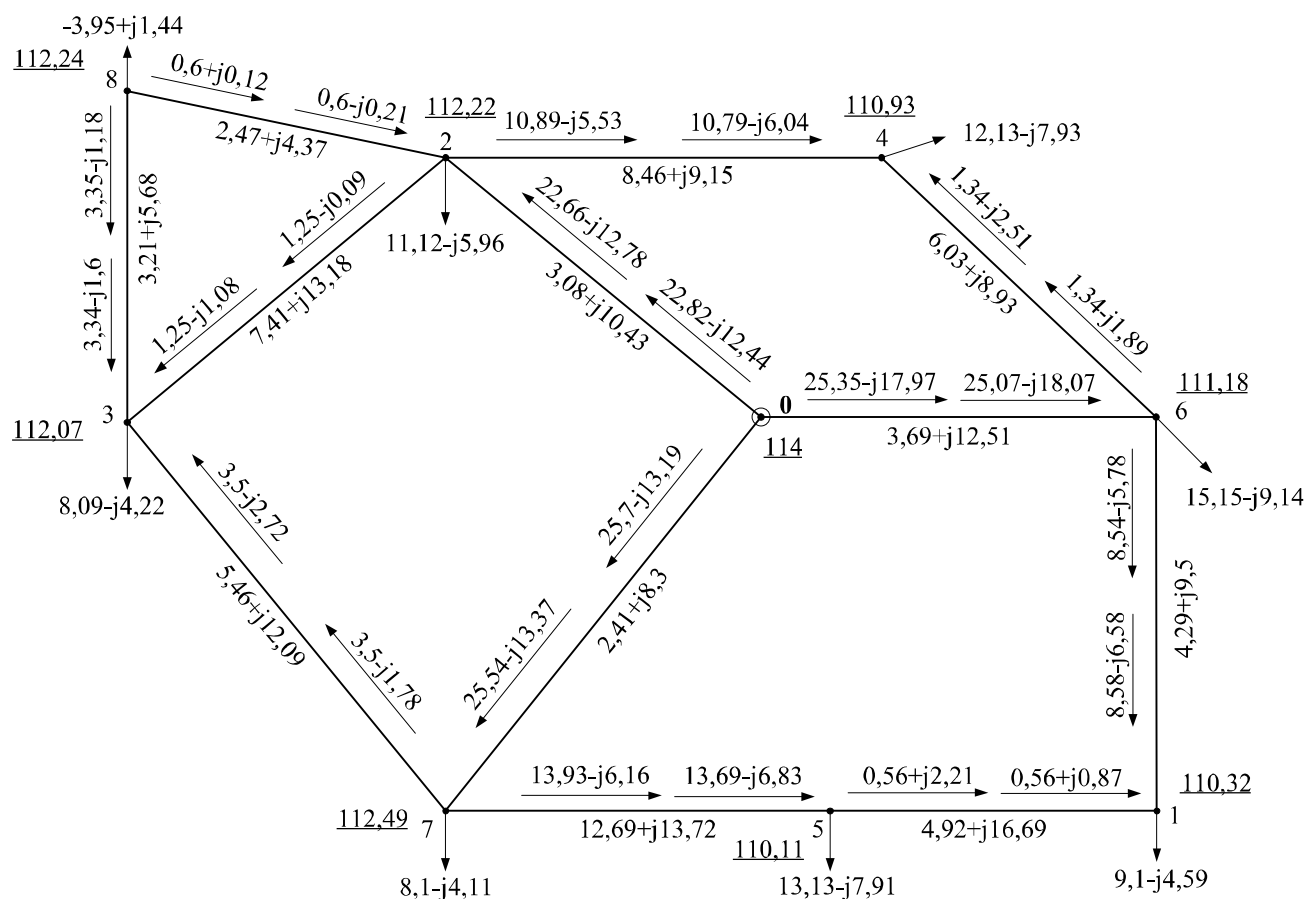
Таблиця 2.5 – Положення РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень після включення СЕС

ПС	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$N_{\text{В}}^{\text{СТ}}$	$U_{\text{НН}}$, кВ	$N_{\text{С}}^{\text{СТ}}$	$U_{\text{СН}}$, кВ
1	110,32	-2	10,54	0	36,99
2	112,22	-2	10,5	0	37,33
3	112,07	-2	10,54	-	-
4	110,93	-4	10,6	-1	37,09
5	110,11	-4	10,49	-1	36,63
6	111,18	-3	10,52	-	-
7	112,49	-2	10,41	0	36,63

Як бачимо з даних табл. 2.5 на всіх ПС мережі після включення СЕС в режимі максимальних навантажень забезпечується бажаний рівень напруги на шинах СН та НН.

