

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

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

“ ____ ” _____ 202_р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка»

на тему «Вплив відновлювальних джерел енергії на надійність роботи

електричної мережі»

Виконав:

Студент IV курсу, групи ЕС-72

Жученя Віталій Сергійович _____

Керівник:

Асистент

Богомолова Оксана Сергіївна _____

Консультант:

Доцент, к.т.н.

Кацадзе Теймураз Луарсабович _____

Рецензент:

Ст. викладач, к.т.н.

Труніна Г.О. _____

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

Студент _____

Київ – 2021 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж і систем

Освітній ступінь «Бакалавр»

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Освітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

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

« _____ » червня 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Жучені Віталію Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту «Вплив відновлювальних джерел енергії на надійність роботи електричних мереж», керівник проєкту Богомолова Оксана Сергіївна, асистент затверджені наказом по університету від «21 » травня 2021 р. № 1246-с.
2. Термін подання студентом проєкту – 10 червня 2021 р.
3. Вихідні дані до проєкту: Додаток до завдання на ДП РЕМ
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
 - 1) Вибір оптимальної конфігурації РЕМ;
 - 2) Вибрати кількість, типи і потужності трансформаторів на підстанціях;
 - 3) Визначити потокорозподіл потужностей в L-схемі мережі;
 - 4) Розрахувати параметри заступної Z-схеми електричної мережі;

- 5) Принципова та розрахункова схеми РЕМ, режими максимальних навантажень та післяаварійний;
- 6) Розрахувати режим мінімальних навантажень з врахуванням генерації СЕС в 6 пункті.

5. Перелік графічного матеріалу

- 1) Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.
- 2) Вплив СЕС на параметри електричної мережі
- 3) Показники надійності електричної мережі

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання «02» квітня 2021 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі	02.05-10.05	виконав
2	Розрахунок режимів роботи електричної мережі	10.05-15.05	виконав
3	Розрахунок режиму роботи електричної мережі з СЕС	15.05-25.05	виконав
3	Оформлення пояснювальної записки.	25.05-02.06	виконав
4	Підготовка креслень	02.06-06.06	виконав
5	Надання дипломного проекту на перевірку.	07.06.2021	виконав
6	Подання дипломного проекту до захисту.	10.06.2021	

Студент

(підпис)

В. С. Жученя

Керівник проекту

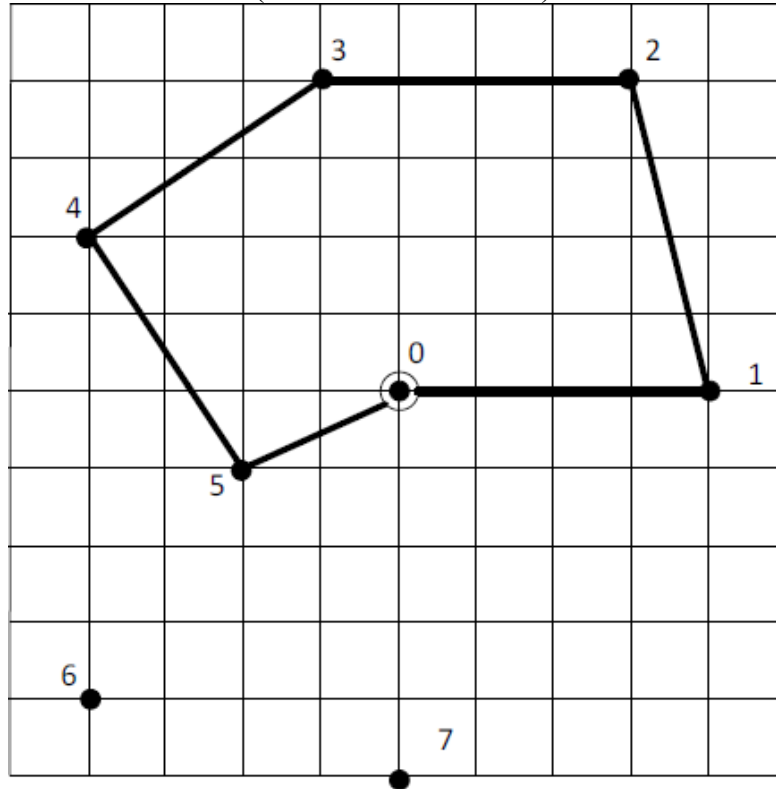
(підпис)

О. С. Богомолова

ДОДАТОК

До завдання на дипломний проект на здобуття ОКР «Бакалавр»
«Вплив відновлювальних джерел енергії на надійність роботи електричних мереж»

Ситуаційний план
 (масштаб 1 см: 10 км)



- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами L (км) – за ситуаційним планом.
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Тип опор ПЛ: ПБ-110-1, УБ-110-1.
- $\cos\varphi_{сн} = 0,93$; $\cos\varphi_{нн} = 0,95$; $T_{max} = 4800$ год/рік
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень: $\alpha = 70$ %.
- В режимі мінімальних навантажень передбачити наявність СЕС у вузлі №6.

Пункт т схеми	Потужність навантаження, МВт		Тип та потужність трансформаторів	Ділянка а	Марка проводу
	СН	НН			
1	10	15	2*ТДТН-25000/110	0-1	2*АС-240/32
2	8	21	2*ТДТН/25000/110	1-2	АС-240/32
3		17	2*ТДН-16000/110	2-3	АС-240/32
4	14	8	2*ТДТН-25000/110	3-4	АС-70/11
5		29	2*ТДН-25000/110	4-5	АС-120/19
6	10	20			
7		32			

Пояснювальна записка

до дипломного проєкту

на тему: «Вплив відновлювальних джерел енергії на надійність роботи
електричних мереж»

Київ – 2021 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проєкт	1	
2	A4	ДП7202.141.001 ПЗ	Пояснювальна записка	70	
3	A1	ДП7202.141.001 ТК	Вибір оптимальної конфігурації РЕМ	1	
4	A1	ДП7202.141.002 ТК	Вплив СЕС на параметри електричної мережі	1	
5	A1	ДП7202.141.003 ТК	Показники надійності електричної мережі	1	

					ДП7202.141.001 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>	Жученя В.С.				Вплив відновлювальних джерел енергії на надійність роботи електричних мереж	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевірів</i>	Богомолова О.С.						6	70
<i>Н. Контр.</i>	Кацадзе Т.Л.				КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕС-72			
<i>Затвердив</i>	Кирик В.В.							

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт: 70 сторінок, 15 рисунків, 31 таблиця, 5 джерел.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ,
ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ, ПАРАМЕТРИ РЕЖИМУ, СОНЯЧНА
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ.

В дипломний проєкт входить пояснювальна записка та графічна частина. Пояснювальну записку виконано на 70 сторінок формату А4, сюди входить 31 таблиця, 15 рисунків, та 5 бібліографічних посилань на джерела інформації.

Графічна частина містить 3 креслення формату А1.

Метою виконання даного проєкту є розвиток районної електричної мережі та оцінка впливу ВДЕ на її роботу.

В першому розділі дипломного проєкту були вибрані перерізи ЛЕП, тип та кількість трансформаторів на підстанціях, обраховано регульовальний діапазон трансформаторів та розраховано 3 режими роботи електричної мережі: режим максимальних навантажень, післяаварійний режим та режим мінімальних навантажень. В режимі мінімальних навантажень була врахована генерація СЕС, та обраховано 15 варіантів режиму з генерацією СЕС з 6:00 до 20:00 години. В другому розділі були розглянуті показники надійності електропостачання та розглянуто вплив ВДЕ на ці показники.

Публікації за темою дипломного проєкту:

Жученя В. Вплив відновлюваних джерел енергії на надійність роботи електричних мереж // Актуальні тенденції сучасних наукових досліджень. Матеріали 11-ї Міжнародної науково-практичної конференції. Видавництво МДРС. Мюнхен, Німеччина. 2021. Стор. 192-198. URL: <https://sci-conf.com.ua/xi-mezhdunarodnaya-nauchno-prakticheskaya-konferentsiya-actual-trends-of-modern-scientific-research-6-8-iyunya-2021-goda-myunhen-germaniya-arhiv/>.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

DISTRICT ELECTRIC NETWORK, RENEWABLE ENERGY SOURCES, NETWORK RELIABILITY INDICATORS, MODE PARAMETERS, SOLAR POWER PLANT.

The diploma project includes an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 70 A4 pages, it includes 31 tables, 15 figures, and 5 bibliographic references to sources of information.

The graphic part contains 3 drawings in A1 format.

The purpose of this project is the development of the district electricity network and assessment of the impact of RES on its operation.

In the first section of the diploma project were selected cross-sections of power lines, type and number of transformers at substations, calculated the control range of transformers and calculated 3 modes of operation of the electrical network: maximum load mode, post-emergency mode and minimum load mode. The SES generation was taken into account in the minimum load mode, and 15 variants of the SES generation mode from 6:00 to 20:00 were calculated. In the second section the indicators of reliability of power supply were considered and the influence of RES on these indicators was considered.

Publications on the topic of the diploma project:

Zhuchenya V. Influence of renewable energy sources on the reliability of electrical networks // Actual trends of modern scientific research. Proceedings of the 11th International scientific and practical conference. MDPC Publishing. Munich, Germany. 2021. Pp. 192-198. URL: <https://sci-conf.com.ua/xi-mezhdunarodnaya-nauchno-prakticheskaya-konferentsiya-actual-trends-of-modern-scientific-research-6-8-iyunya-2021-goda-myunhen-germaniya-arhiv/>.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	11
ВСТУП.....	12
1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА.....	13
1.1 Вибір типу, та потужності кількості трансформаторів на підстанціях електричної мережі.....	13
1.2 Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі).....	15
1.3 Вибір перерізів проводів на ділянках мережі. Перевірку прийнятих перерізів на відповідність технічним обмеженням першої та другої групи післяаварійних режимів.....	19
1.3.1 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів.....	20
1.4 Перевірка обраних перерізів проводів.....	22
1.5 Перевірка обраних перерізів проводів у післяаварійному режимі роботи...24	
Висновки до 1 розділу.....	27
2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	28
2.1 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі.....	28
2.1.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення силових електричної мережі...28	
2.1.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів.....	30
2.2 Визначення приведенного навантаження ПС.....	31
2.3 Розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі.....	35
2.3.1 Розрахунок основного поточкорозподілу.....	35
2.3.2 Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі.....	39
2.4 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	50
2.5 Розрахунок електричної мережі в режимі мінімальних навантажень з підключенням СЕС в пункті 6.....	54
Висновки по 2 розділу.....	56
3 ВПРОВАДЖЕННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ.....	57

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1 Показники якості надання послуг електропостачання споживачів.....	57
3.2 Показники якості електропостачання, які характеризують рівень надійності (безперервності) електропостачання.....	59
3.3 Значення показників надійності у світі, для України та по регіонам.....	64
Висновки до 3 розділу.....	67
ВИСНОВКИ.....	68
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	69
Додаток А .Результати перевірки пояснювальної записки на наявність плагіату.....	70

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ЛЕП-лінія електропередачі;

ПЛ-повітряна лінія;

ВН-вища напруга;

СН-середня напруга;

НН-нижча напруга;

БП-балансуючий пункт;

ВДЕ-відновлювані джерела енергії;

ТЕС-теплова електростанція;

СЕС-сонячна електростанція;

ВЕС-вітрова електростанція;

ОЕС-об'єднана енергетична система.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГОЮ 110 КВ

1.1 Вибір типу та кількості трансформаторів на підстанціях електричної мережі

Оскільки в кожному вузлі електричної мережі знаходяться споживачі першої та другою категорії, на кожній підстанції приймають до встановлення по два силові трансформатори. Задані навантаження пунктів 1, 2, 4, і 6 вказують на необхідність встановлення триобмоткових силових трансформаторів напругою 110/35/10 кВ, а в пунктах 3, 5, та 7 двообмоткових трансформаторів напругою 110/35 кВ.

