

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 1900 МВт З ДОСЛІДЖЕННЯМ ВПЛИВУ
НАДМІРНОГО ЗРОСТАННЯ ЧАСТКИ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ
ДЖЕРЕЛ В СТРУКТУРІ ГЕНЕРАЦІЇ»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-23м
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

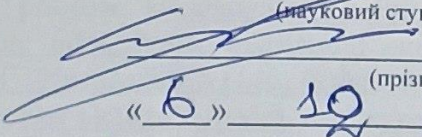
Матохнюк О.В.

(прізвище та ініціали) 

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
(науковий ступінь, учене звання, посада)

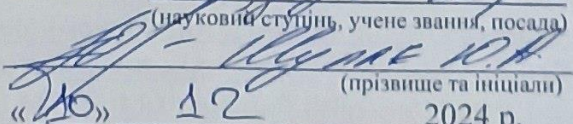
Вишневський С.Я.

(прізвище та ініціали)

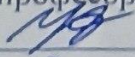

« 6 » 10 2024 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСС
(науковий ступінь, учене звання, посада)

Шумак Ю.А.
(прізвище та ініціали)


« 10 » 12 2024 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти другий (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор В. О. Комар

«12» 12 2024 р.

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Матохнюк Олексій Віталійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина теплової електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації»

Керівник роботи к.т.н., доцент, доцент ЕСС Вишневський С.Я.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом ВНТУ від «17» вересня 2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

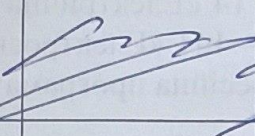
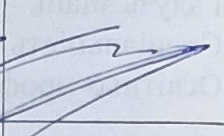
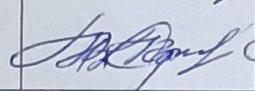
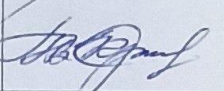
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання /[Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т.– Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с. Вихідні: Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 550 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1276 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 530 МВт ;номінальна потужність системи 20000 МВА; номінальний опір системи 0,1 в.о.; номінальна напруга системи 5000кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. Вплив надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації. Електротехнічна частина. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу

1.Титулка. 2.Актуальність. 3.Мета і задачі роботи. 4.Поперечний розріз блоку 500 МВт. 5.Схема власних потреб КЕС. 6.Схема ВРУ 100кВ. 7.Схема ВРУ 550 кВ. 8.Автономні енергетичні регіони. 9.Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

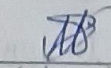
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С. Я., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

Дата видачі завдання «18» вересня 2024р.

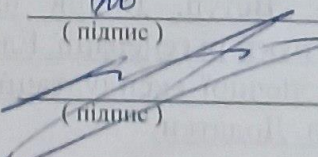
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.24	20.09.24	Вик
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	21.09.24	25.09.24	Вик
3	Електротехнічна частина	26.09.24	26.10.24	Вик
4	Аналіз впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації	27.10.24	15.11.24	Вик
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	16.11.24	20.11.24	Вик
6	Оформлення пояснювальної записки	21.11.24	24.12.24	Вик
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	Вик
Захист МКР		І декада грудня (за графіком)		

Студент


(підпис)

Керівник роботи


(підпис)

Матохнюк О.В.

(ініціали та прізвище)

Вишневський С.Я.

(ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Матохнюк О.В. Електрична частина теплової електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації. Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2024 – 107 с./ На Укр. мові. Рис. 41 , таб 20 , бібліогр. 48 назв.

Магістерська дипломна робота присвячена проектуванню електричної частини теплової електростанції, а також дослідженню впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації. Робота складається з 3 розділів, які охоплюють широкий спектр тематики.

У вступі роботи розглянуто актуальність теми, а також сформульовані мета і завдання дослідження.

У першому розділі розглядаються питання, пов'язані з впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації. Аналізується вплив схемних рішень на методи вирішення нагальних проблем, а також розглядаються питання що до можливості переходу до 100% покриття графіків генерації в окремі періоди режиму.

У другому розділі "Електротехнічна частина" досліджені основні аспекти проектування електричної частини електростанції. Аналізуються питання, пов'язані з графіками електричних і теплових навантажень, вибором обладнання, головною схемою електричних з'єднань, електричними схемами станції, розрахунком струмів короткого замикання, розрахунком термічної дії струмів короткого замикання, вибором комутаційного обладнання, струмоведучих частин та вимірювальних трансформаторів.

Отже, магістерська дипломна робота надає комплексний огляд на зростання частки ВДЕ в структурі генерації та дослідженні схемних рішень вирішення проблем

Ключові слова: теплова електростанція, ВДЕ, інверторна генерація аналіз, схеми розподільних пристроїв, генерація електроенергії.

ANNOTATION

Matokhniuk O.V. Electrical part of a thermal power plant with a capacity of 1900 MW with the study of the impact of excessive growth of the share of renewable sources in the generation structure. Master's thesis: VNTU, 2024 - 107 p./ In Ukrainian. Fig. 41, tab. 20, bibliography. 48 titles.

The master's thesis is devoted to the design of the electrical part of a thermal power plant, as well as to the study of the impact of an excessive increase in the share of renewable sources in the generation structure. The work consists of 2 chapters covering a wide range of topics.

In the introduction, the paper discusses the relevance of the topic and formulates the purpose and objectives of the study.

The first section deals with issues related to the impact of an excessive increase in the share of renewable sources in the generation structure. It analyzes the impact of schematic solutions on the methods of solving urgent problems, and also considers the possibility of transition to 100% coverage of generation schedules in certain periods of the regime.

The second chapter, "Electrical Part", examines the main aspects of designing the electrical part of the power plant. Issues related to electrical and thermal load schedules, equipment selection, main electrical connection scheme, electrical schemes of the plant, calculation of short-circuit currents, calculation of thermal effects of short-circuit currents, selection of switchgear, current-carrying parts and measuring transformers are analyzed.

Thus, the master's thesis provides a comprehensive overview of the growing share of renewable energy sources in the generation structure and the study of circuit solutions to solve problems.

Keywords: thermal power plant, renewable energy sources, inverter generation analysis, switchgear circuits, electricity generation.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	1
ANNOTATION.....	5
ЗМІСТ	6
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ВПЛИВ НАДМІРНОГО ЗРОСТАННЯ ЧАСТКИ НЕСТАБІЛЬНИХ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ В СТРУКТУРІ ГЕНЕРАЦІЇ.	11
1.1 Загальний аналіз зростання частки ВДЕ	11
1.2 Стійкість енергосистеми	27
1.3 Якість електроенергії	35
1.4 Прогноз попиту та пропозиції.....	38
1.5 Цілі у сфері відновлювальної енергетики ЕС.....	40
1.6 Економічні та соціальні аспекти створення автономних енергетичних регіонів	45
1.7 Висновки першого розділу	49
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	51
2.1 Технічно-економічне обґрунтування.....	51
2.2 Розрахунок графіків електричних навантажень	57
2.3 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та котельних агрегатів	63
2.4 Вибір структурної схеми станції. Вибір блочних трансформаторів, трансформаторів власних потреб, кількості ЛЕП та іншого обладнання	64
2.5 Вибір схеми власних потреб станції	71
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин	72
2.7 Вибір комутаційної апаратури.....	88
2.8 Вибір шин ВРП, ГРП та РТВП	89
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів	95
2.10 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних	

загороджувачів	98
РОЗДІЛ 3 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	99
3.1 Нормативна база	99
3.2 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ високої напруги.....	101
3.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги	102
ВИСНОВОК.....	105
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	106
ДОДАТКИ.....	111

ВСТУП

Енергетика представляє собою важливу сферу виробництва електроенергії, що забезпечує сталу та ефективну експлуатацію у багатьох країнах світу. Використання теплових електростанцій (КЕС) сприяє вирішенню проблем енергетичної безпеки та балансування.