На рис. 2.6 наведені режимні параметри роботи мережі в режимі максимальних навантажень після включення СЕС.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



$$\Delta S_{\Sigma} = 1.87 - j3.34 \text{ MVA}$$

Рисунок 2.6 – Режимні параметри роботи мережі після включення СЕС при максимальних навантаженнях

2.3 Післяаварійний режим після підключення СЕС

Як післяаварійний розглянемо режим, який з'являється в результаті відключення ПЛ 0-6. Цією ПЛ в режимі максимальних навантажень передається найбільше навантаження, а саме 31,07 МВА.

В табл. 2.6 приведено результат уточнення рівнів напруги в пунктах.

Таблиця 2.6 – Ітераційне уточнення режиму напруги в мережі в післяаварійному режимі

Іт.	$\dot{U}_1$, кВ	$\dot{U}_2$, кВ	$\dot{U}_3$, кВ	$\dot{U}_4$, кВ	$\dot{U}_5$, кВ	$\dot{U}_6$, кВ	$\dot{U}_7$, кВ	$\dot{U}_8$, кВ
0	110	110	110	110	110	110	110	110
1	109,55-j0,4	110,63-j0,43	109,87-j0,27	109,59-j0,42	108,6-j0,79	108,81-j0,82	111,36-j0,84	110,42-j0,3
2	108,28-j1,2	110,73-j0,66	110,45-j0,74	108,96-j0,91	108,58-j1,3	107,83-j1,44	111,57-j1,09	110,72-j0,63
3	107,65-j1,81	110,85-j0,98	110,68-j1,04	108,48-j1,35	108,31-j1,64	107,25-j1,96	111,61-j1,27	110,89-j0,95
...	...	...	...	...	...	...	...	...
55	105,63-j4,41	110,76-j2,75	110,76-j2,75	107,14-j3,64	107,02-j3,3	105,53-j4,36	111,47-j2,25	110,88-j2,69
56	105,63-j4,41	110,76-j2,75	110,76-j2,75	107,14-j3,64	107,02-j3,3	105,53-j4,36	111,47-j2,25	110,88-j2,69

В табл. 2.7 наведено струморозподілу для всіх ПЛ мережі після підключення СЕС в післяаварійному режимі.

Таблиця 2.7 – Струморозподіл по лініям мережі після включення СЕС в післяаварійному режимі

ПЛ	$\dot{I}_i, \text{A}$	I_ϕ, A	$I_{\text{дон}}, \text{A}$
0-2	329-j214,5	226,2	610
0-7	333,1-j208,7	226,9	610
3-2	0,2+j0,3	0,22	390
7-3	57-j33,6	38,2	450
2-4	250,2-j164,8	173	265
4-6	139,7-j86,8	95	330
6-1	0,2+j10,9	6,3	450
7-5	204,2-j136,7	141,9	265
5-1	83,9-j58,5	59,1	610
8-2	20-j7,3	12,3	390
8-3	15,3-j6,3	9,5	390

Дані з табл. 2.7 показують, що на всіх лініях мережі струмове навантаження не перевищує тривало допустиме значення.

В табл. 2.8 наведено потокорозподіл в післяаварійному режимі після включення СЕС.

Таблиця 2.8 – Потужність на початку та в кінці ПЛ після включення СЕС в післяаварійному режимі

ПЛ	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
0-2	37,5-j24	37,03-j23,28
0-7	37,97-j23,43	37,6-j22,87
3-2	0,02+j0,52	0,02-j0,44
7-3	6,4-j3,1	6,4-j4,02
2-4	28,17-j17,26	27,41-j17,04
4-6	15,28-j8,5	15,12-j8,84
6-1	-0,02+j1,48	-0,02+j0,83
7-5	23,07-j14,31	22,3-j14,38
5-1	9,17-j5,35	9,12-j6,43
8-2	2,24-j0,6	2,24-j0,91
8-3	1,71-j0,46	1,71-j0,86

На рис. 2.8 наведені режимні параметри роботи мережі в післяаварійному режимі після включення СЕС.