Проведемо розрахунок повних потужностей навантажень понижуючих споживчих підстанцій електричної мережі. Для цього необхідно розрахувати реактивні потужності споживання. З цією метою визначимо значення величин φ_{CH} і φ_{HH} :

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos(\varphi_{CH})) = \arccos(0,93) = 21,5^\circ$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0,95) = 18,22^\circ$$

Для понижуючої споживчої підстанції в пункті 1, визначимо реактивну потужність споживання на сторонах СН і НН. При цьому слід враховувати, що реактивна потужність споживання носить індуктивний характер і тому має від'ємне значення:

$$Q_{CH} = -P_{CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -10 \cdot \operatorname{tg}(21,5^\circ) = -3,952 \text{ МВАр};$$

$$Q_{HH} = -P_{HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -15 \cdot \operatorname{tg}(18,22^\circ) = -4,93 \text{ МВАр}.$$

Сумарне навантаження в пункті 1 складе:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{CH1} + P_{HH1} + j \cdot (Q_{CH1} + Q_{HH1}) = 10 + 15 + j \cdot (-3,952 - 4,93) = 25 - j \cdot 8,88 \text{ МВА}$$

$$|\dot{S}_{\max 1}| = |25 - j \cdot 8,88| = 26,531 \text{ МВА}$$

Результати розрахунку навантаження решти підстанцій наведені в табл. 1.1.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Використовуючи величини отриманих повних потужностей вузлових підстанцій, визначимо номінальні потужності встановлених на них силових трансформаторів.

Таблиця 1.1 Результати розрахунку величин повних потужностей ПС

№ пункту	Активні потужності P, МВт		Реактивні потужності Q, МВАр		Повна потужність S, МВА	Модуль повної потужності S _{max} , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	10	15	-3,952	-4,93	28-j8,88	26,531
2	8	21	-3,162	-6,902	29-j10,064	30,697
3	0	7	0	-2,301	7-j2,301	7,368
4	14	8	-5,533	-2,629	22-j8,163	23,465
5	0	29	0	-9,532	29-j9,532	30,526
6	10	20	-3,952	-6,574	30-j10,526	31,793
7	0	32	0	-10,52	32-j10,518	33,684

Для підстанції, розташованої в пункті 1, значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатора:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot |\dot{S}_{\max 1}| = 0,7 \cdot 26,53 = 18,57 \text{ МВА}$$

В пункті 1 приймаємо до встановлення два триобмоткові трансформатори ТДТН-25000/110.

Аналогічно виконую вибір потужності силових трансформаторів решти підстанцій. Результати вибору подані в табл.1.2.

Таблиця 1.2. Результати вибору потужності силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Модуль повної потужності S _{max} , МВА	Розрахункова номінальна потужність S _т , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	26.531	18.572	3	2хТДТН-25000/110
2	30.697	21.488	3	2хТДТН-25000/110
3	7.368	5.158	2	2хТДН-16000/110
4	23.465	16.426	3	2хТДТН-25000/110
5	30.526	21.368	2	2хТДН-25000/110
6	31.793	22.255	3	2хТДТН-25000/110
7	33.684	23.579	2	2хТДН-25000/110

Каталожні дані обраних трансформаторів представлені у табл. 1.3.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

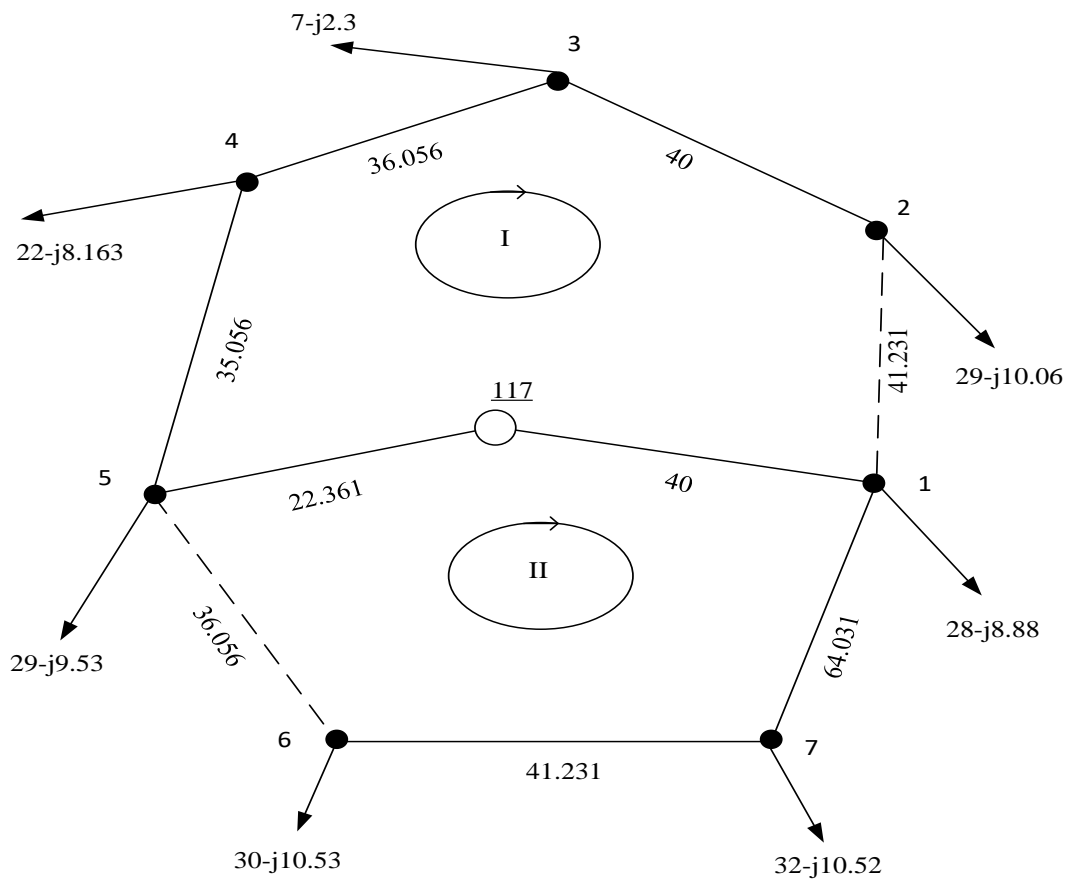


Рисунок 1.1 – Вибір контурів і перемичок у початковій замкнутій схемі електричної мережі

Розрахуємо поточкорозподіл потужностей в розімкненій мережі.

$$\dot{S}_{p2-3} = \dot{S}_{\max 2} = 29 - j \cdot 10,064 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{p3-4} = \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{p2-3} = (7 - j \cdot 2,301) + (29 - j \cdot 10,064) = 36 - j \cdot 12,365 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{p4-5} = \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{p3-4} = (22 - j \cdot 8,16) + (36 - j \cdot 12,37) = 58 - j \cdot 20,53 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{p0-5} = \dot{S}_{p4-5} + \dot{S}_{\max 5} = (58 - j \cdot 20,53) + (29 - j \cdot 9,53) = 87 - j \cdot 30,059 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{p6-7} = \dot{S}_{\max 6} = 30 - j \cdot 10,53 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{p1-7} = \dot{S}_{\max 7} + \dot{S}_{p6-7} = (32 - j \cdot 10,518) + (30 - j \cdot 10,53) = 62 - j \cdot 21,044 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{p0-1} = \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{p1-7} = (25 - j \cdot 8,883) + (62 - j \cdot 21,044) = 87 - j \cdot 29,926 \text{ MVA}$$

Для схеми мережі рис. 1.1. складемо систему контурних рівнянь для суміщеного поточкорозподілу в умовно розімкненій схемі мережі та зрівняльних потужностей:

$$\begin{cases} -\dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} + \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} + \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} + \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} = \\ = -\dot{S}_{\kappa 1} \cdot (L_{0-1} + L_{1-2} + L_{2-3} + L_{3-4} + L_{4-5} + L_{0-5}) + \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (L_{0-1} + L_{0-5}) \\ \dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-7} \cdot L_{1-7} + \dot{S}_{6-7} \cdot L_{6-7} - \dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} = \\ = -\dot{S}_{\kappa 2} \cdot (L_{0-5} + L_{0-1} + L_{5-6} + L_{6-7} + L_{1-7}) + \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (L_{0-1} + L_{0-5}) \end{cases}$$

Розв'язуючи дану систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{\kappa 1} = -25,83 + j \cdot 9 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\kappa 2} = -41,01 + j \cdot 14,08 \text{ МВА}$$

Знаходимо значення потоків потужностей за окремими ділянками схеми:

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{p_{2-3}} + \dot{S}_{\kappa 1} = (29 - 10,064i) + (-25,83 + j \cdot 9) = 3,17 - j \cdot 1,064 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_{\kappa 1} = -25,83 + j \cdot 9 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{p_{0-1}} - \dot{S}_{\kappa 1} + \dot{S}_{\kappa 2} = (87 - j \cdot 29,926) - (-25,83 + j \cdot 9) + (-41,01 + j \cdot 14,08) = 71,82 - j \cdot 24,846 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{5-6} = \dot{S}_{\kappa 2} = -41,01 + j \cdot 14,08 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{0-5} = \dot{S}_{p_{0-5}} + \dot{S}_{\kappa 1} - \dot{S}_{\kappa 2} = (87 - j \cdot 30,059) + (-25,83 + j \cdot 9) - (-41,01 + j \cdot 14,08) = 102,18 - j \cdot 35,139 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{6-7} = \dot{S}_{p_{6-7}} + \dot{S}_{\kappa 2} = (30 - j \cdot 10,526) + (-41,01 + j \cdot 14,08) = -11,01 + j \cdot 3,554 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{1-7} = \dot{S}_{p_{1-7}} + \dot{S}_{\kappa 2} = (62 - j \cdot 21,044) + (-41,01 + j \cdot 14,08) = 29,99 - j \cdot 6,964 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{p_{4-5}} + \dot{S}_{\kappa 1} = (58 - j \cdot 20,528) + (-25,83 + j \cdot 9) = 32,17 - j \cdot 11,528 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{p_{3-4}} + \dot{S}_{\kappa 1} = (36 - 12,365i) + (-25,83 + j \cdot 9) = 10,17 - j \cdot 3,365 \text{ МВА}$$

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у для L-схеми електричної мережі

- для 1-го контуру:

$$\begin{aligned} & -\dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} + \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} + \dot{S}_{05} \cdot L_{05} + \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} = \\ & = (71,824 - j \cdot 24,848) \cdot 40 + (-25,831 + j \cdot 9,001) \cdot 41,231 + (10,169 - j \cdot 3,364) \cdot 36,056 + \\ & + (102,176 - j \cdot 35,138) \cdot 22,361 + (3,169 - j \cdot 1,063) \cdot 40 = 0 \end{aligned}$$

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3 Вибір перерізів проводів на ділянках мережі

Проведемо розрахунок струмових навантажень для ділянок електричної мережі. Для ділянки 5-6 струмове навантаження складе:

$$I_{5-6} = \frac{\sqrt{P_{5-6}^2 + Q_{5-6}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{н5-6} \cdot n_{л}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{(-41.007)^2 + 14.08^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 227.566 \text{ A}$$

Оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-1 складе:

$$F_{opt5-6} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{5-6})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-5}}{k_{num.зм.110(1)} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (227.566)^2 \cdot 28,5 \cdot 3195.78816 \cdot 53 \cdot 10^{-5}}{450 \cdot 5 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 385.747 \text{ мм}^2$$

Результати розрахунків струмового навантаження і оптимальних перерізів проводів решти ділянок електричної мережі представимо в табл. 1.4.

Таблиця 1.4. Результати розрахунків струмового навантаження та оптимального перерізу проводів ділянок електричної мережі

Ділянка	Активна потужність P, МВт	Реактивна потужність Q, МВАр	Струмове навантаження I, А	Оптимальний перерізів проводу F _{опт} , мм ²
5-6	41.007	-14.08	227,566	385,747
6-7	11.007	-3.554	60,71	102,91
1-7	20.993	-6.964	116,087	196,779
0-1	71.824	-24.848	398,899	676,173
1-2	25.831	-9.001	143,574	243,373
2-3	3.169	-1.063	17,543	29,736
3-4	10.169	-3.364	56,217	95,293
4-5	32.169	-11.526	179,354	304,022
0-5	102.176	-35.138	567,112	961,31

Вибір перерізів ПЛ для ділянок 5-6, 6-7 та 1-7 здійснюємо за розрахунком техніко-економічного порівняння. Результати вибору перерізів ПЛ для всіх ділянок схеми електричної мережі представлені в табл. 1.5. У даній таблиці жирним шрифтом виділені варіанти спорудження ПЛ, економічна ефективність

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

яких за результатами проведеного техніко-економічного порівняння виявилася вищою.