Впровадження відновлюваних джерел енергії, принесли переваги, пов'язані, головним чином, зі скороченням викидів, що сприяють боротьбі зі зміною клімату та зменшенню забруднення довкілля. Однак поява відновлюваних джерел енергії, в основному вітрової та сонячної, які за своєю природою є непостійними джерелами енергії, не обійшлася без власних викликів. Майбутні енергосистеми бачитимуть постійне зростання частки нестабільної генерації з миттєвими рівнями впливу, які потенційно можуть досягати 100% протягом певних періодів. У цій роботі розглядаються роботи різних вчених та висвітлюються технічні виклики, які потребують подальших досліджень для забезпечення надійної роботи та стабільності енергосистем, в яких переважатиме інверторна генерація або які житимуться виключно за рахунок інверторної генерації, за будь-яких сценаріїв експлуатації.

Ця дослідницька робота має на меті вивчення проектування електричної частини теплової електростанції з урахуванням аспектів схемних рішень. В ній розглядаються питання, пов'язані з вибором оптимальних схемних рішень, ефективним використанням ресурсів та економічною доцільністю виробництва електроенергії.

Актуальність дослідження присвячене проектуванню електричної частини теплової електростанції з урахуванням сучасних схемних рішень, що є актуальним та важливим завданням для енергетичної галузі. Глобальне зростання попиту на електроенергію, обмеженість традиційних енергоресурсів і необхідність скорочення викидів парникових газів створюють серйозні виклики для енергетичної безпеки багатьох країн. Україна, як держава з потужним промисловим потенціалом, також стикається з цими проблемами. Забезпечення стабільного, надійного та доступного джерела електроенергії

стає дедалі важливішим. Проектування електричної частини теплової електростанції є виправданим рішенням для гарантування стабільного енергопостачання та підтримки великого промислового навантаження. Вивчення схемних рішень у проектуванні електростанцій має особливе значення, адже стійкість системи електропостачання є ключовим фактором для безперебійної роботи станцій і підтримки енергетичної стабільності. Розробка оптимальних технічних рішень та впровадження заходів для підвищення стабільності електричних мереж і мінімізації впливу зовнішніх чинників на роботу електростанцій є одними з основних завдань сучасної енергетики. Актуальність цього дослідження підтверджується науковими матеріалами та публікаціями, представленими як в українській, так і в міжнародній літературі. Зростаючий інтерес наукової спільноти до питань проектування електричних частин електростанцій і дослідження впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації показує необхідність комплексного аналізу та проведення детальних досліджень у цій галузі.

Мета дослідження полягає в проектуванні електричної частини теплової електростанції з дослідженням схем розподільних пристроїв. Основним завданням є визначення оптимальних схемних рішень та розробка електричних систем, що забезпечують надійну роботу станції при великому промисловому навантаженні. Дослідження має на меті врахування специфіки теплової електростанції та забезпечення її ефективності та економічності порівняно з іншими видами генерації електроенергії.

Задачі дослідження включають в себе вивчення основних елементів та компонентів електричної частини теплової електростанції, аналіз технічних вимог, стандартів та нормативних документів, визначення оптимальних схемних рішень та параметрів електричної частини, а також проведення чисельних експериментів та аналіз отриманих результатів.

Об'єктом дослідження є електрична частина теплової електростанції, включаючи електричні схеми, компоненти, устаткування та системи, необхідні для забезпечення стійкої та ефективної роботи станції при великому промисловому навантаженні. Дослідження охоплює аналіз та оптимізацію

схемних рішень, визначення оптимальних параметрів та режимів роботи електричної частини теплової електростанції з метою забезпечення надійності, ефективності та економічності.

Предметом дослідження є проектування електричної частини теплової електростанції та дослідження впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі. В рамках дослідження розглядаються аналіз проектування електричних систем теплових електростанцій, вивчення основних елементів та компонентів електричної частини, аналіз вимог, стандартів та нормативних документів, визначення оптимальних схемних рішень та параметрів електричної частини, проведення чисельних експериментів та аналіз результатів.

Усі результати, що складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

ВПЛИВ НАДМІРНОГО ЗРОСТАННЯ ЧАСТКИ НЕСТАБІЛЬНИХ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ В СТРУКТУРІ ГЕНЕРАЦІЇ.

1.1 Загальний аналіз зростання частки ВДЕ

Енергосистеми та енергетичні ринки зазнають швидких трансформаційних змін. Історично склалося так, що в енергосистемах по всьому світу переважають електростанції синхронної генерації, що працюють на викопному паливі, з пасивним навантаженням споживачів. Енергосистеми, що розвиваються, характеризуються все більш розподіленою генерацією, більша частина якої є асинхронною, а традиційні синхронні генератори, що працюють на викопному паливі, виводяться з експлуатації. За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), до 2050 року глобальна частка відновлюваних джерел енергії з нестабільним навантаженням зросте до 57% [1]. Незважаючи на те, що ВДЕ мають такі переваги, як нульові витрати на паливо та відсутність викидів вуглецю, збільшення частки ВДЕ в енергосистемах спричинило нові технічні виклики у сферах надійності, стійкості енергосистеми та якості електроенергії, які потребують дослідження та розробки рішень для подолання нових викликів.

Згідно з [2], 30% попиту на електроенергію в Португалії забезпечувалося за рахунок різних видів відновлюваної генерації, окрім гідроенергетики, а 29% енергетичних потреб Іспанії у 2014 році задовольнялося за рахунок ВДЕ. У Великобританії у 2015 році 24,5 % попиту задовольнялося за рахунок відновлюваної генерації [3]. В Ірландії та Німеччині частка відновлюваних джерел енергії становила понад 20% [4]. У 2016 році виробництво вітрової енергії становило 42% споживання електроенергії в Данії. У Південній Кореї очікується, що до 2030 року відновлювані джерела енергії досягнуть 53% пікового навантаження. Річний рівень частки відновлюваної генерації зазвичай використовується для опису того, скільки енергії з відновлюваних джерел виробляється щорічно в певному регіоні або країні. Рівень частки відновлюваної генерації в певний час доби може бути до 5 разів вищим, ніж середньорічний

рівень частки відновлюваної генерації. Наприклад, 100% покриття відновлюваною енергією спостерігалось в Данії в певний час, коли середньорічне виробництво відновлюваної енергії становило лише близько 20%; надійна робота системи в ці періоди залежала від підтримки з боку міждержавних ліній електропередач для синхронної генерації в сусідніх країнах [5]. У деяких інших частинах світу, таких як Гаваї, Техас, Ірландія, Південна Австралія і Тасманія, енергосистеми часто мають показники рівня частки відновлюваної генерації, що перевищує 50-60% від загальної потреби системи [43]. Рівень впливу генерації є важливим фактором при розгляді впливу відновлюваних джерел енергії на енергосистему в реальному часі [6]. Очікується, що в майбутніх мережах будуть переважати регульовані джерела електроенергії з інверторним підключенням та керованим навантаженням [13, 38], отже, існує потреба у вивченні та розумінні впливу відновлюваних джерел енергії з непостійним навантаженням, підключених до енергосистеми з урахуванням змінного навантаження, на енергосистему. Прогнози виробництва енергії, зроблені в 2016 році, показують, що кілька європейських країн, ймовірно, досягнуть 100% рівня споживання відновлюваної енергії до 2025 року [43]. Сучасні енергосистеми, які мають високу частку відновлюваної енергетики, все ще мають значну кількість генераторів на викопному паливі. Очікується, що майбутні мережі будуть жити до 100% відновлюваної генерації, підключеної до мережі за допомогою інверторів.