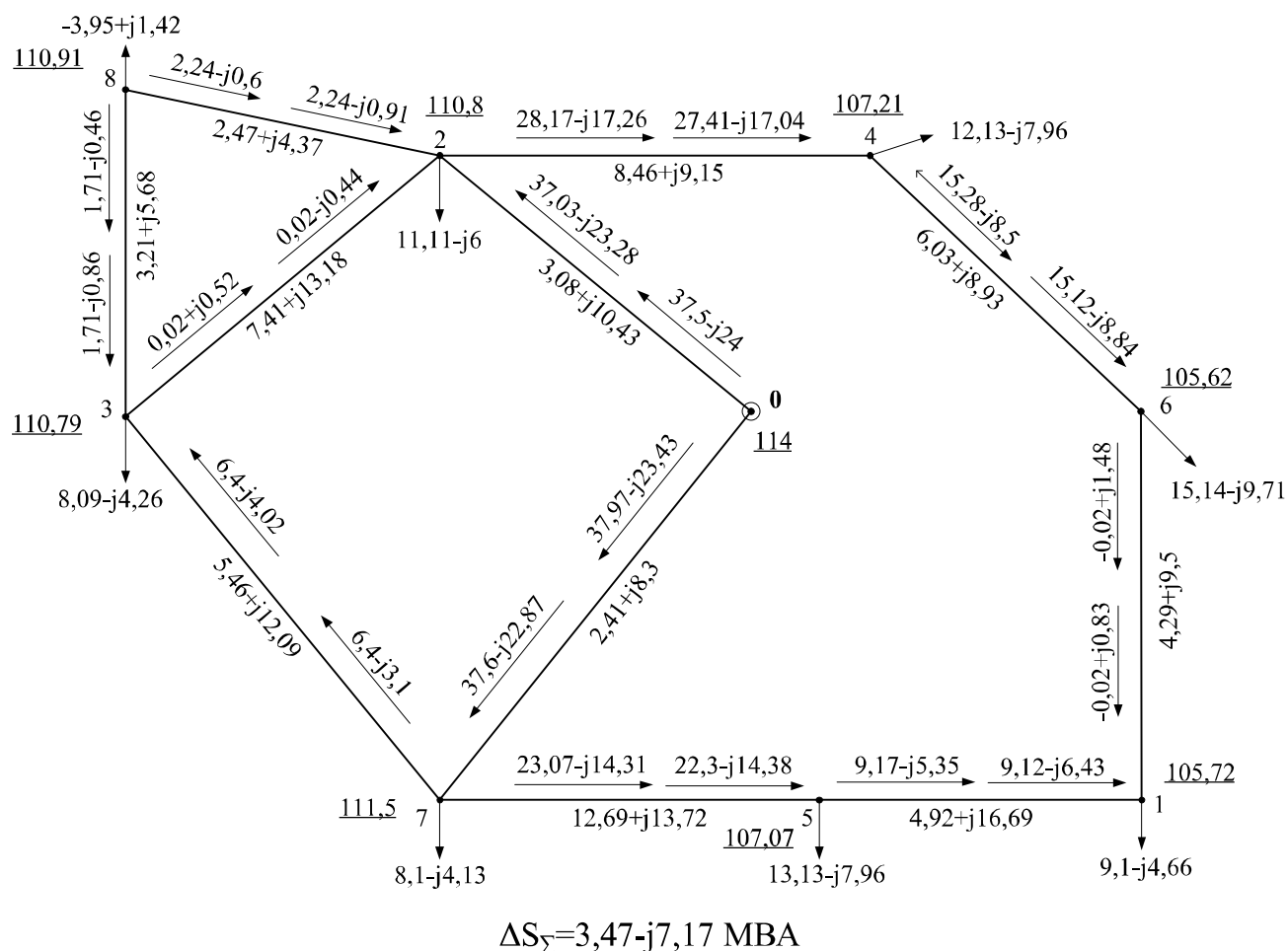


Рисунок 2.7 – Режимні параметри роботи мережі після включення СЕС в післяаварійному режимі

Втрати потужності в мережі після включення СЕС в післяаварійному режимі складуть:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-2}^{\Pi} + \dot{S}_{0-7}^{\Pi} - \dot{S}_{н1} - \dot{S}_{н2} - \dot{S}_{н3} - \dot{S}_{н4} - \dot{S}_{н5} - \dot{S}_{н6} - \dot{S}_{н7} - \dot{S}_{н8} = \\ &= (37,5 - j24) + (37,97 - j23,43) - (9 - j4,63) - (11 - j5,9) - \\ &- (8 - j4,5) - (12 - j6,7) - (13 - j7,1) - (15 - j8,5) - (8 - j4,25) + \\ &+ (-4 + j1,13) = 3,47 - j7,17 \text{ MVA}. \end{aligned}$$

В табл. 2.9 приведені обрані положення РПН та ПБЗ для всіх трансформаторів мережі після включення СЕС в післяаварійному режимі.