Таблиця 1.5. Результати техніко-економічного порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ для ділянок схеми електричної мережі.

Ділянка	Виконання	Кпл, тис. грн	Ве, тис.грн/рік	Ввтр, тис.грн/рік	Впл, тис.грн/рік	Кпс, тис.грн	Впс, тис.грн/рік	Здс, тис.грн
5-6	АС-240	12619,43	151,433	1157,503	1308,936	-	-	25708,8
	2хАС-240	18027,76	216,333	559,776	776,109	900	21,6	26904,8
6-7	АС-70	12163,16	145,958	188,414	334,372	-	-	15506,8
	АС-120	11338,54	136,062	325,86	461,926	-	-	15957,8
1-7	АС-120	18889,22	226,671	1069,858	1296,529	-	-	31854,5
	АС-240	22410,94	268,931	534,929	803,86	-	-	30449,5

Проведемо перевірку обраних перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі. Перевірка проводиться за умовою допустимості відхилень напруги в пунктах схеми.

1.3.1 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів

Розрахуємо регулювальний діапазон для трансформаторів, встановлених на понижуючих підстанції пункту 1 та пункту 3.

Для триобмоткових трансформаторів пункту 1 визначаємо фіктивні значення напруги к.з. для обмоток ВН, СН та НН силових трансформаторів:

$$U_{квб(1)} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} \% + U_{к(в-н)} \% - U_{к(с-н)} \%) =$$

$$= 0,5 \cdot (10,5\% + 17\% - 6\%) = 10,75\%$$

$$U_{ксб(1)} \% = U_{к(в-с)} \% - U_{квб(1)} \% = 10,5 - 10,75 = -0,25\% = 0$$

$$U_{кнб(1)} \% = U_{к(в-н)} \% - U_{квб(1)} \% = 17 - 10,75 = 6,25\%$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів підстанції пункту 1:

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{\min 3} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{твз}}}{U_{\text{тнз}}} \cdot (1 - \omega_{\text{e}}) + \Delta U_{\text{мз}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 2,05 = 94,24 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 3} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{твз}}}{U_{\text{тнз}}} \cdot (1 + \omega_{\text{e}}) + \Delta U_{\text{мз}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 2,05 = 129,41 \text{ кВ}.$$

Регулювальні діапазони силових трансформаторів для решти підстанцій розраховують аналогічно. Результати розрахунків регулювальних діапазонів силових трансформаторів для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі представлені у табл. 1.6.

Таблиця 1.6. Результати розрахунку регулювальних діапазонів силових трансформаторів підстанцій для першої групи післяаварійних режимів електричної мережі

Номер пункту	S _н , МВА	ΔРкз, кВт	Обмотка (i)	U _{ті} , кВ	U _{кі} , %	Потік потужності і-тою обмоткою		ΔU _{ті} , кВ	U _{мін} , кВ	U _{мак} , кВ
						P _і , кВт	Q _і , кВАр			
1	25	140,00	ВН	115,00	10,75	25,00	-8,883	4,714	98,626	133,797
			СН	38,50	0,00	10,00	-3,952	0,129		
			НН	11,00	6,75	15,00	-4,93	1,724		
2	25	140,00	ВН	115,00	10,75	29,00	-10,064	5,35	99,951	135,22
			СН	38,50	0,00	8,00	-3,162	0,103		
			НН	11,00	6,75	21,00	-6,902	2,414		
3	16	100,00	ВН	115,00	10,75	7,00	-2,301	2,051	94,238	129,41
4	25	140,00	ВН	115,00	10,75	22,00	-8,163	4,32	97,426	132,598
			СН	38,50	0,00	14,00	-5,533	0,18		
			НН	11,00	6,75	8,00	-2,629	0,92		
5	25	140,00	ВН	115,00	10,75	29,00	-9,532	5,351	97,538	132,71
6	25	140,00	ВН	115,00	10,75	30,00	-10,526	5,591	100,77	135,25
			СН	38,50	0,00	10,00	-3,952	0,129		
			НН	11,00	6,75	20,00	-6,574	2,30		
7	25	140	ВН	115	10,75	32,00	-10,518	5,904	98,092	133,263

1.4 Перевірка обраних перерізів проводів

Розрахуємо значення активних і реактивних опорів усіх ПЛ електричної мережі. Для ПЛ 0-1 були прийняті проводи перерізом 240 мм², для яких значення r_0' складає 0,118 Ом/км. Таким чином, для ПЛ 0-1 наближені значення активного та реактивного опорів складуть:

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Результати розрахунків показують, що значення напруги, розрахованої за L-схемою електричної мережі для режиму максимальних навантажень, нижче за їхній гранично допустимий рівень $U_{\max \text{ роб}} = 126 \text{ кВ}$.

Результати перевірки перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи представлені у табл. 1.8.

Таблиця 1.8. Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб}}, \text{ кВ}$ (ДСТУ ІЕС 60038:2015)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min}, \text{ кВ}$	$U_{\max}, \text{ кВ}$		
1	98,626	133,797	126,00	113,787
2	99,951	135,122		111,335
3	94,238	129,41		111,624
4	97,426	132,598		114,46
5	97,538	132,709		110,364
6	100,077	135,249		111,09
7	98,092	133,263		110,766

Таким чином, для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі всі технічні обмеження повністю виконуються.

1.5 Перевірка обраних перерізів проводів у післяаварійному режимі роботи

Здійснено перевірку обраних перерізів ЛЕП електричної мережі на відповідність технічним умовам другої групи післяаварійних режимів роботи. Тут перевірці підлягають умови допустимого нагріву проводів, допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій і відповідності міжфазних робочих напруг їх тривало допустимим величинам за умовами роботи ізоляції електроустаткування.

Перевірку дотримання цих умов здійснено для найбільш важкого

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

післяварійного режиму роботи мережі, за який приймемо варіант роботи мережі за умови відключення найбільш завантаженої її ділянки. Аналіз результатів розрахунку L-схеми показує, що найбільш завантаженою є ділянка 0-5, яка несе струмове навантаження у 483 А. Проведемо розрахунок поточкорозподілу в мережі за умови відключення ділянки 0-5. До складу єдиного контуру в прийнятому післяварійному режимі роботи мережі входять ділянки 1-2, 2-3, 4-5, 5-6, 6-7, 1-7, 1-2. За перемичку для даного контуру приймемо ділянку 3-4. Позитивний напрям обходу контуру приймаємо за годинниковою стрілкою.

Розрахунок виконується аналогічно до пункту 1.2. результат розрахунку показано на рис. 1.3.

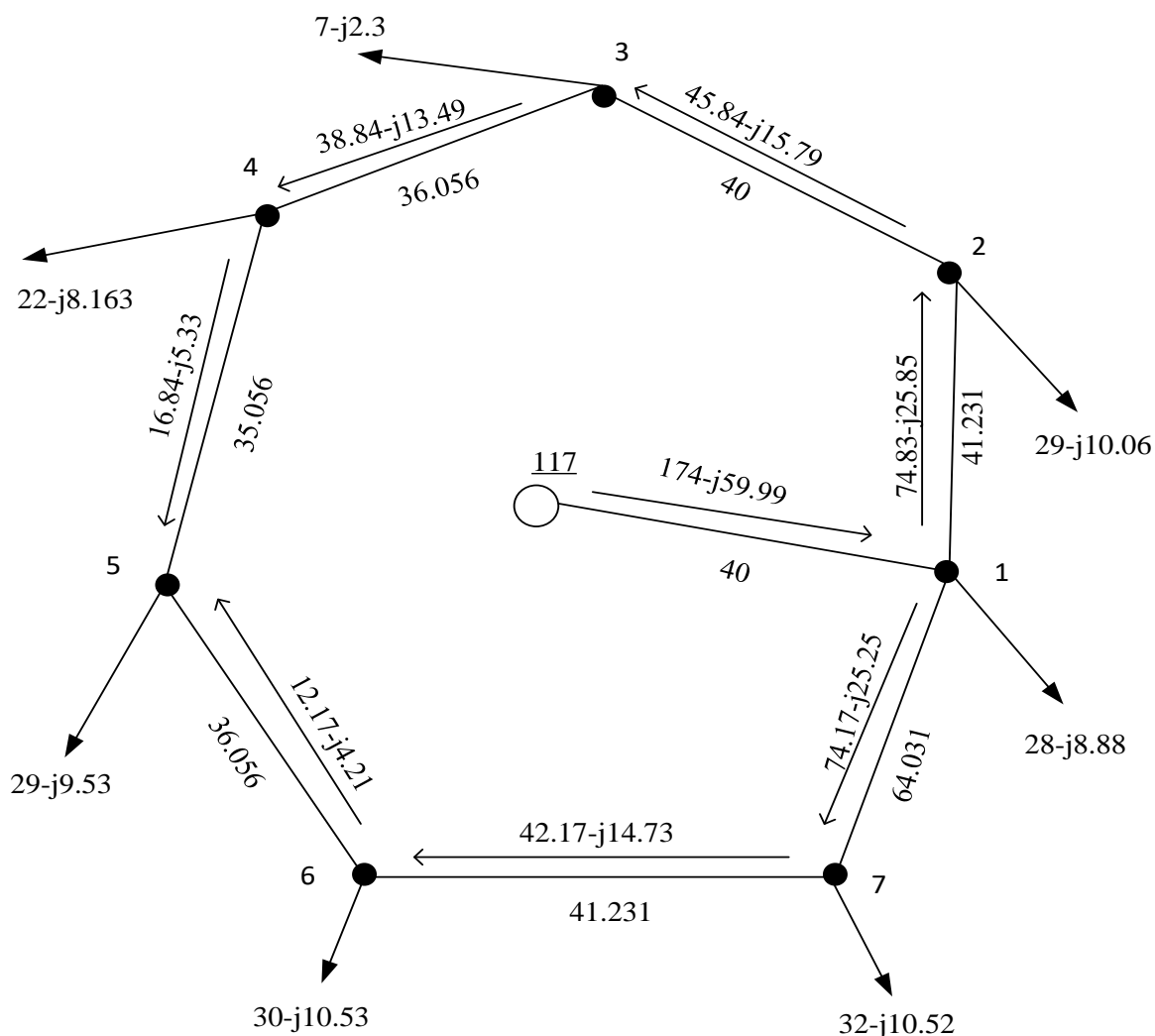


Рисунок 1.3 – Поточкорозподіл потужностей післяварійного режиму роботи

Проаналізувавши данні таблиці, можна зробити висновок, що рівні напруги знаходяться в допустимих межах, які забезпечуються регулюванням трансформаторів.