Відновлювані джерела енергії включають безперервну генерацію, таку як гідроенергія, біомаса та геотермальна енергія, які є більш передбачуваними джерелами енергії і не мають серйозних технічних проблем з підключенням до електромережі [55]. Сонячні та вітрові електростанції становлять значну частку нових об'єктів відновлюваної енергетики, що встановлюються в енергосистемах по всьому світу. Постачання електроенергії через об'єднані між собою великі мережі електропередачі передбачає постійні вимоги до балансування елементів енергосистеми, щоб утримувати систему в безпечних робочих межах, а також підтримувати баланс між попитом на електроенергію з боку підключених навантажень та постачанням електроенергії від джерел генерації. Однією з основних технічних проблем при використанні сонячної та вітрової генерації є те,

що обидві вони залежать від непостійних природних джерел енергії, які не залежать від попиту на електроенергію або контролю з боку оператора мережі. Інтеграція нестабільних джерел генерації може потенційно негативно вплинути на енергосистему [7]. Оскільки непостійна несинхронна відновлювана генерація швидко витісняє традиційну синхронну генерацію, дослідницькій спільноті та інженерам-практикам доцільно вивчити та зрозуміти її вплив на роботу енергосистеми та планування енергосистеми, а також забезпечити належну підготовку майбутніх енергосистем до спроможності витримувати такі впливи. До технічних аспектів впливу, які потребують уваги в міру зростання частки відновлюваної енергетики, належать якість електропостачання, надійність, безпека системи, стабільність системи, контроль і керованість автономних джерел генерації електроенергії та гнучких навантажень. Для того, щоб генератори з непостійним навантаженням стали безпечним і надійним альтернативним джерелом енергії для традиційних синхронних генераторів, вони повинні мати можливість надавати мережеві допоміжні послуги, подібні до тих, що традиційно надаються синхронними генераторами, такі як послуги з маневрування, диспетчеризація обертального резерву, забезпечення належного реагування при аваріях, аварійний запуск, стабільність перехідного процесу (інерційність) і стабільність напруги.

Надійність енергосистеми - це її здатність витримувати будь-які непередбачувані випадки в системі без втрати електропостачання споживачів. Стандарт надійності, який широко використовується в усьому світі як критерій надійності енергосистеми, вимагає, щоб електропостачання не було перервано через будь-яку окрему аварійну ситуацію, тобто втрата будь-якого окремого об'єкта з N об'єктів, що утворюють мережу або підмережу, не повинна призводити до втрати електропостачання. Зі збільшенням частки генерації з відновлюваних джерел енергії стає все важче підтримувати стабільну та надійну роботу енергосистем, що призводить до зростання необхідності для операторів мереж накладати операційні обмеження на генерацію та використовувати свої повноваження з управління ринком для підтримання безпеки та надійності енергосистеми. Обмеження виробництва є небажаним на умовах відкритого ринку

електроенергії, оскільки це збільшує витрати для ринку, які в кінцевому підсумку перекладаються на плечі споживачів. У сталому режимі роботи енергосистеми експлуатаційні критерії, продиктовані відповідними мережевими кодексами, повинні бути виконані для до- і післяаварійних умов; це включає усталені і перехідні коливання напруги і частоти, теплове навантаження електростанцій і стабільність енергосистеми [47]. Несправності в енергосистемі часто є непередбачуваними та неминучими, що робить оцінку безпеки важливою вимогою [11]. Ряд дослідників розглядали проблему оцінки та аналізу безпеки енергосистеми за наявності переривчастої генерації [11, 31]. У роботі [43] підхід Монте-Карло, описаний як послідовне моделювання в часі, був використаний для аналізу безпеки від перевантажень для мережі з високою часткою вітрогенераторів, і було зроблено висновок, що висока частка вітрогенерації збільшує невизначеність і може підвищити ризик безпеки енергосистеми, а також було відмічено, що оцінка безпеки залежить від співвідношення швидкості вітру в різних місцях розташування вітрогенераторів. Концепція «Область стійкої енергетичної системи», яка формулює умови, необхідні для задоволення критеріїв надійності для планування та експлуатації енергосистеми в умовах невизначеності, запропонована в роботі [17]. Ця область описується як робоча зона енергосистеми, в якій система залишається надійною в умовах невизначеності навколишнього середовища. Ця робота продемонструвала, що область стабільного навантаження має тенденцію до скорочення при високих рівнях генерації фотоелектричних станцій. Однак у цій роботі не розглядалися невизначеності від інших джерел енергії, таких як вітрова генерація. У роботі [27] для розробки лінійної моделі, яка прогнозує частоту відмов залежно від рівня частки вітрової та сонячної генерації (де відмова визначалася як порушення меж системи в дослідженнях потоку навантаження, проведених авторами), були використані масові функції ймовірності (PMF), засновані на аналізі Монте-Карло, і автори виявили, що існують критичні рівні частки вітрової та сонячної генерації, для яких ймовірність відмов значно зростає.

Підхід до оцінки надійності енергосистеми на основі критерію оцінки якості регулювання на основі конкуренції для енергосистеми з нестабільною генерацією

представлено в [8]. Підхід до оцінки базується на восьми критеріях, які можуть бути використані для оцінки впливу проникнення нестабільної генерації на безпеку енергосистеми. Вісім критеріїв включають два статичних та шість динамічних показників. Статичними показниками є коефіцієнт запасу активної та реактивної потужності, а динамічними - мінімальний коефіцієнт затухання для малих збурень, найнижча напруга на шинах, максимальний кут повороту ротора після аварії, швидкість відновлення потужності системи після аварії, критичний час усунення аварії та запас стійкості до відхилень частоти. За кожним показником методологія демонструє, чи покращує або погіршує інтеграція відновлюваної генерації на конкретній шині надійність енергосистеми для конкретної досліджуваної шини, чи ні. Практичні дослідження, проведені авторами в різних провінціях Китаю, показують різний вплив проникнення нестабільної генерації на кожен досліджувану шину, однак результати дослідження не включають електричні характеристики досліджуваних шин, щоб дати уявлення про те, як електричні характеристики кожного вузла вплинули на результат у кожному місці.

Детальний огляд ризик-орієнтованої оцінки безпеки енергосистеми представлено в [11] вказує що оцінка надійності енергосистеми змінилася від детермінованого підходу до підходу, заснованого на оцінці ризиків. Існує потреба в подальших дослідженнях методів оцінки, заснованих на оцінці ризиків, для енергосистем з високим рівнем частки генерації на основі відновлюваних джерел енергії [11].