Як бачимо з даних табл. 2.9 на всіх ПС електромережі після включення СЕС в післяаварійному режимі забезпечується бажаний рівень напруги на шинах СН та НН.

Таблиця 2.9 – Положення РПН та ПБЗ в після включення СЕС в післяаварійному режимі

ПС	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сн}}, \text{кВ}$
1	105,72	-4	10,45	0	36,69
2	110,8	-3	10,54	-1	36,56
3	110,79	-2	10,41	-	-
4	107,21	-6	10,59	-1	37,13
5	107,07	-6	10,56	-1	36,91
6	105,62	-6	10,51	-	-
7	111,5	-3	10,5	0	37,44

2.4 Аналіз роботи мережі з урахуванням графіку генерації СЕС

Здійснимо розрахунок режимних параметрів роботи мережі згідно графіку генерації потужності СЕС, що приведений на рис. 2.8 [2].

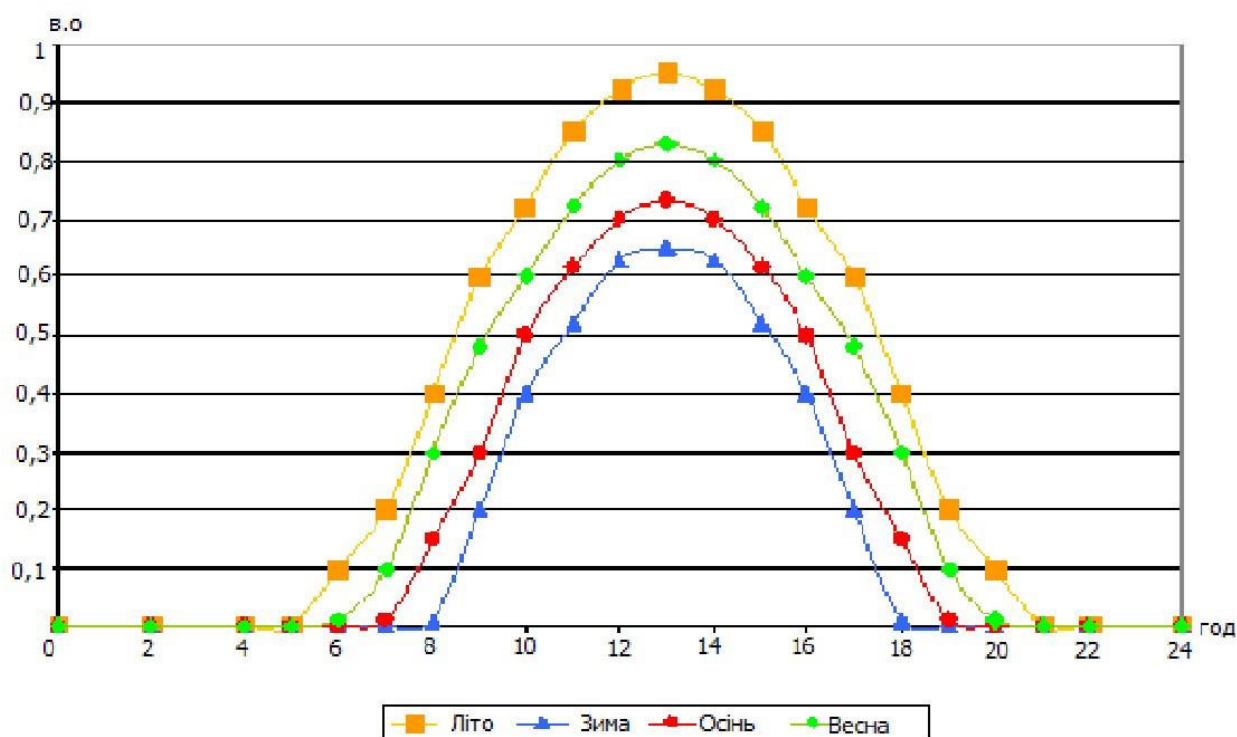


Рисунок 2.8 – Графік генерації потужності СЕС

Аналіз режимних параметрів роботи мережі здійснимо для сезону року весна. Розрахунки будемо виконувати погодинно із 6 до 20 год. Розрахунок режимних параметрів здійснюється аналогічно до попередніх розрахунків. В табл. 2.10 наведено значення рівнів напруги в пунктах залежності від генерації СЕС.