Висновки до розділу 1

В першому розділі виконано вибір типу, кількості та потужності трансформаторів в пунктах схеми з урахуванням категорій споживачів. Обрано тип та переріз проводів для деяких ділянок електричної мережі. Проведено перевірку обраних перерізів проводів на відповідність технічним умовам у двох групах післяаварійних режимах: відключення одного трансформатора на підстанції та відключення найбільш завантаженої ділянки.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

2.1.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення силових електричної мережі

Визначимо погонні параметри проводів перерізів 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Величина погонного активного опору для усіх перерізів, які в подальшому будемо застосовувати, дорівнює:

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68} = 0,419 \text{ Ом / км};$$

$$r_{0120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28,5}{118} = 0,242 \text{ Ом / км};$$

$$r_{0240} = \frac{\rho}{F_{240}} = \frac{28,5}{244} = 0,117 \text{ Ом / км}.$$

Значення погонного реактивного опору для усіх перерізів, які будемо застосовувати, становить:

$$x_{070} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$
$$= 0,443 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0120} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$
$$= 0,425 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0240} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$
$$= 0,403 \text{ Ом / км}.$$

Значення погонної ємнісної реактивної провідності для всіх перерізів, які будемо застосовувати становить:

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$b_{070} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ См / км};$$

$$b_{0120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См / км};$$

$$b_{0240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right)} = 2,84 \cdot 10^{-6} \text{ См / км}.$$

За відомими значеннями визначимо параметри ділянки 0-1:

$$r_{л0-1} = \frac{r_{0240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,117 \cdot 40}{2} = 2,336 \text{ Ом};$$

$$x_{л0-1} = \frac{x_{0240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,403 \cdot 40}{2} = 8,05 \text{ Ом}.$$

Значення ємнісної реактивної провідності для ділянки 0-2 становить:

$$b_{л0-1} = k_{0-1} \cdot n_{0-1} \cdot b_{0240} \cdot l_{0-1} = 1 \cdot 2 \cdot 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 227,5 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Значення комплексного опору ділянки:

$$\underline{Z}_{л0-1} = r_{л0-1} + j \cdot x_{л0-1} = 2,336 + j \cdot 8,05 \text{ Ом}.$$

Значення комплексної провідності:

$$\underline{Y}_{л0-1} = g_{л0-1} + j \cdot b_{л0-1} = j \cdot 227,5 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Параметри схем заміщення інших ділянок схеми розраховують аналогічно.

Результати розрахунку наведено у табл. 2.1

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{\bar{\sigma}T3} = \frac{r_{T3}}{n} = \frac{5,166}{2} = 2,583 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1:

$$x_{TB1} = \frac{10 \cdot U_{кв1} \% \cdot U_{ов1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{25000} = 56,87 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{кв1} \% \cdot U_{ов1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{кв1} \% \cdot U_{ов1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{25000} = 35,71 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток силового двохобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 3:

$$x_{T3} = \frac{10 \cdot U_{кв3} \% \cdot U_{ов3}^2}{S_{H3}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{16000} = 86,789 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 та 3:

$$x_{\bar{\sigma}в1} = \frac{x_{в1}}{n} = \frac{56,87}{2} = 28,43 \text{ Ом;}$$

$$x_{\bar{\sigma}с1} = \frac{x_{с1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{\bar{\sigma}н1} = \frac{x_{н1}}{n} = \frac{35,71}{2} = 17,85 \text{ Ом;}$$

$$x_{\bar{\sigma}3} = \frac{x_{T6}}{n} = \frac{86,789}{2} = 43,395 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо активну провідність силових трансформаторів пункту 1 та пункту 3:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^{-3}}{U_{ов1}^2} = \frac{31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,34 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$g_{T3} = \frac{\Delta P_{xx3} \cdot 10^{-3}}{U_{ов3}^2} = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 0,74 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 3:

$$b_{T1} = -\frac{I_{xx1}\% \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{ов1}^2} = -\frac{0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -13,23 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T3} = -\frac{I_{xx3}\% \cdot S_{H3} \cdot 10^{-5}}{U_{ов3}^2} = -\frac{1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -12,1 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Активну та реактивну провідність блоків силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 і 3 визначимо за виразом:

$$g_{\sigma T1} = n \cdot g_{T1} = 2 \cdot 2,34 \cdot 10^{-6} = 4,69 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{\sigma T1} = n \cdot b_{T1} = 2 \cdot (-13,23 \cdot 10^{-6}) = -26,47 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{\sigma T3} = n \cdot g_{T3} = 2 \cdot 1,74 \cdot 10^{-6} = 3,48 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{\sigma T3} = n \cdot b_{T3} = 2 \cdot (-12,1 \cdot 10^{-6}) = -24,2 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Повна провідність блоків силових трансформаторів встановлених на підстанціях пунктів 1 і 3 складе:

$$Y_{\sigma T1} = g_{\sigma T1} + j \cdot b_{\sigma T1} = (4,69 - j \cdot 26,47) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{\sigma T3} = g_{\sigma T3} + j \cdot b_{\sigma T3} = (3,48 - j \cdot 24,2) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Параметри опорів та провідностей блоків трансформаторів підстанцій схеми електричної мережі розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 2.2. та табл. 2.3.

Таблиця 2.2. – Результати розрахунків опору блоків силових трансформаторів

ПС	Опір блоку трансформаторів, Ом							
	Активний				Реактивний			
	$r_{\sigma B}$	$r_{\sigma C}$	$r_{\sigma H}$	$r_{\sigma T}$	$x_{\sigma B}$	$x_{\sigma C}$	$x_{\sigma H}$	$x_{\sigma T}$
1	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,854	-
2	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,854	-
3	-	-	-	2,583	-	-	-	43,395
4	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,854	-
5	-	-	-	1,481	-	-	-	27,773
6	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,854	-
7	-	-	-	1,481	-	-	-	27,773

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Таблиця 2.4. – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

Номер пункту	S_H МВА	Потік потужності і-тою обмоткою						Коефіцієнт завантаження обмоток β_i		
		P_i , МВА			Q_i , МВА					
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	25	25	10	15	-8,88	-3,95	-4,93	0,531	0,215	0,316
2	25	29	8	21	-10,064	-3,16	-6,9	0,614	0,172	0,442
3	16	7	-	-	-2,301	-	-	0,23	-	-
4	25	22	14	8	-8,163	-5,53	-2,62	0,469	0,301	0,168
5	25	29	-	-	9,532	-	-	0,611	-	-
6	25	30	10	20	-10,526	-3,95	6,57	0,636	0,215	0,421
7	25	32	-	-	-10,518	-	-	674	-	-

Розрахуємо значення приведених навантажень 1-го пункту:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{np1} &= \dot{S}_{зад1} + (\Delta P_{tz1} + j \cdot Q_{tz1}) \cdot 10^{-3} = \\ &= 25 - j \cdot 8,833 + (59,85 - j \cdot 1849,9) \cdot 10^{-3} = 25,06 - j10,732 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Значення зведених навантажень решти пунктів наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5. –Зведені навантаження пунктів мережі

Номер пункту	Задана потужність, S_{max} , МВА	Втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів		Зведена потужність пункту S_{np} , МВА
		ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВАр	
1	25-j8.883	59,85	-1850	25,06-j10.732
2	29-j10.064	84,276	-2686	29.084-j12.75
3	7-j2.301	10,604	-178,151	7.011-j2.479
4	22-j8.163	47,49	-1280	22.05-j9.44
5	29-j9.532	104,37	-1957	29.104-j11.489
6	30-j10.526	87,9	-2722	30.088-j13.297
7	32-j10.518	127,08	-2383	32.127-j12.9

Розраховуємо значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі.

Провідність БП та першого пункту:

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

$$Y_{БП} = 0,5 \cdot (Y_{л0-1} + Y_{л0-5}) = 0,5 \cdot (j \cdot 227,5 + j \cdot 127,2) \cdot 10^{-6} = j \cdot 177,3 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_1 = 0,5 \cdot (Y_{л1-2} + Y_{л1-7} + Y_{л0-1}) + Y_{бт1} = 0,5 \cdot (j \cdot 117,2 + j \cdot 182,1 + j \cdot 227,5) \cdot 10^{-6} + (4,688 - j \cdot 26,47) \cdot 10^{-6} = (4,688 + j \cdot 236,9) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Таблиця 2.6. – Розрахункові провідності пунктів

Пункт	Розрахункова провідність, См
0	$j177,3 \cdot 10^{-6}$
1	$(4,688 + j236,9) \cdot 10^{-6}$
2	$(4,688 + j89,03) \cdot 10^{-6}$
3	$(3,478 + j79,11) \cdot 10^{-6}$
4	$(4,688 + j68,46) \cdot 10^{-6}$
5	$(4,688 + j136,9) \cdot 10^{-6}$
6	$(4,688 + j77,9) \cdot 10^{-6}$
7	$(4,688 + j117,7) \cdot 10^{-6}$

2.3 Розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі

2.3.1 Розрахунок основного поточкорозподілу

На рис. 2.1 представлена розрахункова схема електричної мережі: наведені провідності пунктів, приведені навантаження та опори ділянок. Розрахунок основного поточкорозподілу проводимо методом контурних рівнянь. Контури приймаємо за годинниковою стрілкою. Обхід першого контуру: 0-5, 4-5, 3-4, 2-3, 1-2, 0-1, хорда - 3-4. Обхід другого контуру: 0-1, 1-7, 6-7, 5-6, 0-5, хорда- 6-7.

Визначимо основний поточкорозподіл в умовно розімкненій схемі:

$$\dot{S}_{np2-3} = \dot{S}_{np3} = 7,011 - j2.479 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{np1-2} &= \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np2-3} = (29.054 - j12.75) + (7.011 - j2.479) = \\ &= 36.095 - j15.229 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{np5-6} = \dot{S}_{np6} = 30.088 - j13.297 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{np4-5} = \dot{S}_{np5} = 22.047 - j9.442 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{np0-5} &= \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np5-6} + \dot{S}_{np4-5} = (29.104 - j11.489) + (30.088 - j13.297) + \\ &(22.047 - j9.442) = 81.24 - j34.228 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{np1-7} = \dot{S}_{np7} = 32.127 - j12.901 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{np0-1} &= \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{оч1-2} + \dot{S}_{оч1-7} = (25.06 - j10.732) + (36.095 - j15.229) + \\ &(32.127 - j12.901) = 93.282 - j38.862 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

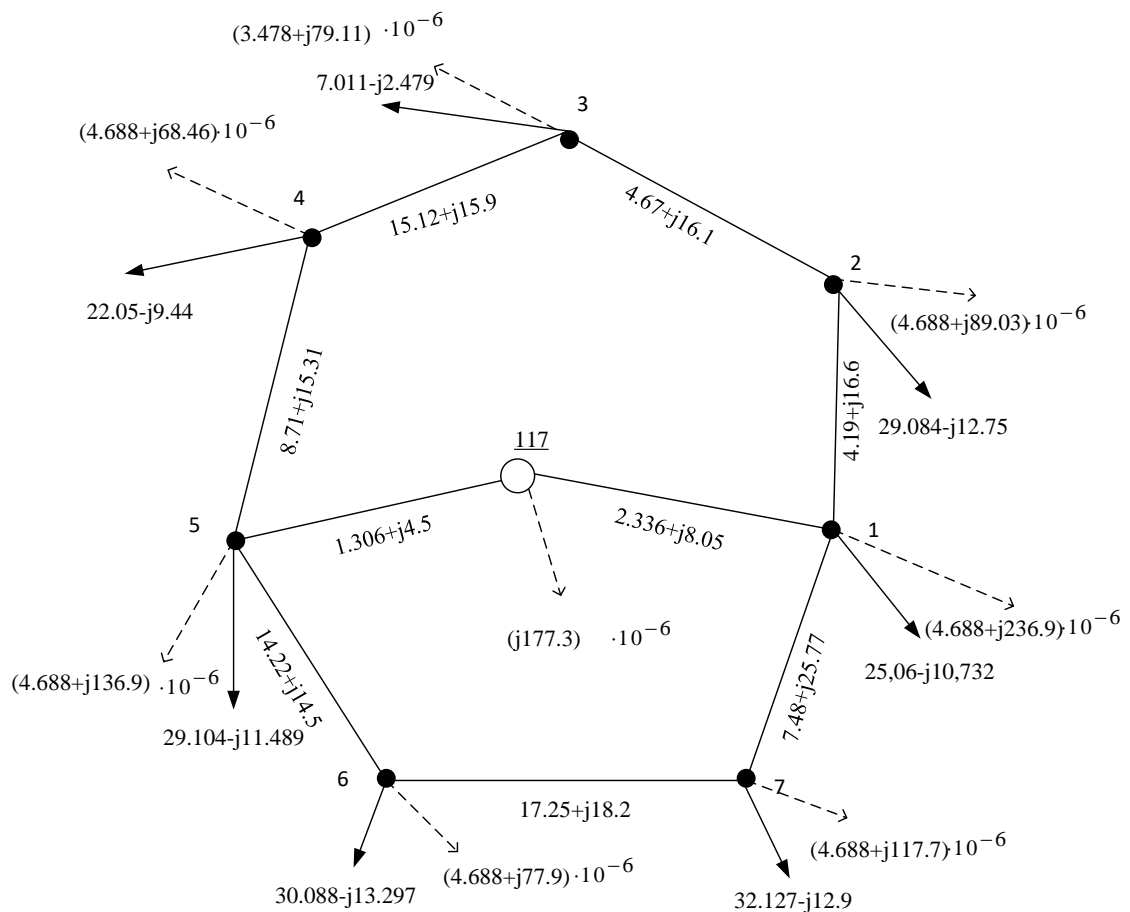


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема для режиму максимальних навантажень