Нестабільне виробництво електроенергії характеризується значними змінами споживання електроенергії та недостатньою передбачуваністю прогнозу енергоресурсів [12]. Високий рівень частки відновлюваної генерації може спричинити вищі темпи нарощування/зменшення виробництва, більшу мінливість та більші помилки у плануванні виробництва. Як наслідок, системному оператору може знадобитися більший обсяг резерву генерації для забезпечення надійності енергосистеми [32]. Невизначеність щодо резерву на випадок нестабільного генерування розглядається так само, як і резерв на випадок неточного прогнозування навантажень в енергосистемі; вона може варіюватися від

невеликих змін потужності генератора через зміну джерела відновлюваної енергії (наприклад, вітру або сонця) до великих коливань, таких як відключення всієї вітроелектростанції через дуже високу швидкість вітру, що перевищує її механічні можливості [12]. Загальний вплив залежить від того, наскільки добре між собою взаємодіють різні генератори (сонячні та вітрові електростанції), тобто чи відбуваються коливання на різних об'єктах генерації одночасно в одному напрямку, в протилежному напрямку або зовсім не пов'язані між собою. Вплив перебоїв у роботі різних джерел енергії на вимоги до резервів досліджував Halamau, D.A. [28] і дійшов висновку, що наявність різноманітних відновлюваних джерел енергії може зменшити потребу в резервах для енергопостачальної компанії та зменшити вплив непостійності на її роботу. Коливання енергоресурсів виробництва електроенергії з ВДЕ можуть змінюватися залежно від часу доби або пори року, і їх важко спрогнозувати, використовуючи історичні дані [53]. Для ефективного планування генерації та потреб у резервах з урахуванням змінних ресурсів необхідна постійна розробка складних методів прогнозування ресурсів, щоб врахувати їхню нестабільність.

Brouwer та інші. [12] виявили, що принаймні при 30% рівні частки відновлюваної енергетики вітроенергетика збільшить потребу в первинних резервах на 0,3%-1,0% від встановленої потужності вітрогенерації, і ця потреба зростатиме зі збільшенням рівня частки відновлюваної енергетики, що виробляє електроенергію з переривчастим циклом. Існує ринкова вартість забезпечення вимог до резервних потужностей. Нестабільна відновлювана генерація також створює додаткові витрати на балансування системи внаслідок високих вимог до нарощування та зменшення потужності електростанцій базового навантаження, а також зменшення (обмеження) обсягів виробництва електроенергії на традиційних електростанціях [49]. Кілька дослідницьких груп проаналізували вплив великомасштабної сонячної та вітрової генерації на вимоги до резервів та методи оцінки вимог до резервів генерації для енергосистем з високим рівнем проникнення відновлюваної енергетики [28]. Очікується, що це буде постійною сферою дослідницької діяльності, оскільки світ стає все більш залежним від відновлюваних джерел енергії з непостійним характером генерації. Запас

потужності генератора використовується розробниками енергосистеми для кількісної оцінки фіксованої потужності, яку генеруюча одиниця додає в мережу. Він кількісно визначає додатковий попит, який може обслуговувати енергосистема, коли цей конкретний генератор працює. Орі, Хассен та Флемінг провели детальний огляд планування розширення генерації з високим рівнем частки відновлюваної генерації і дійшли висновку, що запас потужності зменшується зі збільшенням частки вітрової генерації. Вони навели конкретні приклади, які показують, що для 100 МВт встановленої вітрової генерації, що відповідає рівню частки ВДЕ 0,9%, запас на потужність становитиме 28%, на відміну від 2000 МВт встановленої вітрової генерації (що відповідає рівню частки ВДЕ 18%), яка дає лише 13,6% запасу на потужність. Детальний огляд підходів до розподілу зобов'язань за одиницю електроенергії за наявності нестабільної відновлюваної генерації представлено в [2]. Рішення щодо зобов'язань включає визначення кількості генеруючих одиниць, які повинні працювати в кожному запланованому інтервалі генерації (хвилини, години, дні), враховуючи вимоги до запуску та зупинки генеруючих одиниць, системний попит та потужність обертового резерву при мінімальних загальних виробничих витратах [2]; отже, зобов'язання щодо одиниць є оптимізаційною задачею, метою якої є мінімізація загальних експлуатаційних витрат протягом торговельного інтервалу. Декілька дослідників працювали над кількома новими моделями формулювання задачі встановлення одиничних зобов'язань, розглядаючи випадковість виробництва відновлюваної енергії [26, 63, 69, 97]. Порівняння моделей зобов'язань за одиницю енергії, що використовуються для управління системами з потенційно високим рівнем частки відновлюваної енергії, свідчать проте, що необхідна подальша дослідницька робота для подальшого вдосконалення моделей зобов'язань за одиницю енергії, щоб врахувати високу нестабільність і невизначеність відновлюваних джерел енергії з непостійним характером генерації.

Зростання рівня нестабільної генерації змінює потоки електроенергії по лініях електропередачі, що збільшує ймовірність порушення теплових обмежень ліній електропередачі, особливо в місцях з високою концентрацією джерел нестабільної генерації; перевантаження виникає, коли лінії електропередачі не

мають достатньої пропускної здатності для передачі електроенергії відповідно до вимог ринку; як наслідок, зростає потреба у збільшенні пропускної здатності ліній електропередачі. Більшість традиційних синхронних електростанцій, таких як вугільні електростанції, були побудовані паралельно з розширенням/подовженням ліній електропередачі до дерегуляції. Наприклад, існуюча мережева інфраструктура Сполучених Штатів Америки була спроектована для з'єднання вугільних родовищ в Аппалачах з центрами попиту в східних прибережних районах, а не з багатими на відновлювані джерела енергії (вітер і сонце) районами Середнього Заходу і Південного Заходу [33]. Подібний досвід можна навести і в інших частинах світу; наприклад, у Західній Австралії південний захід штату історично був потужним центром синхронної генерації з потужними лініями електропередач, що з'єднують його з центрами навантаження. Однак, нові учасники ринку несинхронної генерації в Західній Австралії в основному розвиваються у вітряних районах на північ від Перта та сонячних районах на схід від Перта. Ці райони складаються з мережі з низькою системною потужністю, що часто вимагає скорочення активної потужності цих нестабільних генераторів у періоди перевантаження. Вартість перевантаження мережі, зокрема, вартість компенсації скорочення виробництва електроенергії, привернула увагу громадськості; однак ці витрати можуть бути зменшені за рахунок посилення енергосистеми [35]. Література показує, що існує значний науковий інтерес до стратегій управління перевантаженням мережі [36, 37]. Активне перемикання ліній електропередач було досліджено і показало, що воно зменшує ефект перевантаження ліній електропередач [24]. У роботі [72] перемикання ліній було застосовано в датській енергосистемі, щоб вплинути на потужність генераторів, що працюють з перебоями, на менш перевантажену ділянку мережі і, таким чином, відтермінувати інвестиції в розширення мережі. Вимкнення ліній електропередач, хоча і є рішенням проблеми перевантаження мережі та управління напругою, потребує ретельного розгляду, щоб переконатися, що воно не призведе до негативного впливу на загальну надійність енергосистеми.

Методологія стохастичного планування та диспетчеризації систем накопичення енергії (ESS) для управління перевантаженнями в мережах

енергосистеми з урахуванням невизначеності, пов'язаної з сонячними та вітровими установками, була досліджена і представлена в [32]. Методологія спрямована на пошук оптимальної ємності ESS, а також схеми заряджання та розряджання з метою мінімізації витрат, пов'язаних з перевантаженнями. Алгоритм перепланування генерації, який використовується для модифікації виробітку для пом'якшення перевантажень лінії, представлено в [21]. Запропонований в [21] алгоритм перепланування генерації був протестований на енергосистемі Арізони. Інші стратегії управління перевантаженнями, які зараз використовуються на ринку, включають метод вузлового ціноутворення, управління перевантаженнями в ціновій зоні, управління перевантаженнями на основі наявної пропускної спроможності, застосування гнучких систем передачі змінного струму (FACTS) та управління попитом, детально розглянуті в [56]. Метод оцінки динамічного навантаження лінії, що враховує великі коливання струму в лінії електропередачі через перебої в постачанні енергоресурсів, для оцінки підвищення температури лінії електропередачі пропонується в роботі [65]. Автори припускають, що ця методологія може бути застосована до систем реального часу для превентивного керування з метою зменшення перевантажень ліній за допомогою механізмів реагування на попит, таких як обмеження навантаження та системи накопичення електроенергії за лічильником.