Таблиця 2.10 – Значення рівнів напруги в залежності від генерації СЕС

Час, год	P_G , МВт	Напруга, кВ							
		U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	U_7	U_8
06-00	0	110,28	112,09	111,92	110,85	110,07	111,14	112,43	112,02
07-00	0,4	110,28	112,1	111,93	110,86	110,07	111,15	112,44	112,04
08-00	0,8	110,29	112,12	111,95	110,87	110,07	111,15	112,44	112,06
09-00	1,92	110,3	112,15	111,99	110,89	110,09	111,16	112,46	112,12
10-00	2,4	110,3	112,17	112,01	110,9	110,09	111,16	112,46	112,15
11-00	2,88	110,31	112,19	112,03	110,91	110,1	111,17	112,47	112,18
12-00	3,2	110,31	112,2	112,04	110,91	110,1	111,17	112,48	112,2
13-00	3,32	110,31	112,2	112,05	110,92	110,11	111,17	112,48	112,2
14-00	3,2	110,31	112,2	112,04	110,91	110,1	111,17	112,48	112,2
15-00	2,88	110,31	112,19	112,03	110,91	110,1	111,17	112,47	112,18
16-00	2,4	110,3	112,17	112,01	110,9	110,09	111,16	112,46	112,15
17-00	1,92	110,3	112,15	111,99	110,89	110,09	111,16	112,46	112,12
18-00	0,8	110,29	112,12	111,95	110,87	110,07	111,15	112,44	112,06
19-00	0,4	110,28	112,1	111,93	110,86	110,07	111,15	112,44	112,04
20-00	0	110,28	112,09	111,92	110,85	110,07	111,14	112,43	112,02

На рис. 2.9 приведено графіки зміни напруги в пунктах мережі в залежності від генерації СЕС.