Розрахуємо опори контурів:

Для першого контуру:

$$Z_I = Z_{л0-1} + Z_{л1-2} + Z_{л2-3} + Z_{л3-4} + Z_{л4-5} + Z_{л0-5} = (2,336 + j8.05) + (4.816 + j16.596) + (4.672 + j16.1) + (15.12 + j15.964) + (8.708 + j15.31) + (1.306 + j4.5) = 36.95 + j76.52 \text{ Ом}$$

Для другого контуру:

$$Z_{II} = Z_{л0-5} + Z_{л5-6} + Z_{л6-7} + Z_{л1-7} + Z_{л0-1} = (1.306 + j4.5) + (4,211 + j14.512) + (17.281 + j18.255) + (7.479 + j25.773) + (2,336 + j8.05) = 32.613 + j12.55 \text{ Ом}$$

Взаємний опір першого та другого контуру:

$$Z_{I-II} = Z_{л0-1} + Z_{л0-5} = (2,336 + j8.05) + (1.306 + j4.5) = 3,642 + j12.55 \text{ Ом}$$

Складемо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} -S_{np0-1} \cdot Z_{л0-1} - S_{np1-2} \cdot Z_{л1-2} - S_{np2-3} \cdot Z_{л2-3} + S_{np0-5} \cdot Z_{л0-5} + S_{np4-5} \cdot Z_{л4-5} = \\ = -S_{K1} \cdot Z_I + S_{K2} \cdot Z_{I-II} \\ -S_{np0-5} \cdot Z_{л0-5} - S_{np5-6} \cdot Z_{л5-6} + S_{np1-7} \cdot Z_{л1-7} + S_{np0-1} \cdot Z_{л0-1} = \\ = -S_{K2} \cdot Z_{II} + S_{K1} \cdot Z_{I-II} \end{cases}$$

$$\begin{cases} -(93,28 - j38,86) \cdot (2,336 + j8,05) - (36,095 - j15,229) \cdot (4,186 + j16,596) - \\ - (7,011 - j2,479) \cdot (4,672 + j16,1) + (81,23 - j34,228) \cdot (1,306 + j4,5) + \\ + (22,047 - j9,442) \cdot (8,708 - j15,31) = -S_{K1} \cdot (36,95 + j76,52) + S_{K2} \cdot (3,642 + j12,55) \\ - (81,23 - j34,228) \cdot (1,306 + j4,5) - (30,088 - j13,297) \cdot (4,211 + j14,512) + \\ + (32,127 - j12,901) \cdot (7,479 + j25,773) + (93,28 - j38,86) \cdot (2,336 + j8,05) = \\ = -S_{K2} \cdot (32,613 + j71,091) + S_{K1} \cdot (3,642 + j12,55) \end{cases}$$

Розв'язавши складену систему рівнянь, маємо наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{K1} = 8.258 - j0.82 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{K2} = -9.427 + j2.474 \text{ МВА}.$$

Визначимо основний поточкорозподіл за ділянками схеми наступним чином:

$$S_{осн0-1} = S_{np0-1} - S_{K1} + S_{K2} = (93.282 - j38.862) - (8.258 - j0.82) + (-0.947 + j2.474) = 75.624 - j35.564 \text{ МВА};$$

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

$$S_{осн1-2} = S_{пр0-1} - S_{K1} = (36,095 - j15.229) - (8.258 - j0.82) = 27.839 - j14.409 \text{ МВА};$$

$$S_{осн2-3} = S_{пр2-3} - S_{K1} = (7.011 - j2.479) - (8.258 - j0.82) = -1.245 + j1.659 \text{ МВА};$$

$$S_{осн3-4} = S_{K1} = 8.258 - j0.82 \text{ МВА};$$

$$S_{осн4-5} = S_{пр4-5} + S_{K1} = (22.047 - j9.442) + (8.258 - j0.82) = 30.303 - j10.262 \text{ МВА};$$

$$S_{осн0-5} = S_{пр0-5} + S_{K1} - S_{K2} = (81.24 - j34.228) + (8.258 - j0.82) - (-0.947 + j2.474) = 98.897 - j37.527 \text{ МВА};$$

$$S_{осн5-6} = S_{пр5-6} - S_{K2} = (30.088 - j13.297) - (-0.947 + j2.474) = 39.489 - j15.775 \text{ МВА};$$

$$S_{осн1-7} = S_{пр1-7} + S_{K2} = (32.127 - j12.901) + (-0.947 + j2.474) = 22.726 - j10.423 \text{ МВА};$$

$$S_{осн6-7} = S_{K2} = -0.947 + j2.474 \text{ МВА};$$

Виконаємо перевірку другого закону Кірхгофа для перевірки правильності розрахунку основного поточкорозподілу мережі.

Для першого контуру:

$$\begin{aligned} & -S_{осн0-1} \cdot Z_{Л0-1} - S_{осн1-2} \cdot Z_{Л1-2} - S_{осн2-3} \cdot Z_{Л2-3} + S_{осн0-5} \cdot Z_{Л0-5} + S_{осн4-5} \cdot Z_{Л4-5} + S_{осн3-4} \cdot Z_{Л3-4} = \\ & = -(75.624 - j35.564) \cdot (2.336 + j8.05) - (27.839 - j14.409) \cdot (4.816 + j16.596) - \\ & - (-1.245 + j1.659) \cdot (4.672 + j16.1) + (98.897 - j37.527) \cdot (1.306 + j4.5) + \\ & + (30.303 - j10.262) \cdot (8.708 - j15.31) + (8.256 - j0.82) \cdot (15.122 - j15.964) = 0 \end{aligned}$$

Для другого контуру:

$$\begin{aligned} & -S_{осн0-5} \cdot Z_{Л0-5} - S_{осн5-6} \cdot Z_{Л5-6} + S_{осн1-7} \cdot Z_{Л1-7} + S_{осн0-1} \cdot Z_{Л0-1} + S_{осн6-7} \cdot Z_{Л6-7} = \\ & = -(98.897 - j37.527) \cdot (1.306 + j4.5) - (39.489 - j15.775) \cdot (4.211 + j14.512) - \\ & - (22.726 - j10.423) \cdot (4.749 + j25.773) + (75.624 - j35.564) \cdot (2.366 + j8.05) + \\ & + (-9.401 + j2.478) \cdot (17.281 + j18.255) = 0 \end{aligned}$$

Перевірка другого закону Кірхгофа виконується, отже, основний поточкорозподіл потужностей для режиму максимального навантаження електричної мережі знайдено вірно. Результати розрахунку наведено на рис. 2.2.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

$$\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} = \frac{P_{осн0-1}^2 + Q_{осн0-1}^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1)^2)} \cdot (r_{л0-1} - j \cdot x_{л0-1}) =$$

$$= \frac{75,624^2 + (-35,564)^2}{0,5 \cdot (117^2 + 110^2)} \cdot (2.336 - j \cdot 8.05) = 1.288 - j4.44 \text{ МВА}$$

Для решти ділянок розрахунок проводимо аналогічно. Результати розрахунку наведено у табл. 2.7.

Таблиця 2.7. – Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на першій ітерації розрахунку

Ділянка	Втрати в опорах, МВА	Ділянка	Втрати в опорах, МВА
0-1	1.288-j4.44	5-6	0.629-j2.169
1-2	0.391-j1.348	6-7	0.151-j0.16
2-3	0.001-j0.005	1-7	0.434-j1.494
3-4	0.086-j0.091	4-5	0.737-j1.295
0-5	1.154-j3.976		

Розрахуємо втрати потужності в провідностях для 1-го пункту схеми:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (4.688 + j236.9) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0.057 + j2.867 \text{ МВА}$$

Для решти пунктів проводимо аналогічний розрахунок. Результати розрахунків наведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку втрат потужності в провідностях пунктів на першій ітерації розрахунку

№ пункту	Втрати в провідностях, МВА	Ділянка	Втрати в провідностях, МВА
1	0,057+j2.867	5	0.057+j1.656
2	0.057+j1.077	6	0.057+j0.943
3	0.042+j0.957	7	0.044+j1.114
4	0.057+j0.828		

Накладаємо поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний поточкорозподіл і отримуємо результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку:

$$\dot{S}_{рез1}^{(1)} = \dot{S}_{np1} + \Delta\dot{S}_{n1}^{(1)} = (25.06 - j10.732) + (1.13 - j0.771) = 26.172 - j11.504 \text{ МВА}$$

Для решти пунктів проводимо аналогічний розрахунок. Результати розрахунків наведені в табл. 2.12.

Таблиця 2.12 –Результуючі навантаження пунктів на першій ітерації розрахунку:

№ пункту	Додаткові навантаження, МВА	Ділянка	Додаткові навантаження, МВА
1	26.172-j11.504	5	30.422-j13.555
2	29.337-j12.349	6	30.536-j13.521
3	7.097-j1.57	7	32.464-j12.613
4	22.516-j9.307		

Результуючий потік потужності ділянкою 0-1 на першій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{рез0-1}^{(1)} &= \dot{S}_{осн0-1} + \Delta\dot{S}_{\partial0-1}^{(1)} = (75.597 - j35.567) + (1.8 - j0.041) = \\ &= 77.397 - j35.609 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Решта потоків визначається аналогічно. Результат розрахунку представлений у табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Результуючі потоки потужностей на ділянках мережі

Ділянка	Потік потужності, МВА	Ділянка	Потік потужності, МВА
0-1	77.397-j35.609	5-6	40.022-j15.723
1-2	28.247-j13.659	6-7	-9.486-j2.203
2-3	-1.09-j1.346	1-7	22.978-j10.41
3-4	8.187-j0.224	0-5	101.146-j38.81
4-5	30.702-j9.531		

Наступні ітерації виконуються аналогічно. Ітераційний розрахунок зійшовся з заданою точністю на 5 ітерації. Результати розрахунку 5 ітерації наведені в табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Результати ітераційного розрахунку параметрів режиму максимальних навантажень

Параметр	Ділянка (пункт)	Значення	Ділянка (пункт)	Значення
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z i-j}$, МВА	0-1	1.327-j4.572	4-5	0.739-j1.299
	1-2	0.399-j1.374	5-6	0.635-j2.178
	2-3	0.001-j0.004	6-7	0.139-j0.14
	3-4	0.087-j0.092	1-7	0.398-j1.373
	0-5	1.184-j4.081		
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y s}$, МВА	1	0.058-j2.913	5	0.059-j1.726
	2	0.054-j1.029	6	0.055-j0.921
	3	0.04-j0.912	7	0.054-j1.344
	4	0.055-j0.807		
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{n s}$, МВА	1	1.12-j0.747	5	1.388-j2.047
	2	0.254-j0.341	6	0.442-j0.246
	3	0.084-j0.864	7	0.322-j0.584
	4	0.468-j0.111		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{\partial i}$, МВА	0-1	1.812-j0.064	4-5	0.404+j0.69
	1-2	0.403-j0.63	5-6	0.475+j0.16
	2-3	0.149-j0.29	6-7	-0.033-j0.4
	3-4	-0.064+j0.57	1-7	0.29+j0.18
	0-5	2.217-j1.213		
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}$, МВА	1	26.18-j11.4	5	30.39-j13.55
	2	29.34-j12.41	6	30.53-j13.54
	3	7.09-j1.62	7	23.39-j12.32
	4	22.52-j9.33		
Результуючий потік потужності за ділянками, $\dot{S}_{рез i-j}$, МВА	0-1	77.38-j35.5	4-5	30.71-j9.58
	1-2	28.24-j13.78	5-6	39.96-j15.62
	2-3	-1.1-j1.37	6-7	-9.43+j2.07
	3-4	8.19-j0.25	1-7	22.95-j10.24
	0-5	101.1-j38.78		
Рівень напруги в пунктах, U_s	1	110.869	5	112.305
	2	107.53	6	108.731
	3	107.373	7	106.868
	4	108.556		

2.4 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Проаналізувавши значення струмів віток в режимі максимальних навантажень сожемо зробити висновок, що для обрахунку післяаварійного режиму необхідно вимкнути вітку 0-5, так як вона проводить найвище значення струму. Так як лінія дволанцюгова, вимикаємо один ланцюг вітки 0-5.