Регулювання напруги є одним з найбільш значущих технічних обмежень, яке може обмежити обсяг використання відновлюваних джерел енергії в розподільчих мережах [41]. У розподільчих мережах з високим рівнем вбудованої відновлюваної генерації, на відміну від звичайних розподільчих систем, що складаються з односпрямованого потоку потужності до навантаження, в розподільчих системах може виникати двонаправлений потік потужності. Як показано на рис. 3, зворотний потік потужності може призвести до високих напруг уздовж розподільчої системи, які важко контролювати, що призводить до частого порушення граничних значень напруги. Масштабне використання фотоелектричної енергії у низьковольтних розподільчих мережах не було передбачене під час їхнього первісного проектування, і такий високий рівень

інтеграції переривчастої фотоелектричної енергії може вплинути на профіль напруги в цих мережах [30].

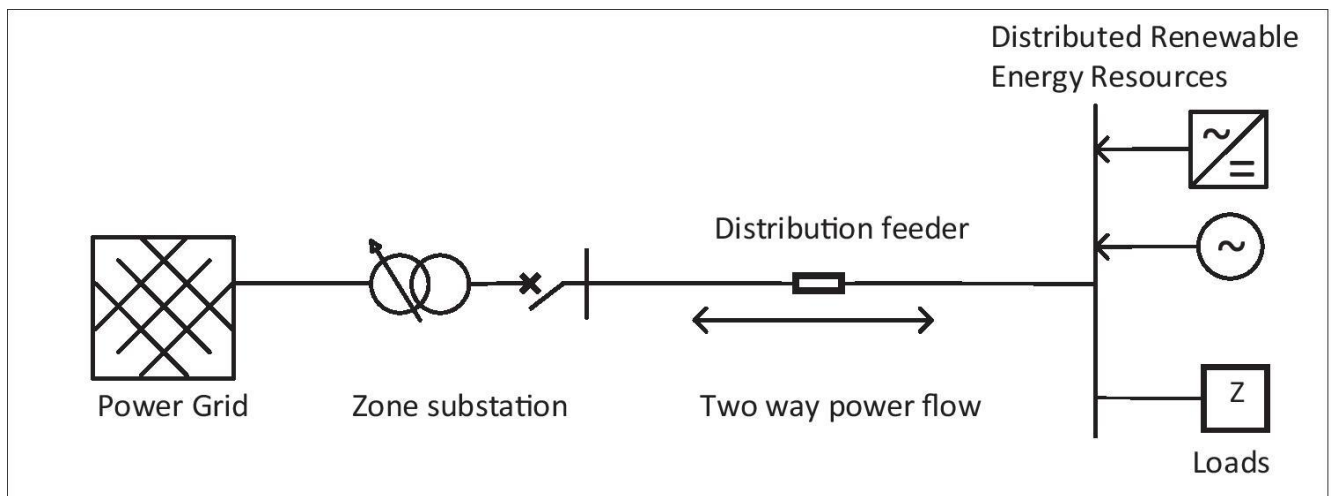


Рисунок 1.8 – Радіальна система розподілу з вбудованою переривчастою розподіленою генерацією (двонаправлений потік)

Різні методи регулювання напруги в розподільчій мережі обговорюються в [35], вони включають перемикання ступенів навантаження трансформаторів, регулятори напруги, перемикання конденсаторних батарей і реакторних батарей, методи управління інтелектуальною мережею та застосування накопичувачів енергії. Перемикачі РПН (OLTC) зазвичай використовуються для керування напругою розподільчої мережі шляхом моніторингу напруги на виводах трансформатора та вторинного струму трансформатора, якщо передбачена функція компенсації падіння напруги в мережі, цей тип керування зазвичай добре працює, коли потік електроенергії має один напрямок, тобто від джерела до навантаження. При двонаправлених потоках і швидких змінах напруги через вбудовану переривчасту відновлювану генерацію ситуація з напругою вздовж фідера може стати непередбачуваною і неконтрольованою за допомогою звичайних пристроїв РПН [41]. Постійні дослідження та інновації в схемах керування напругою РПН в режимі онлайн необхідні для забезпечення високого рівня впровадження нестабільних відновлюваних джерел. Низьковольтні інвертори, підключені до розподільчих мереж за стандартом IEEE 1547, зазвичай працюють з одиничним коефіцієнтом потужності, це означає, що вони не вносять

жодної реактивної потужності в мережу, а отже, не сприяють будь-яким зусиллям з регулювання мережевої напруги [22]. Як наслідок, такі фідери зазвичай відчують проблеми з високою напругою при високій активній потужності фотоелектричних установок, особливо на слабких фідерах з низьким рівнем несправностей. Необхідна регуляторна реформа і технічні рішення, які дозволять інверторам, що знаходяться поза лічильником, забезпечувати підтримку напруги в мережі. Історично підтримка реактивної потужності на рівні розподільчих мереж забезпечувалася за допомогою комутованих шунтуючих конденсаторів, розташованих на зональних підстанціях. Управління шунтуючими конденсаторами здійснюється за допомогою таймерів, які зазвичай вмикають/вимикають конденсаторні батареї лише кілька разів на добу, оскільки навантаження системи змінюється повільно і передбачувано. Однак, з широким розповсюдженням непостійних відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна фотоелектрична та вітрова генерація, потрібні нові операційні методи, щоб впоратися з випадковими та великими коливаннями навантаження. У роботі [22] пропонується двомасштабна оптимізація для перемикання шунтуючих конденсаторів та управління реактивною потужністю інвертора. В роботі [17] запропоновано підключення сонячних фотоелектричних електростанцій до розподільчої системи для постачання та поглинання реактивної потужності в нічний час з метою керування розподільчою напругою. Як правило, в нічний час навантаження на розподільчі фідери дуже низьке, і вітрові електростанції, підключені до того ж фідера, можуть виробляти високу активну потужність, що вимагає контролю напруги. У цьому випадку сонячна електростанція може надавати цю послугу як допоміжну протягом ночі. STATCOM також можна використовувати для управління регулюванням напруги та коливаннями напруги в розподільчих системах з нестабільною відновлюваною генерацією. У роботі [41] оцінюються передові методи управління напругою для підтримання режиму напруги в нормативних межах, такі як централізоване управління, децентралізоване автономне управління та децентралізоване координоване управління. Сфера розробки стратегії регулювання напруги в умовах зростання

частки відновлюваної генерації продовжує залишатися активним напрямком досліджень.