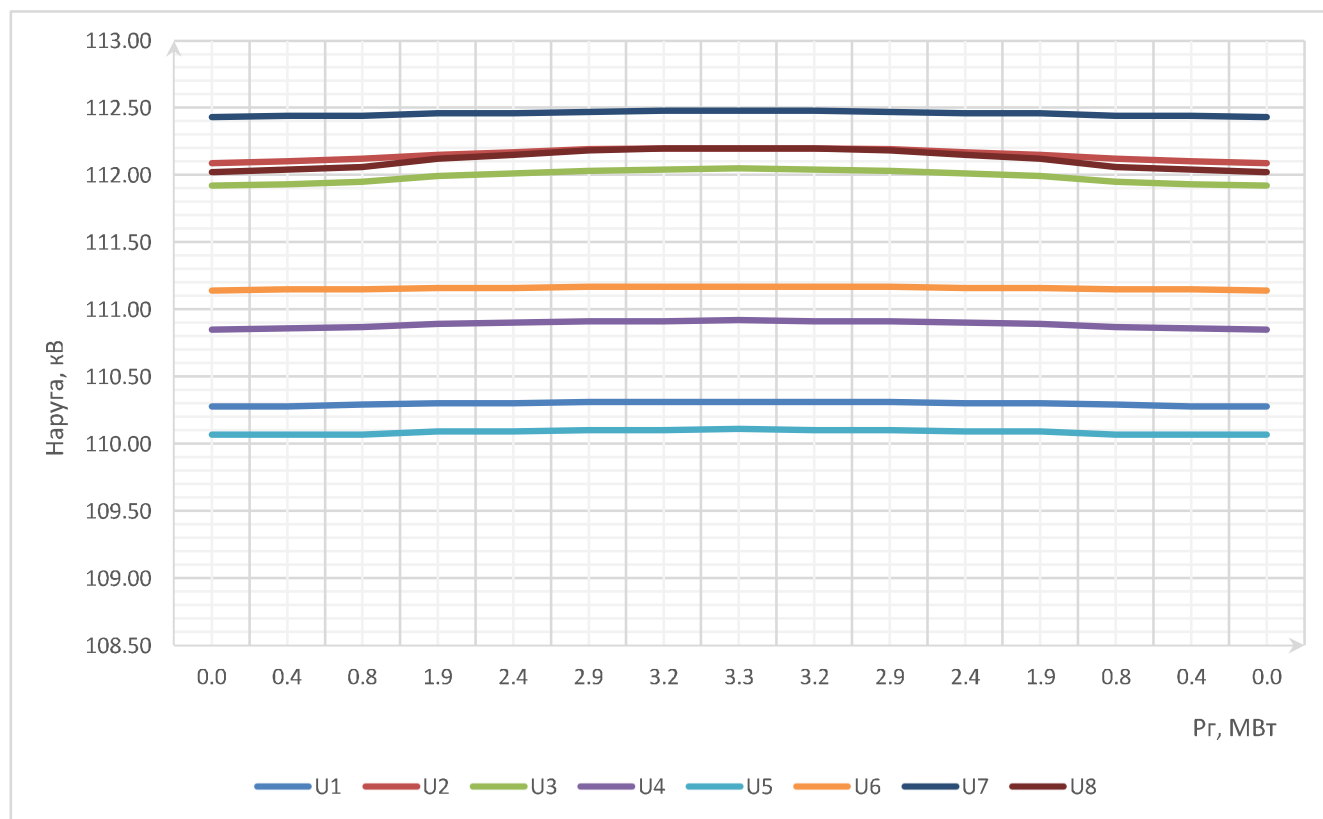


Рисунок 2.9 – Графік залежності напруги в пунктах мережі від потужності генерації СЕС протягом дня

Як бачимо з табл. 2.10 та рис. 2.9 зміна потужності генерації СЕС в режимі максимальних навантажень майже не впливає на рівні напруги.

В табл. 2.11 наведено значення фазних струмів по ділянках мережі в залежності від потужності генерації СЕС.

Таблиця 2.11 – Фазні струми по лініям в залежності від генерації СЕС

Час, год	P_G , МВт	Струмове навантаження, А											
		I_{0-2}	I_{0-6}	I_{0-7}	I_{2-3}	I_{3-7}	I_{2-4}	I_{4-6}	I_{1-6}	I_{5-7}	I_{1-5}	I_{8-2}	I_{8-3}
06-00	0	144,3	162,3	153,6	8,3	28	60,4	15,8	55,3	79	8,7	10,7	10,9
07-00	0,4	143,1	161,9	152,9	8,2	27,3	60,7	15,5	55,3	79	8,7	9,3	11,7
08-00	0,8	142	161,6	152,3	8	26,6	61,1	15,2	55,2	79	8,6	8	12,4
09-00	1,92	138,7	160,7	150,5	7,7	24,8	62	14,6	55,2	79,1	8,6	4,1	14,6
10-00	2,4	137,3	160,3	149,7	7,6	24	62,3	14,3	55,1	79,1	8,6	2,5	15,6
11-00	2,88	135,9	159,9	148,9	7,4	23,3	62,7	14	55,1	79,1	8,6	1	16,5
12-00	3,2	135	159,6	148,4	7,3	22,7	63	13,8	55,1	79,2	8,6	0,7	17,1
13-00	3,32	134,7	159,5	148,2	7,3	22,5	63,1	13,8	55,1	79,2	8,6	1	17,3
14-00	3,2	134,7	159,5	148,2	7,3	22,5	63,1	13,8	55,1	79,2	8,6	1	17,3
15-00	2,88	135,9	159,9	148,9	7,4	23,3	62,7	14	55,1	79,1	8,6	1	16,5
16-00	2,4	137,3	160,3	149,7	7,6	24	62,3	14,3	55,1	79,1	8,6	2,5	15,6
17-00	1,92	138,7	160,7	150,5	7,7	24,8	62	14,6	55,2	79,1	8,6	4,1	14,6
18-00	0,8	142	161,6	152,3	8	26,6	61,1	15,2	55,2	79	8,6	8	12,4
19-00	0,4	143,1	161,9	152,9	8,2	27,3	60,7	15,5	55,3	79	8,7	9,3	11,7
20-00	0	144,3	162,3	153,6	8,3	28	60,4	15,8	55,3	79	8,7	10,7	10,9

Аналіз даних табл. 2.11 показує, що при будь-якій потужності генерації СЕС струмове навантаження на всіх лініях РЕМ не перевищують допустимі значення.

В табл. 2.12 представлені втрати потужності при максимальних навантаженнях в залежності від потужності генерації СЕС.