Активний та реактивний опір вітки 0-5:

$$r_{л0-1} = \frac{r_{0240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,117 \cdot 22,361}{1} = 2,612 \text{ Ом};$$

$$x_{л0-1} = \frac{x_{0240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,403 \cdot 22,361}{1} = 9 \text{ Ом}.$$

Значення ємнісної реактивної провідності для ділянки 0-5 становить:

$$b_{л0-1} = k_{0-1} \cdot n_{0-1} \cdot b_{0240} \cdot l_{0-1} = 1 \cdot 1 \cdot 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 22,361 = 63,5 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Значення комплексного опору ділянки:

$$\underline{Z}_{л0-1} = r_{л0-1} + j \cdot x_{л0-1} = 2,639 + j \cdot 9 \text{ Ом}$$

Значення комплексної провідності:

$$\underline{Y}_{л0-1} = g_{л0-1} + j \cdot b_{л0-1} = j \cdot 63,5 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахунок проводимо аналогічно розрахунку режиму максимальних навантажень. Результати розрахунку наведені в табл 2.16

Таблиця 2.16 – Результати розрахунку режиму роботи електричної мережі в післяаварійному режимі

Параметр	1 ітерація		5 ітерація	
	Ділянка (пункт)	Значення	Ділянка (пункт)	Значення
1	2	3	4	5
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z i-j}$, МВА	0-1	1.952-j5.486	0-1	1.681-j5.792
	1-2	0.509-j1.754	1-2	0.531-j1.829
	2-3	0.006-j0.23	2-3	0.006-j0.024
	4-5	0.543-j0.955	3-4	0.019-j0.02
	0-5	0.911-j6.585	0-5	2033-j7.005

					ДП7202.141.001 ПЗ			Арк.
								50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Продовження табл. 2.16

1	2	3	4	5
	3-4	0.018-j0.019	4-5	0.56-j0.984
	5-6	0.491-j1.692	5-6	0.513-j1.766
	6-7	0.033-j0.034	6-7	0.033-j0.035
	1-7	0.568-j1.958	1-7	0.585-j2.016
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y s}$, МВА	1	0.057+j2.867	1	0.057+j2.887
	2	0.057+j1.077	2	0.053+j1.012
	3	0.042+j0.957	3	0.039+j0.891
	4	0.057+j0.828	4	0.053+j0.777
	5	0.057+j1.272	5	0.057-j1.268
	6	0.057+j0.943	6	0.053-j0.885
	7	0.054+j1.344	7	0.052-j1.314
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_n s$, МВА	1	1.391-j1.372	1	1.465-j1.932
	2	0.315+j0.198	2	0.322+j0.086
	3	0.055+j0.936	3	0.052+j0.869
	4	0.338+j0.341	4	0.343+j0.275
	5	1.529+j3.344	5	1.609-j3.61
	6	0.318+j0.08	6	0.326-j0.016
	7	0.354+j0.348	7	0.361+j0.288
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_o i$, МВА	0-1	2.226-j1.102	0-1	2.168-j1.51
	1-2	0.49+j0.57	1-2	0.489+j0.43
	2-3	0.175+j0.381	2-3	0.167+j0.343
	3-4	-0.12+j0.555	3-4	-0.115+j0.53
	0-5	2.075-j2.081	0-5	2.168-j2.528
	4-5	0.217+j0.896	4-5	0.228+j0.801
	5-6	0.328+j0.367	5-6	0.331+j0.281
	6-7	-0.01-j0.288	6-7	0.01-j0.297
	1-7	0.345+j0.06	1-7	0.356-j0.01
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}$, МВА	1	26.45-j12.45	1	26.52-j12.66
	2	29.4-j12.56	2	29.41-j12.66
	3	7.06-j1.54	3	7.06-j1.61
	4	22.39-j9.1	4	22.39-j9.17
	5	30.58-j14.83	5	30.66-j15.1
	6	30.41-j13.22	6	30.41-j13.31
	7	32.42-j12.55	7	32.43-j12.61
Результуючий потік потужності за ділянками, $\dot{S}_{рез i-j}$, МВА	0-1	87.07-j38.94	0-1	87.14-j39.34

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

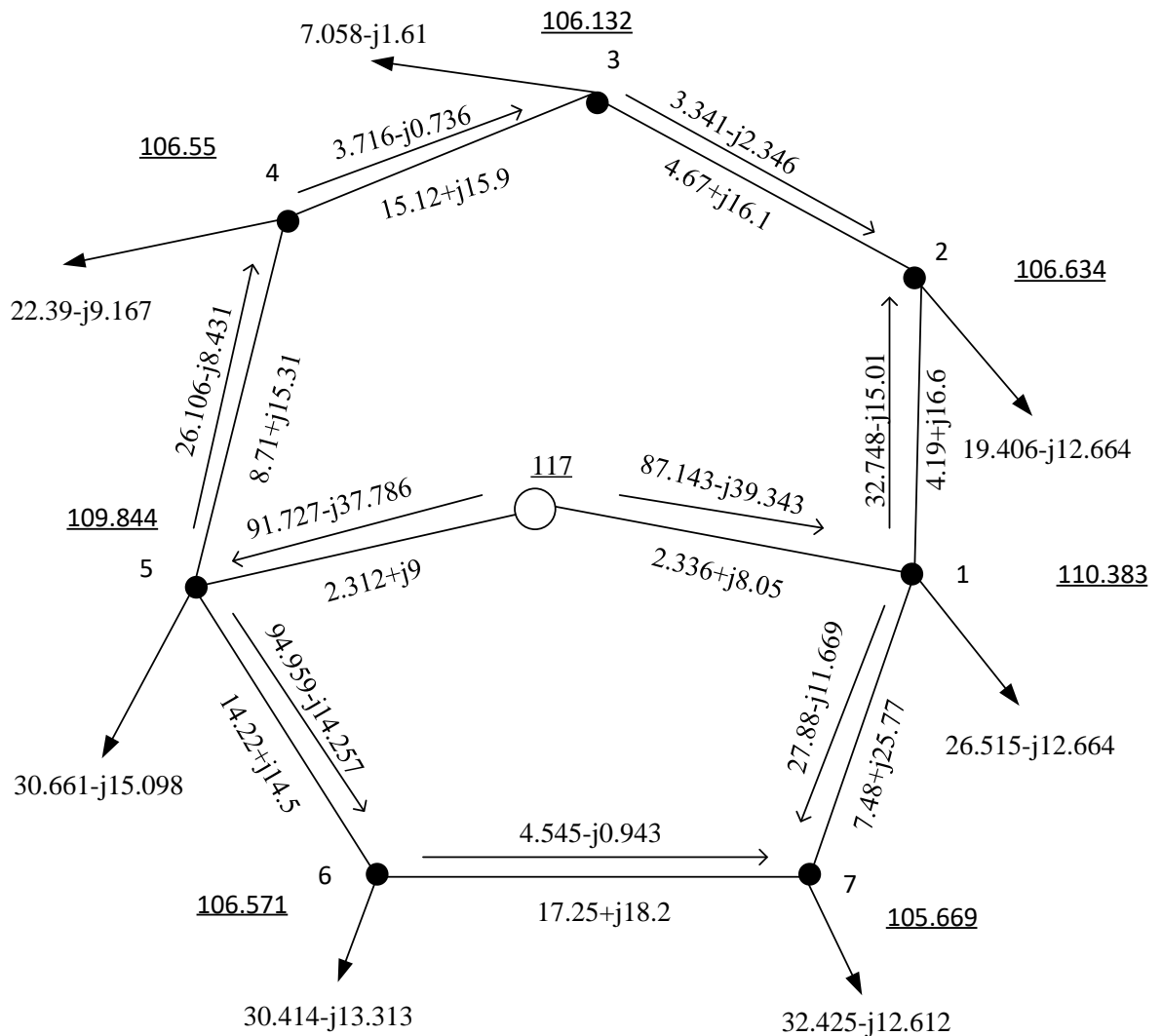


Рисунок 2.5 – Параметри післяварійного режиму електричної мережі на п'ятій ітерації розрахунку

Таблиця 2.17 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

Ділянка	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	1-7	0-5
Струмове навантаження, А	346.3	191.6	22.16	20.57	146.4	201.4	25.3	161.5	509.34
Тривало допустимий струм $I_{дон}$, А	610	610	610	265	390	610	265	610	610

Струмове навантаження всіх ділянок електричної мережі в післяварійному режимі роботи не перевищують значення тривало допустимих

струмів для відповідних перерізів проводів, що свідчить про вірний вибір перерізів проводів ПЛІ схеми районної електричної мережі.

2.5 Розрахунок електричної мережі в режимі мінімальних навантажень з підключенням СЕС в пункті 6

Розрахунок режиму мінімальних навантажень було проведено з врахуванням підключення СЕС в 6 пункті. Було обраховано 15 режимів мінімальних навантажень для добового графіку генерації СЕС та навантаження електричної мережі. Генерація СЕС була врахована з 6:00 до 20:00 години. Графік генерації СЕС наведено на рис. 2.6.

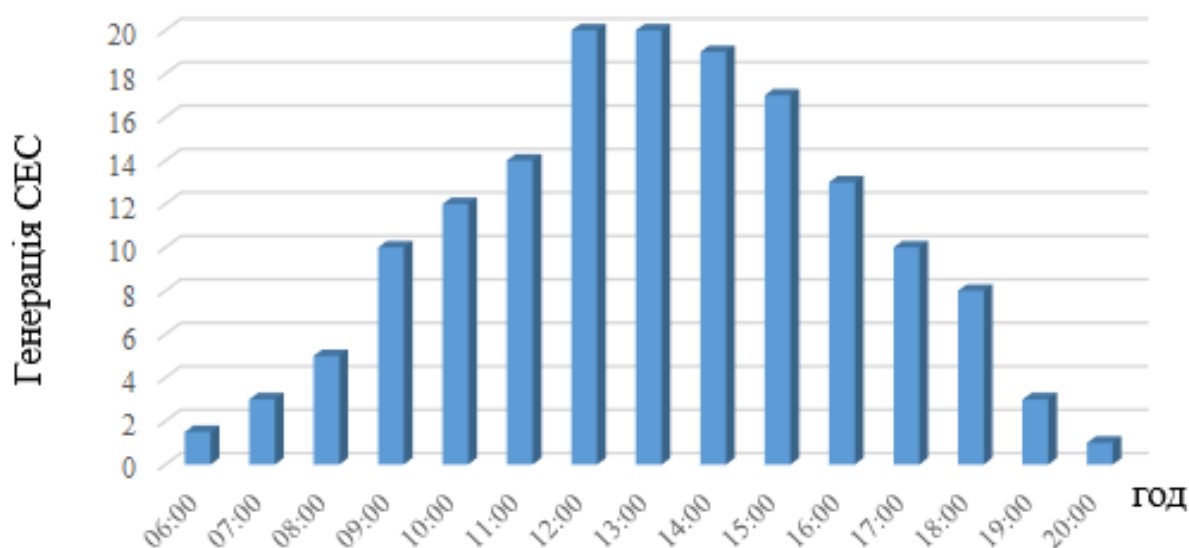


Рисунок 2.6 – Графік генерації СЕС в період часу з 6:00 до 20:00.

Зміни напруг пунктів електричної мережі наведено на рис 2.7. Аналіз отриманих значень, свідчить в цілому про збільшення рівня напруги загалом по мережі після генерації СЕС.

Зміни втрат потужності електричної мережі наведені на рис. 2.8. З отриманого графіку залежності встановлено, що найменші втрати в мережі спостерігаються при найбільшій генерації СЕС, адже в такому випадку втрати в трансформаторах зменшуються.