Енергосистема повинна контролювати частоту в межах визначених допустимих значень. Якщо частота не регулюється, це може призвести до каскадної аварії з відключенням декількох електростанцій від мережі, оскільки частота спіралеподібно зростає або знижується зі швидкістю зміни частоти (ROCOF), вищою за ту, на яку розрахований захист системних генераторів. Частота системи може відхилятися від номінальної, якщо відбувається раптове підключення або відключення споживчих навантажень або генерації. Найскладніший час з точки зору регулювання частоти - це коли до енергосистеми підключено декілька синхронних генераторів, а також висока потужність генерації, що працює з перервами, при цьому енергосистема в цілому характеризується низькою інерційністю системи [39]. Загальна кількість обертової маси всіх взаємопов'язаних електричних машин, відома як інерційність системи, пропорційна здатності системи витримувати коливання чистого навантаження та генерації; отже, система з низькою інерційністю є чутливою до великих відхилень частоти [38]. Це твердження підтверджується результатами моделювання енергосистеми, представленими в [10], які показують, що зі збільшенням частки вітроенергетики, що працює з перервами, та витісненням традиційної синхронної генерації, спостерігається збільшення відхилень частоти системи. Ряд досліджень акумуляторних систем накопичення енергії (BESS) для покращення регулювання частоти в енергосистемах з високою часткою непостійної відновлюваної енергетики викладено в [34]. Застосування BESS як допоміжної послуги може мати позитивний вплив на стабільність частоти енергосистеми за рахунок зменшення відхилень частоти [34]. Однак автори [34] визнають, що на сьогодні традиційні генератори все ще необхідні для підтримки енергосистеми з точки зору регулювання частоти, хоча результати показують, що системи з інтегрованими системами BESS можуть мати більш стабільну системну частоту з меншими коливаннями частоти. У роботі [28] пропонується створення агрегаторів відновлюваної енергетики, які б сприяли численним малим виробникам відновлюваної енергії та системам накопичення енергії у наданні

послуг з регулювання частоти на ринку електроенергії. Такий агрегатор буде керувати учасниками схеми, використовуючи стратегії динамічного планування та управління (DSCS) з використанням блоку прогнозування швидкості вітру та сонячної радіації в реальному часі, а також блоку регулювання частоти для реагування на коливання частоти в мережі. З огляду на швидке поширення розподілених дахових сонячних систем, які становлять значну частку загальної генерації, здається, що оператори енергосистем можуть використовувати ці генератори для регулювання частоти та напруги за допомогою відповідних систем управління та зв'язку. Стратегії управління попитом для забезпечення системних резервів для регулювання частоти в енергосистемі є сферою досліджень, що розвивається [14]. Резервна потужність в енергосистемі може бути забезпечена шляхом ввімкнення або вимкнення груп електричних навантажень, зокрема побутових, для регулювання частоти системи. Детальний огляд можливостей регулювання частоти на стороні попиту та відповідних алгоритмів регулювання представлено в [15, 16]. Результати польових експериментів з використанням електроприладів з програмованими термостатами в якості резерву регулювання частоти представлені в [16]. Експериментальні результати, хоча і виконані на скромному навантаженні в 10 кВт, показують, що частотна характеристика була значною відносно попиту на потужність кожного з навантажень. Норми енергосистеми Західної Австралії наразі вимагають, щоб генератори з періодичним підключенням реагували лише на високочастотні події зменшенням своєї активної потужності, і не вимагають збільшення потужності від генераторів з періодичним підключенням, якщо частота падає [20]. Неможливість або відсутність вимоги до генераторів, що працюють з перебоями, збільшувати свою потужність при падінні частоти для підтримки частоти в енергосистемі вимагає детального аналізу для визначення впливу, оскільки рівень впровадження генерації з перебоями стрімко зростає. В юрисдикції Національного ринку електроенергії (NEM) Австралії нещодавно було запроваджено новий мережевий закон, який зобов'язує синхронні та несинхронні генератори мати можливість первинного регулювання частоти [1]. Однак, для таких генераторів не існує вимоги мати резерв або накопичувач для реагування на низькочастотні події;

більше того, генератори можуть подати заявку на виняток, якщо вони можуть навести достатньо причин, що нове правило є надто обтяжливим. Законодавство Нової Зеландії вимагає, щоб при досягненні межі низької частоти, коли частота в системі продовжує падати, кожна електростанція повинна вжити розумних заходів для збільшення виробництва електроенергії з кожного енергоблоку, який здатен збільшити виробництво [18]. Генератори, що працюють з перервами, можуть бути фізично нездатними реагувати, якщо джерела енергії розряджаються під час події з низькою частотою. У Великій Британії та Ірландії [17] очікується, що інверторні генератори, підключені до мережі, матимуть здатність реагувати на зниження частоти, щоб допомогти керувати мережею під час подій з низькою частотою.

Гнучкість енергосистеми визначається як здатність енергосистеми реагувати на зміни навантаження та підтримувати баланс між генерацією та навантаженням в режимі реального часу [44]. Зі збільшенням частки джерел відновлюваної генерації, енергосистема повинна бути достатньо гнучкою, щоб пристосуватися як до очікуваних, так і до непередбачуваних коливань, пов'язаних зі зміною джерел енергії в часі [4, 8]. Погодні умови є важливим фактором у поведінці енергосистем з високим рівнем впровадження відновлюваних джерел енергії. Як швидкість вітру, так і сонячне випромінювання значно змінюються протягом дня і в різні пори року. Тематичне дослідження, проведене АЕМО [5], показує, що вимоги до швидкості нарощування потужності в енергосистемі зараз набагато вищі порівняно з попередніми роками, коли в енергосистемі була незначна кількість генераторів з переривчастим режимом роботи. АЕМО повідомляє, що темпи нарощування потужності за період з березня 2017 року по серпень 2017 року були на 20%-75% вищими, ніж за відповідний період 2010 року [5]. Це підтверджується оглядом, проведеним Акрамі та ін. [3], який показує подібні спостереження в США та на Філіппінах, і який також дійшов висновку, що збільшення рівня частки відновлюваної енергетики вимагає більшої гнучкості енергосистеми.

У періоди високого рівня виробництва електроенергії з ВДЕ в енергосистемі диспетчеризована генерація, здатна до програмованого та надійного нарощування

потужності, витісняється; як наслідок, можуть виникнути труднощі з балансуванням пропозиції та попиту на електроенергію в енергосистемі [6]. Для ефективного регулювання навантаження в енергосистемі з високим рівнем частки відновлюваної генерації необхідно мати генеруючі ресурси, які мають здатність до швидкої зміни циклічності та нарощування потужності.

Каліфорнія, Данія, Великобританія, Ірландія та Техас використовують підхід, що передбачає резервування генеруючих потужностей на добу наперед, за яким портфель генеруючих потужностей планується таким чином, щоб відповідати вимогам прогнозованого нарощування навантаження [6]. В Австралії використовується такий самий підхід, коли системний оператор прогнозує нестачу резерву для управління необхідною швидкістю нарощування потужності в майбутньому диспетчерському періоді; системний оператор може використовувати свої повноваження, щоб спрямувати певний генератор або навантаження на певну дію, щоб забезпечити виконання вимог до нарощування потужності в енергосистемі [6]. Будь-яке втручання в роботу ринку пов'язане з витратами на оплату платежів для генерації з обмеженнями та генерації без обмежень.

Операційна гнучкість визначена як сфера, що потребує подальших досліджень [38]. Питання, які потребують подальшого дослідження, включають подальшу розробку методів оцінки вимог до гнучкості системи та наявності гнучкості в енергосистемах, оцінку економічної цінності операційної гнучкості та пов'язаних з нею витрат, джерела гнучкості в енергосистемі, включаючи накопичувачі та підключення до суміжних енергосистем, а також методи оцінки мінімального рівня гнучкості для забезпечення певних рівнів частки відновлюваної генерації [39].

Очікується, що внесок технологій «розумних мереж» зростатиме в майбутньому в міру того, як в мережу буде впроваджуватися все більше нестабільних відновлюваних джерел енергії, оскільки технології «розумних мереж» можуть допомогти управляти балансом попиту і пропозиції, а отже, зменшити нестабільність енергосистеми [53]. Технології реагування на попит можуть бути використані для перенесення системного попиту на періоди, що

збігаються з періодами нестабільної генерації з відновлюваних джерел. Це також може допомогти знизити вимоги до нарощування потужності традиційної синхронної генерації; це включає використання переваг нових типів навантаження, яким притаманна гнучкість графіків попиту, таких як системи зберігання електроенергії в житловому секторі та зарядки для електромобілів [38].