Таблиця 2.12 – Втрати в РЕМ в залежності від генерації СЕС

Час, год	P_G , МВт	Втрати, МВА
06-00	0	1,92-j3,48
07-00	0,4	1,91-j3,46
08-00	0,8	1,91-j3,44
09-00	1,92	1,89-j3,39
10-00	2,4	1,89-j3,37
11-00	2,88	1,88-j3,36
12-00	3,2	1,88-j3,35
13-00	3,32	1,88-j3,35
14-00	3,2	1,88-j3,35
15-00	2,88	1,88-j3,36
16-00	2,4	1,89-j3,37
17-00	1,92	1,89-j3,39
18-00	0,8	1,91-j3,44
19-00	0,4	1,91-j3,46
20-00	0	1,92-j3,48

На рис. 2.10 приведено графік зміни втрат активної потужності в РЕМ при максимальних навантаженнях в залежності від потужності генерації СЕС.

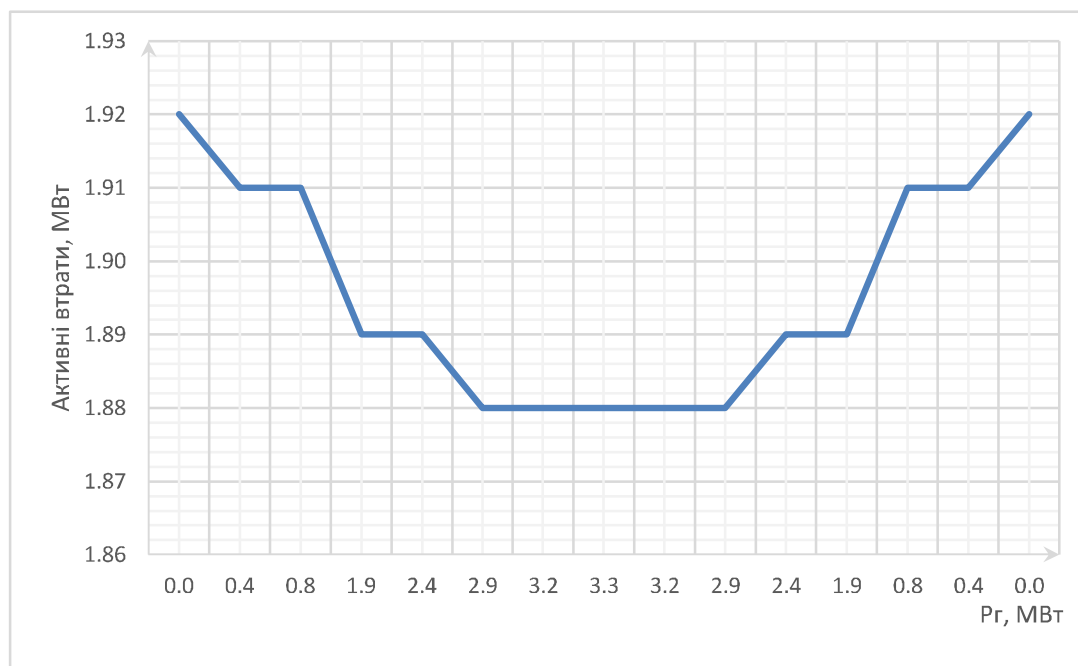


Рисунок 2.10 – Графік залежності втрат активної потужності від потужності генерації СЕС

Як бачимо з табл. 2.12 та рис. 2.10 мінімальні втрати активної потужності будуть при потужності генерації СЕС в діапазоні від 2,88 до 3,32 МВт та складуть 1,88 МВт. При відсутності генерації СЕС втрати потужності складають 1,92 МВт. Отже, зміни є незначними.

Висновки по розділу 2

1) Запропоновано три варіанти підключення СЕС. Згідно критерію мінімуму функції дисконтованих витрат обрано найкращий варіант, а саме перший. Для нього функція дисконтованих витрат склала 269895,97 тис.грн., для другого варіанту склала – 292316,22 тис.грн, а для третього – 292316,22 тис.грн.

2) Аналіз роботи мережі після включення СЕС в режимі максимальних навантажень показав, що всі робочі параметри знаходяться в допустимих межах. Втрати потужності в мережі, при напрузі на БП на рівні 114 кВ склали $1,87-j3,34$ МВА. Найменший рівень напруги спостерігається на ПС 5 та становить 110,11 кВ. Для забезпечення напруги на шинах НН на рівні 10,5 кВ найменше положення

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

РПН є на ПС 4 та 5 і складає -4 , а найбільше буде на ПС 1, 2 та 7 та складе -2 .
Струмове навантаження на всіх ПЛ не перевищує тривало допустиме значення.