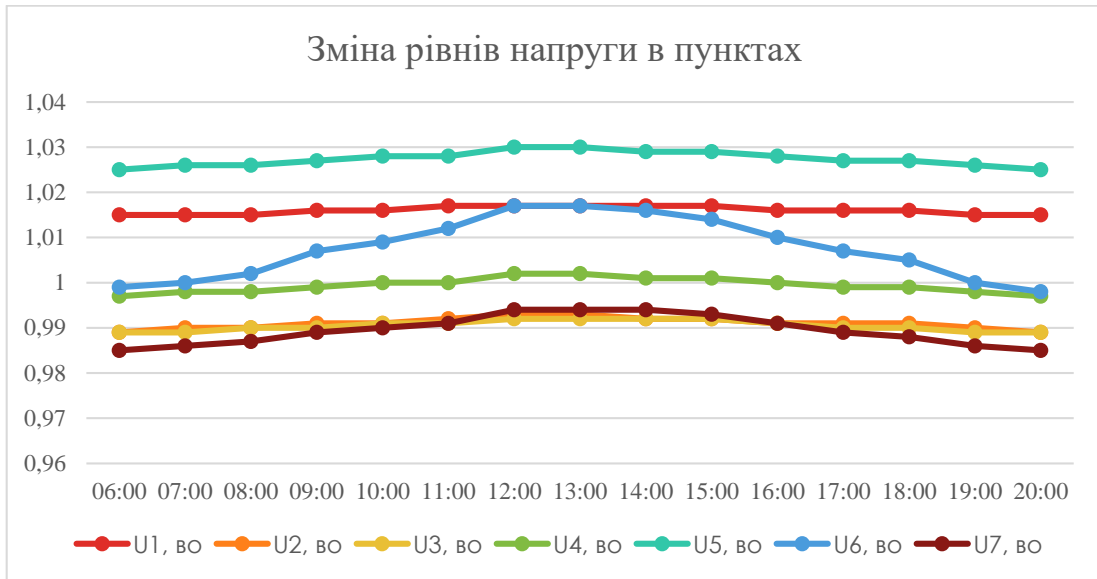


Рисунок 2.7– Графік зміни напруг в пунктах електричної мережі з врахуванням генерації СЕС в пункті 6

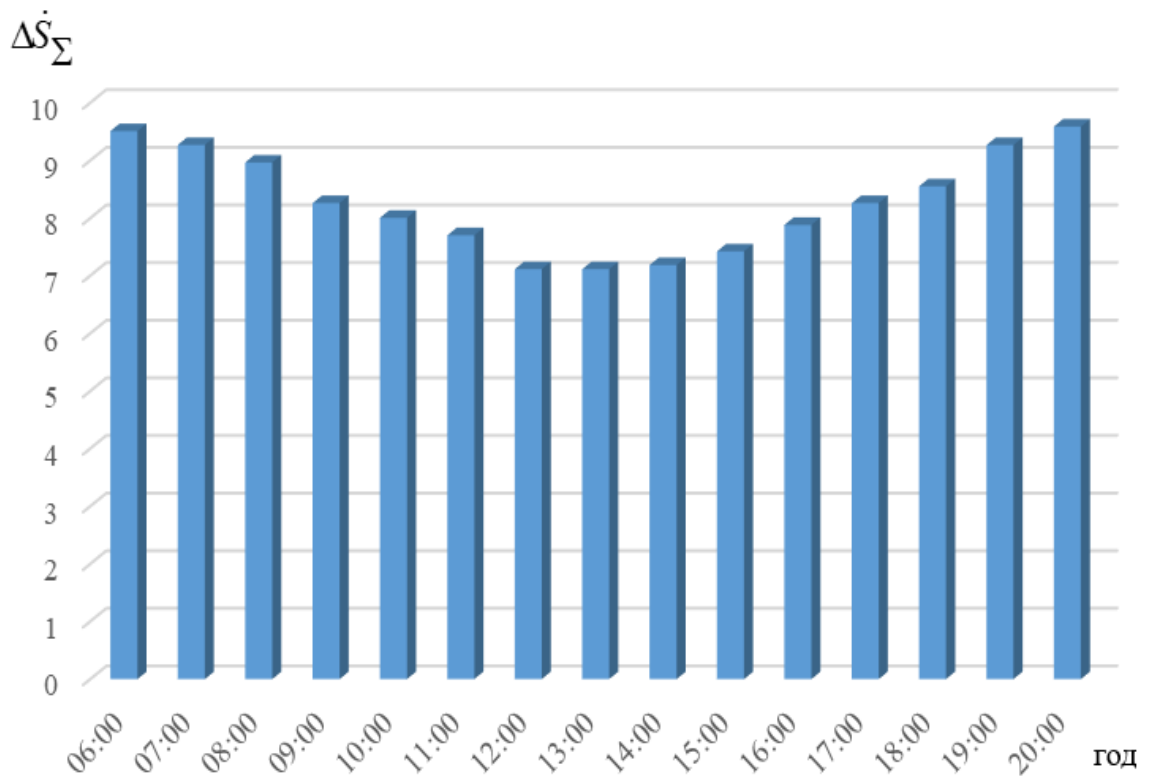


Рисунок 2.8 – Графік зміни втрат потужності електричної мережі з врахуванням генерації СЕС в пункті 6

Висновки по 2 розділу

В 2 розділі дипломного проекту було розраховано режим максимальних навантажень, післяаварійний режим та режим мінімальних навантажень зі встановленням СЕС в 6 пункті. Розрахунок післяаварійного режиму підтверджує правильність вибору перерізів проводів, так як струми не перевищують гранично допустимі. Режим мінімальних навантажень розраховано для денного графіку генерації СЕС. Генерація проводиться з 6:00 до 20:00 години. Обрахувавши режими роботи для кожної години генерації можна зробити висновок, що зі збільшенням генерації в СЕС зменшуються втрати потужності в мережі та підвищуються рівні напруги.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

3 ВПРОВАДЖЕННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні закріплено на державному рівні у Національному плані дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року та Енергетичній стратегії України на період до 2030 року. Згідно даних документів на період до 2020 р. частка ВДЕ в загальній структурі енергоспоживання країни повинна скласти 11 %, (по факту станом на 31.05.2021 – 12,8% від загальної встановленої потужності об'єднаної енергосистеми України), а на період до 2035 р. – 35 % .

За результатами досліджень, проведених Міжнародним агентством з відновлюваних джерел енергії (IRENA) у січні 2017 року [5], Україна володіє найбільшим серед країн Південно-Східної Європи технічним потенціалом з впровадження відновлюваних джерел енергії. За оцінками експертів, загальний річний потенціал ВДЕ складає більше 1 млн. ГВт·год (без урахування великих гідроелектростанцій). На відновлювані джерела енергії, такі як вітер та сонячна радіація, припадає понад 90% цього потенціалу. Значний діапазон стохастичної генерації активної потужності від сонячної (СЕС) та вітрової (ВЕС) електростанцій, негативно впливає на роботу інших електростанцій енергосистеми та споживачів. Для того, щоб завчасно реагувати на ці зміни, електроенергетична система повинна розвиватись з урахуванням зростання частки відновлюваних джерел енергії в енергобалансі країни. Тому інтегрування значної потужності вітрових та сонячних електростанцій до складу електроенергетичної системи потребує урахування впливу імовірнісного характеру генерації на збалансованість роботи електроенергетичної системи.

3.1 Показники якості надання послуг електропостачання споживачів

З метою підвищення електропередавальною організацією надійності та якості надання послуг з постачання електричної енергії Національною комісією

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

регулювання електроенергетики України (НКРЕ) Постановою від 17.02.2011 р. № 232 затверджено форми звітності № 17-НКРЕ «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 18-НКРЕ «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг», а також інструкції щодо їх заповнення [4]. В інструкції щодо заповнення форми звітності № 17-НКРЕ відповідні терміни вживаються в такому значенні:

-перерва в електропостачанні – припинення постачання електричної енергії споживачам без їх відключення від мережі ;

-початок перерви в електропостачанні – час проходження сигналу про перерву в електропостачанні до споживачів або засобів телемеханіки;

-кінець перерви в електропостачанні – час відновлення електропостачання споживачам, які були відключені внаслідок перерви в електропостачанні;

-коротка перерва в електропостачанні– перерва в електропостачанні споживачів, період якої складає час спрацювання вводу резервного живлення;

-довга перерва в електропостачанні– перерва в електропостачанні споживачів, яка триває більше 3 хвилин;

-запланована перерва – відключення частини мережі, здійснене з метою проведення планового ремонту, або обслуговування самої мережі;

-запланована перерва без попередження споживачів – тимчасове припинення електропостачання споживачів, здійснене з метою ремонту або обслуговування електричних мереж, про яке попередньо не було повідомлено споживачів;

-запланована перерва з попередженням споживачів – тимчасове припинення електропостачання споживачів, здійснене з метою ремонту або обслуговування електричних мереж, про яке було повідомлено споживачів не пізніше, ніж за добу до відключення. При наявності документального підтвердження про повідомлення споживачів про перерву в електропостачанні перерва вважається запланованою з попередженням

-незапланована (аварійна) перерва – припинення електропостачання споживачів, в зв'язку зі знеструмленням мережі внаслідок вини інших

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ліцензіантів або споживачів, непередбачуваних обставин, з вини інших осіб, виникнення порушень в електричних мережах ліцензіанта;

-перерва з вини інших ліцензіатів або споживачів –

перерва в електропостачанні, яка виникла в мережах ДП «НЕК «Укренерго», суміжних ліцензіатів або з вини споживачів. Вина ліцензіатів або споживачів має бути документально підтверджена;

-перерва з вини інших осіб – тимчасове припинення електропостачання споживачів, в якому немає вини ліцензіанта чи споживачів. Зазначена перерва має бути документально підтвердженою;

-перерва з причини технологічних порушень у мережах компанії – усі перерви, спричинені відмовою в роботі електротехнічного обладнання компанії, та всі перерви, причини виникнення яких залишилися невиявленими;

-перерва внаслідок форс-мажорних обставин – перерва внаслідок виникнення надзвичайної і непереборної за наявних умов сили, дію якої неможливо попередити застосуванням високопрофесійної практики персоналу та яка може бути викликана винятковими погодними умовами і стихійним лихом (ураган, буря, повінь, нагромадження снігу, ожеледь, землетрус, пожежа, просідання і зсув ґрунту) та іншими непередбаченими ситуаціями.

3.2 Показники якості електропостачання, які характеризують рівень надійності (безперервності) електропостачання

Для оцінювання показників надійності електропостачання необхідно проаналізувати наступні показники [3]:

1. Показник середньої тривалості відмов (System Average Interruption Duration Index (SAIDI)) -відношення сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання за звітний період, до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії:

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i}{n},$$

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв.; n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.; k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду; i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i=1,2,3,\dots,k$; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

2. Показник середньої частоти відмов (System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)) - відношення сумарної кількості відключених точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду, до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n},$$

3. Показник частоти короткочасних відмов (Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI)) - відношення сумарної кількості відключених точок комерційного обліку електричної енергії протягом звітного періоду до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії:

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n},$$

де n_j – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті j -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.; r – кількість коротких перерв у електропостачанні протягом звітного періоду; j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j = 1,2,3,\dots,r$; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

4. Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) - сума добутків кількості точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$LOLEE = \frac{\sum_{i=1}^N T_i^{HB}}{N},$$

де T_i^{HB} – тривалість втрати навантаження на i -ту годину, год; N – кількість спостережень (в даному випадку років).

- частота втрати навантаження (*loss of load frequency, LOLF*):

$$LOLEF = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N},$$

де f_i – частота втрати навантаження на i -ту годину.

– імовірність втрати навантаження (*loss of load probability, LOLP*):

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N P_{ik}(\Delta P_{ik}),$$

де $Q_i = \frac{1}{T}$ – імовірність ступені графіка навантаження; P_{ik} – імовірність стану генерувальних потужностей пов'язаних з відмовою агрегатів; $\Delta P_{ik} = P_{Гik} - P_{Нik} < 0$ – дефіцит потужності в розподільних електричних мережах для k -го випадкового стану генерувальних потужностей.