Показники для оцінки впливу непостійної відновлюваної генерації на графік попиту в енергосистемі, який має бути збалансований традиційними джерелами генерації за графіком, були розроблені в роботі [24] і застосовані в практичних дослідженнях для каліфорнійської об'єднаної енергосистеми. Автори дійшли висновку, що балансуєчий резерв генерації, який надає послуги з маневрування, буде піддаватися тривалим періодам часткового навантаження, оскільки він повинен мати резерви для покриття раптових стрибкоподібних перепадів навантаження від непостійних джерел, а також збільшиться кількість періодів надлишкової генерації, яка може бути втрачена, оскільки надлишкову генерацію необхідно буде обмежити за відсутності накопичувачів.

Всебічний огляд гнучкості енергосистеми для енергосистем з високим рівнем проникнення нестабільних відновлюваних джерел енергії був проведений Мохандесом та ін. [44]. В огляді розглядаються джерела гнучкості енергосистеми та вплив нестабільних відновлюваних джерел енергії, а також доступні методи кількісної оцінки гнучкості. Показники гнучкості енергосистеми також були детально розглянуті в оглядовій статті Emmanuel та ін. [19]. Показники ефективності гнучкості енергосистеми включають доступну потужність генерації або реагування на попит у МВт, необхідну для реагування на події, пов'язані зі стрибками навантаження, та швидкість реагування генерації або скорочення навантаження у МВт/хв [19]. Акрамі та ін. [6] досліджували структуру ринку з точки зору забезпечення джерел гнучкості енергосистеми для різних часових горизонтів планування. Вони вбачають можливості для подальших досліджень у філософії ринкового дизайну для стимулювання учасників ринку до забезпечення більшої гнучкості енергосистеми. Мохандес та ін. припускають, що використання та оптимізація джерел гнучкості, підключених на рівні розподілу енергосистем, є відкритим питанням, яке потребує подальших досліджень. Як правило, ресурси

гнучкості, підключені до розподільчих мереж, витісняють ресурси гнучкості, підключені до магістральних мереж. З'являються різні операційні моделі для управління викликами, пов'язаними з ресурсами, підключеними до розподільчих мереж [44]. Запровадження роботи операторів системи розподілу (ОСР) у співпраці з операторами системи передачі (ОСП) для забезпечення адекватних резервів гнучкості без порушення обмежень розподільчих мереж є однією з таких нових моделей, яка обіцяє позитивні результати для управління безпекою енергосистеми.

1.2 Стійкість енергосистеми

Є два аспекти, які характеризують стійкість енергосистеми. По-перше, це повний опір системи, який складається з повного опору генераторів, повного опору трансформаторів, ліній електропередач та навантажень; по-друге, це інерція всіх машин, що обертаються [70]. Слабка система характеризується високим опором системи та низькою інерційністю системи. Слабка система має знижену здатність підтримувати стабільну частоту та стабілізувати коливання напруги. В Європі інерційність енергосистеми зменшилася в середньому на 20% в період з 1996 по 2016 рік завдяки підключенню відновлюваної генерації [23].

Вплив на стійкість системи є важливим фактором при оцінці впливу інтеграції інверторної генерації. Синхронні машини виступають джерелом стійкості системи. Генератори, що працюють після інверторних установок, не сприяють підвищенню стійкості системи, їх загальний ефект полягає у зниженні стійкості системи [43]. Для аналізу стійкості енергосистеми в точках з'єднання інверторних генераторів використовуються методи коефіцієнта короткого замикання (SCR), при цьому система з коефіцієнтом короткого замикання менше 3 вважається слабкою системою. Енергосистема з коефіцієнтом короткого замикання вище 3 вважається достатньо міцною, щоб мінімізувати варіації системної частоти та системної напруги після аварійної ситуації [42].

Коли інверторні генератори відновлюваної енергії встановлені електрично близько один до одного, стійкість енергосистеми може бути нижчою, ніж оцінка,

що дається традиційними методами коефіцієнта короткого замикання, це підкреслює необхідність приділяти особливу увагу зонам з концентрованим рівнем інверторних генераторів відновлюваної енергії в безпосередній близькості [37]. Було запропоновано декілька методів для покращення оцінки стійкості енергосистеми за наявності інверторних генераторів, підключених до ВДЕ з переривчастим режимом роботи. У [41] представлено метод коефіцієнта короткого замикання, залежного від місця розташування (Site Dependent Short Circuit Ratio, SDSCR), для аналізу взаємозв'язку між стійкістю системи та статичною стабільністю напруги, і його ефективність порівнюється з іншими методами розрахунку коефіцієнта короткого замикання, що використовуються в галузі, включаючи метод зваженого коефіцієнта короткого замикання (WSCR), метод складеного коефіцієнта короткого замикання (CSCR) та метод коефіцієнта короткого замикання на рівні взаємодії з інвертором (Inverter Interaction Level Short Circuit Ratio, IILSCR). Метод IILSCR для оцінки міцності системи з інверторно з'єднаними генераторами відновлюваної енергії, підключеними в сусідніх місцях один до одного, шляхом відображення взаємодії між сусідніми генераторами представлений в [37].

Використання все більшої кількості інверторних ВДЕ у поєднанні зі збільшенням обсягів вибуття традиційних синхронних генераторів призвело до зниження рівня потужності короткого замикання в енергосистемах [42]. На відміну від асинхронної інверторної генерації, традиційні синхронні генератори можуть створювати струми короткого замикання, що в шість разів перевищують їхній номінальний струм. Великі величини струмів пошкодження використовуються як ознака для певних типів пошкоджень і є основою для низки філософій проектування захисту [38]. Вітротурбінний інвертор (тип IV) має обмежений максимальний вихідний струм короткого замикання 1,1-1,2 на одиницю [42]. Більша кількість генераторів, підключених до інвертора з переривчастим режимом роботи і з меншим внеском у пошкодження, вимагатиме переосмислення того, як зараз реалізовані деякі системи захисту, щоб забезпечити адекватну чутливість захисту до явних пошкоджень.

Схеми виявлення пошкоджень, що зазнали впливу, включають реле максимального струму та реле швидкості зміни частоти (ROCOF), оскільки зниження рівня пошкоджень в системі та інерційність системи можуть ускладнити реалізацію таких схем. У сценаріях з високою часткою генерації, підключеної до інверторів, несиметричні пошкодження призводили до неправильного спрацьовування дистанційного захисту [43]. Німецькі мережеві закони включають вимогу щодо введення складової струму від'ємної послідовності для вирішення цієї проблеми [43]. У деяких юрисдикціях, таких як Данія, були впроваджені синхронні конденсатори для забезпечення струму пошкодження, контролю напруги та інерційності енергосистеми [43]. Схеми захисту від короткого замикання також потребують переосмислення. Активний захист від короткого замикання активно намагається вивести напругу та частоту мережі за межі нормального робочого діапазону системи, щоб генеруючий блок відключався, якщо параметри мережі, на які він впливає, виходять за встановлені межі. У мережі з високим рівнем переривчастої генерації, яка, таким чином, є потенційно слабкою, може бути важко впровадити активні методи захисту від замикань на землю [38]. Були запропоновані комунікаційні методи, в яких дозвільний сигнал надсилається на блок генерації або фазові вимірювання порівнюються по всій мережі [38].