3) Аналіз роботи мережі після включення СЕС в післяаварійному режимі, який виникає в результаті відключення ПЛ 0-6 показав, що всі робочі параметри знаходяться в допустимих межах. Втрати потужності в мережі, при напругі на БП на рівні 114 кВ склали 3,47–7,17 МВА. Найменший рівень напруги спостерігається на ПС 6 та становить 105,62 кВ. Для забезпечення напруги на шинах НН на рівні 10,5 кВ найменше положення РПН є на ПС 4, 5 та 6 і складає -6 , а найбільше буде на ПС 3 та складе -2 . Струмове навантаження на всіх ПЛ не перевищує тривало допустиме значення.

4) Аналіз роботи мережі при зміні потужності генерації СЕС у весняний період показав, що всі параметри мережі знаходяться в допустимих межах при будь-якому значенні генерації СЕС. При відсутності генерації СЕС втрати активної потужності склали 1,92 МВт. Мінімальні втрати потужності будуть при потужності генерації СЕС в діапазоні від 2,88 до 3,32 МВт та складуть 1,88 МВт.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В результаті виконання цієї роботи отримали наступні результати:

1) В першому розділі розраховано режимні параметри роботи існуючої мережі в режимі максимальних навантажень та в післяаварійному режимі. Наруга на БП прийнята рівною 114 кВ. Для режиму максимальних навантажень втрати потужності склали $1,88-j4,12$ МВА, а для післяаварійного режиму, який виникає після відключення ділянки 0-6 – $3,53-j7,98$ МВА. В обох режимах напруги на шинах ВН всіх ПС знаходяться в допустимих межах та дозволяють забезпечити бажані рівні напруги на шинах СН та НН. Також в обох режимах струм, що протікає ділянками не перевищує допустимі значення.

2) В другому розділі серед трьох варіантів приєднання СЕС потужністю 4 МВт обрано найкращий. Вибір здійснено за критерієм мінімуму функції дисконтованих витрат. Для обраного варіанту значення функції дисконтованих витрат склало 269895,97 тис.грн., для конкурентних варіантів склала – 292316,22 тис.грн та 292316,22 тис.грн. Розраховано режимні параметри роботи мережі після приєднання СЕС в режимі максимальних навантажень та в післяаварійному режимі. Наруга на БП також прийнята рівною 114 кВ. Для режиму максимальних навантажень втрати потужності склали $1,87-j3,34$ МВА, а для післяаварійного режиму, який виникає після відключення ділянки 0-6 – $3,47-j7,17$ МВА. В обох режимах напруги на шинах ВН всіх ПС знаходяться в допустимих межах та дозволяють забезпечити бажані рівні напруги на шинах СН та НН. Також в обох режимах струм, що протікає ділянками не перевищує допустимі значення.

3) Здійснено аналіз залежності параметрів роботи мережі від зміни потужності генерації СЕС у весняний період. Найменше значення втрат активної потужності буде при значенні генерації СЕС від 2,88 до 3,2 МВт, та складе 1,88 МВт.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Районні електричні мережі: Курсовий проєкт [Електронний ресурс]: навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікоріського; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О.С. Богомолова. – Електронні текстові дані (1 файл 12,54 МБ). – Київ: КПІ ім. Сікорського, 2022. – 118 с.

2. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненергвугілля України – Х.: Видавництво «Форт», 2017. -760 с.

3. Ернст В. В. Управління режимами розподільних електричних мереж із відновлювальними джерелами енергії : магістерська дис. : 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Ернст Василь Васильович. – Київ, 2018.

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ДОДАТОК А
Результат перевірки дипломного проєкту на плагіат

					ДП1107.141.007.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
13.06.2024 12:34:28 EEST

Дата звіту:
13.06.2024 13:09:42 EEST

ID перевірки:
1016356367

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Палій Михайло Вікторович

Кількість сторінок: 46 Кількість слів: 9875 Кількість символів: 54250 Розмір файлу: 1.44 MB ID файлу: 1016160563

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

16.7%
Схожість

Найбільша схожість: 7.85% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1016156319)

6.29% Джерела з Інтернету

402

Сторінка 48

16.2% Джерела з Бібліотеки

371

Сторінка 54

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

141

Підозріле форматування

21
сторінка