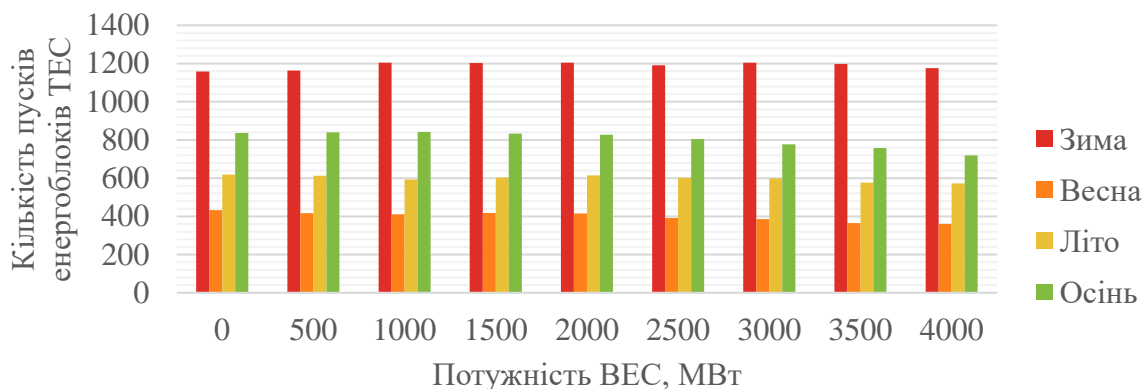
При дослідженні впливу ВДЕ на показники надійності роботи енергосистеми було виявлено, що виникнення випадків небалансу активної енергії не пов'язане з характерними періодами роботи енергосистеми [2].

В табл. 3.1 наведено величини потужностей ВЕС та СЕС, що можуть бути інтегровані в баланс ОЕС України без погіршення базових показників надійності роботи енергосистеми для нормативного обсягу вторинного резерву (1000 МВт).

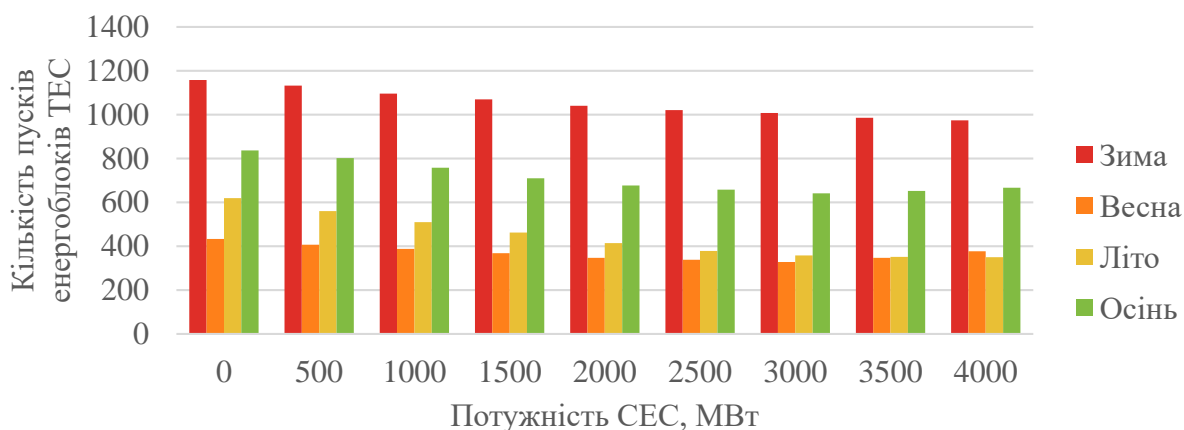
Таблиця 3.1. Вплив інтеграції ВДЕ на показники надійності

Потужність ВДЕ		LOLE, годин/рік	LOEE, МВт/рік	LOLF, випадків/рік
Генерація відсутня		1,7	19,7	0,1
ВЕС	2500	1,95	19,31	0,13
СЕС	2900	1,92	20,36	0,12

Оцінку впливу ВДЕ на роботу ОЕС України виконано за зміною кількості пусків (зупинок) енергоблоків ТЕС та за показниками надійності роботи енергосистеми (рис.3.1). За базові показники надійності прийнято значення, отримані при нульовому рівні інтеграції ВДЕ.



а)



б)

Рисунок 3.1. – Оцінку впливу ВДЕ на роботу ОЕС України: а) ВЕС; б) СЕС

Зміну кількості пусків (зупинок) енергоблоків в залежності від встановленої потужності ВЕС наведено та СЕС представлено на рис.3.2. Розрахунок виконано без розгляду аварійних зупинок енергоблоків, враховано лише планове виведення генеруючого обладнання електростанцій в ремонт.

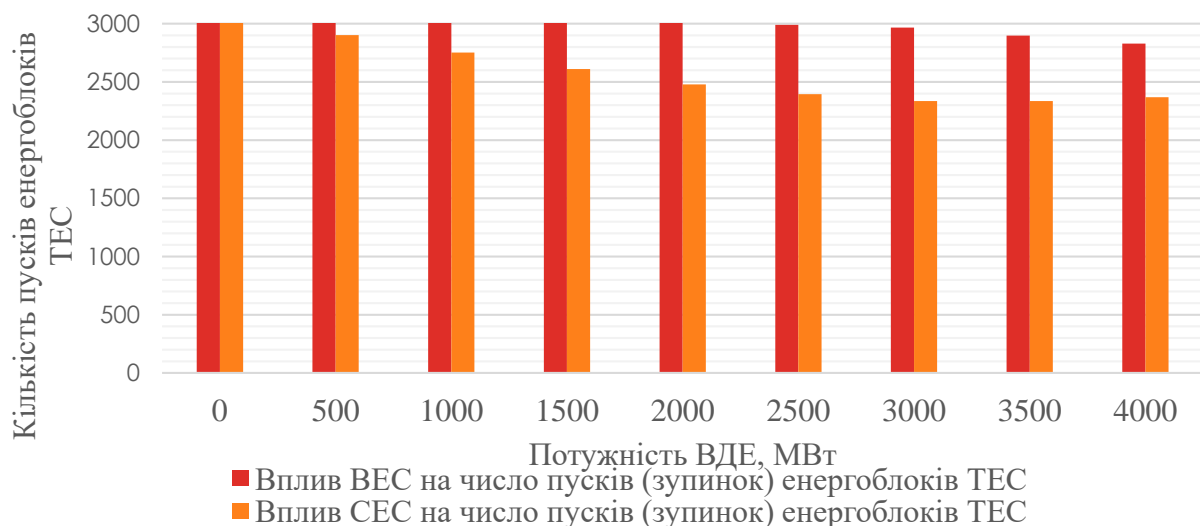


Рисунок 3.2 – Сумарна кількість пусків енергоблоків ТЕС за рік

При збільшенні встановленої потужності ВЕС та СЕС спостерігається зменшення кількості пусків (зупинок) енергоблоків ТЕС за рік. Зниження числа пусків (зупинок) енергоблоків ТЕС пояснюється зниженням варіативності чистого навантаження енергосистеми при рівні проникнення відновлювальних джерел енергії до 10 % та максимального навантаження ТЕС за рахунок потужності ВДЕ.

3.3 Значення показників надійності у світі, для України в цілому та по регіонам

SAIDI (хв) – це середня тривалість відключення для кожного споживача. Зазвичай використовується як показник надійності електропостачання споживачів. Чим нижчий показник, тим вищий рівень надійності. SAIDI розраховується як відношення сумарної тривалості відключень за звітний період до загальної кількості клієнтів.

НКРЕКП оприлюднила звіт за 2018 рік . Дані звіту свідчать, що після росту в 2013-1016 рр. показники надійності електропостачання стабілізувалися. Динаміка показників в період за 2011-2018 рр. наведена на рис.3.3.



Рисунок 3.3 – Динаміка показників SAIDI та ENS за 2011-2018 рік

У 2018 році загальний показник SAIDI по Україні знизився на 4,4%. У той же час, порівняно з попередніми роками показники SAIDI зросли в 15 електророзподільчих компаніях [1]. Найбільше показники SAIDI вирости у ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання» (у 2.0 рази), ПАТ «Запоріжжяобленерго» (у 1.47 рази), АТ «Херсонобленерго» (у 1.22 рази). В табл. 3.2 наведені фактичні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) на рівнях напруги 0,4-110 кВ за 2017-2018 рр.

Таблиця 3.2 – Фактичні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) на рівнях напруги 0,4-110 кВ.

Компанія	З вини компаній (планові без попередження переривання та переривання, пов'язані з технологічними порушеннями в електропостачанні)		Внаслідок запланованих з попередженням споживачів переривань	
	2017	2018	2017	2018
АТ «Житомиробленерго»	471	442	590	474
ПрАТ «Київобленерго»	545	472	505	597
ПрАТ «Кіровоградобленерго»	712	811	864	686
АТ «Одесаобленерго»	1500	1221	623	642
ПрАТ «Рівнеобленерго»	422	275	806	649
АТ «Херсонобленерго»	968	1180	1654	1618
АТ «Чернівціобленерго»	547	457	798	611
В середньому по галузі	728	696	485	455

В табл. 3.3 наведені фактичні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) з вини компаній

ВИСНОВКИ

В дипломному проєкті було розроблено районну електричну мережу. За техніко-економічним порівнянням було обрано проводи для ділянок 5-6, 6-7 та 1-7. Було вибрано кількість, тип та потужність силових автотрансформаторів на підстанція. Було обраховано параметри схеми заміщення електричної мережі та регульовальний діапазон трансформаторів. Обраховано 3 режими роботи електричної мережі: режим максимальних навантажень, післяаварійний режим, та режим мінімальних навантажень. При розрахунку режиму мінімальних навантажень було встановлено СЕС в пункті 6. З врахуванням генерації СЕС було обраховано 15 режимів роботи з різною генерацією потужності. Було обрано часовий діапазон генерації з 6:00 до 20:00. З розрахунків можна зробити висновок, що чим вища генерація, тим менші втрати потужності в мережі.

Було проаналізовано показники надійності роботи електричної мережі та вплив відновлюваних джерел енергії на них. До уваги бралися максимально інформативні показники, такі як SAIFI, SAIDI, ENS, MAIFI, проте ці показники загальні й оцінити вплив ВДЕ на них в повній мірі не можливо. Для оцінювання надійності роботи мережі з ВДЕ рекомендовано використовувати такі показники як LOLP, LOLE та LOLH, проте вони не враховують залежність ВДЕ від погодних умов та не дозволяють характеризувати стабільність цих джерел.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Галузь енергорозподілу та робота компаній у 2018 році. [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://vsenergy.com.ua/categories-page/galuz-energorozpodilu-ta-robota-kompanij-grupi-v-2018-roci/>
2. Лежнюк П.Д. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. – Вінниця: ВНТУ, 2014. — 204 с.
3. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник [Текст] / С.В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1
4. Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України від 17.02.2011 р. № 232 «Про затвердження форм звітності № 17-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 18-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення». Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 21.03.2011 р. за № 374/19112.
5. Кармазін О. О. Балансова надійність електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваної енергетики [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.08 / Кармазін Олександрович ; НАН України, Ін-т відновлюв. енергетики. - Київ, 2019.

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

Додаток А

Результати перевірки пояснювальної записки на наявність плагіату



Ім'я користувача:
Оксана Богомолова
Дата перевірки:
08.06.2021 21:02:36 EEST
Дата звіту:
08.06.2021 21:06:38 EEST

ID перевірки:
1008235720
Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library
ID користувача:
100007196

Назва документа: Жученя

Кількість сторінок: 63 Кількість слів: 12642 Кількість символів: 77749 Розмір файлу: 1.69 MB ID файлу: 1008308556

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

29.6%
Схожість

Найбільша схожість: 5.66% з Інтернет-джерелом (<https://ela.kpl.ua/bitstream/123456789/28485/1/Kollsnyk.pdf>)

26.2% Джерела з Інтернету 426 Сторінка 65

15.9% Джерела з Бібліотеки 283 Сторінка 79

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнено

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнено

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи 292

Підозріле форматування 25 сторінок

					ДП7202.141.001 ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		