Стабільність частоти визначається як здатність енергосистеми підтримувати сталу частоту під час нормальної роботи та її здатність відновлювати частоту системи до номінального рівня під час непередбачених ситуацій, що призводять до значного навантаження та небалансу генерації. Коли великий генератор виходить з ладу в мережі енергосистеми, може відбутися швидке зниження частоти, кінетична енергія синхронних генераторів допомагає сповільнити швидкість зміни частоти (ROCOF), це забезпечує резерв для швидкого запуску генераторів або ресурсів управління навантаженням на стороні попиту, щоб виправити небаланс між попитом і пропозицією, що виник [34]. В енергосистемі коливання частоти пов'язані з перетіканням активної потужності, згладжування коливань частоти системи може бути досягнуто за допомогою регулювання активної потужності [34]. Силові електронні інвертори, які

з'єднують відновлювані джерела енергії з енергосистемою, є статичними і не мають енергії обертання (незначна інерційність), тому високий рівень впровадження відновлюваної генерації може зменшити інерційність енергосистеми [34].

Енергосистема з великою часткою синхронної генерації зазнає повільних системних динамічних змін, що полегшує мережевим інверторним генераторам точне відстеження кута напруги та частоти в системі. Енергосистеми з високою часткою підключених до мережі інверторних генераторів зазнають швидших динамічних змін в системі, що може призвести до неправильної синхронізації інверторів з системою [43].

Одним з обмежень вітрогенераторів є те, що вони відчувають затримку у відновленні активної потужності після великих провалів напруги порядку сотень мілісекунд, на відміну від звичайних синхронних генераторів, які мають швидке відновлення активної потужності після провалів напруги порядку декількох мілісекунд [6, 45].

Зі збільшенням вітрової генерації, підключеної до інверторів, необхідно буде зосередитися на розробці операційних стратегій, які забезпечать ефективне повернення активної потужності системи після системних збурень. Потреба у швидкому збільшенні активної потужності не викликає значного занепокоєння у високорозгалужених енергосистемах, однак для слабо взаємопов'язаних енергосистем або ізолюваних систем швидкі темпи відновлення потужності необхідні для підтримки відновлення частоти [43].

Потенційні рішення для забезпечення поступового відновлення активної потужності можуть включати використання розподілених пристроїв підтримки реактивної потужності, таких як STATCOMS та статичні варіаційні компенсатори (SVC) для зменшення провалів напруги під час аварій, а також використання резервів, що швидко обертаються, для компенсації зменшення потужності вітру під час періодів затримки відновлення активної потужності [59]. Серйозні провали частоти можуть виникати в енергосистемі під час періодів затримки відновлення активної потужності, якщо в результаті падіння генерації перевищує доступну потужність найбільшого генератора (основного резерву) [59].

Для вирішення проблеми коливань частоти електроенергії було проведено ряд досліджень, запропоновано та досліджено віртуальні синхронні машини (VSM) для вирішення проблеми коливань частоти шляхом емуляції інерційності з використанням накопичувачів енергії. Метод VSM був вперше представлений у 2007 році [9] і згодом досліджувався кількома дослідниками як засіб стабілізації частоти мережі. Метод VSM видається перспективним майбутнім напрямком досліджень для регулювання напруги та частоти енергосистеми.

У літературі можна побачити, що дослідницьке співтовариство зараз переслідує концепцію мережевих інверторів з достатньою підтримкою акумуляторних батарей і здатністю підтримувати роботу енергосистеми в нормальних і аномальних умовах, не покладаючись на синхронні машини, включаючи періоди, коли 100% попиту системи обслуговується тільки інверторною генерацією [43]. В ідеалі, такі мережеутворюючі інвертори не будуть схильні до несприятливих взаємодій при підключенні до слабких мереж, а також матимуть надійну пропускну здатність при пошкодженнях та більший рівень передачі енергії при пошкодженнях. Дослідницька робота, представлена в [39], демонструє потенціал мережевих інверторів; представлені результати моделювання показують, що мережеві інвертори забезпечують затухання відхилень частоти в змішаній системі порівняно з інверторами, що слідує за мережею, які, як правило, погіршують проблеми нестабільності частоти в енергосистемі зі збільшенням рівня їх застосування. Інвертори, що слідує за мережею, потребують «жорсткої» напруги змінного струму мережі на своїх клеммах [38] для підтримки стабільної роботи. Мережеутворюючі інвертори представляють собою варіант, гідний розвитку в повному обсязі, щоб підключити непостійну відновлювану генерацію до слабких передавальних електромереж.

Перегляд мережевих законів може знадобитися для забезпечення того, щоб нові інвертори, пов'язані з новою генерацією, були зобов'язані постачатися з можливостями формування мережі, щоб бути готовими до можливого майбутнього, коли навантаження може обслуговуватися протягом 100% часу за рахунок непостійних ВДЕ, підключених до інвертора, в певні періоди доби. Деякі дослідження з розробки керування для майбутніх мережевих інверторів,

придатних для паралельної роботи з іншими мережевими інверторами у великомасштабних об'єднаних енергосистемах, описані в [15]. Було запропоновано різноманітні методи керування мережевими інверторами, включаючи керування за провалом та віртуальну інерцію [38]. Необхідні подальші дослідження, щоб переконатися, що інверторні системи генерації не впливають негативно на стабільність частоти енергосистеми, а роблять свій внесок у стабілізацію частоти під час системних збурень.

Стабільність напруги Для того, щоб система вважалася стабільною з точки зору стабільності напруги, вона повинна бути здатною підтримувати стабільну напругу в межах цільового робочого діапазону на всіх своїх шинах за нормальних і аварійних умов експлуатації [34]. Система повинна бути здатна одночасно контролювати напругу та потужність при раптових змінах навантаження системи. [25]. Проблеми з нестабільністю напруги призвели до відключення всієї системи в Японії в 1987 році, Сполучених Штатах Америки та їх сусідній Канаді в 2003 році, а також у Швеції та Данії в 2003 році [29]. Таким чином, стабільність напруги є важливим елементом, яким необхідно керувати і який необхідно розуміти в енергосистемі, оскільки енергосистема змінюється через значне зростання частки виробництва електроенергії з відновлюваних джерел з непостійною напругою. Аналіз меж стабільності напруги за наявності сонячної генерації з використанням методу P-V кривих, методу Q-V кривих та динамічного аналізу стабільності напруги був виконаний в [29]; однак, аналіз не враховував вітрову генерацію, яка є нестабільною. Оцінка нестабільності напруги, як правило, може бути виконана за допомогою динамічних досліджень; однак, для систем з визначеними навантаженнями, для визначення відстані між робочою точкою системи і точкою коліна P-V кривої для оцінки запасів стабільності напруги можуть бути використані дослідження в усталеному режимі [25]. Враховуючи нестабільність відновлюваної енергії, стохастичні методи були використані для оцінки невизначеної поведінки енергосистем з високою часткою відновлюваної генерації, оскільки визначені методи не можуть послідовно відтворювати їх характеристики. Метод глобального аналізу чутливості (GSA) для аналізу впливу різних змінних (вітрова генерація, фотоелектрична генерація та навантаження) на

стабільність напруги представлений в [29]. Автори протестували метод на системі IEEE 9-bus та IEEE 118-bus. Стохастична багатоцільова оптимальна диспетчеризація реактивної потужності в енергосистемі з нестабільною генерацією з урахуванням змінності навантаження та генерації досліджується з використанням методу ϵ -обмежень та нечіткого підходу в [46]. Реалізовано двоетапну стохастичну оптимізаційну модель прийняття рішень для систем з невизначеними умовами навантаження та генерації. Багатоцільова модель планування вітрової генерації, що обмежена стабільністю напруги, також розв'язана з використанням методу ϵ -обмежень та оптимальної за Парето множини, обраної за допомогою нечіткого підходу, представлена в [27]. Виявляється, що дослідницьке співтовариство виявляє значний інтерес до вивчення та застосування стохастичних методів для оцінки стабільності напруги в енергосистемах з переривчастим виробництвом електроенергії.

Стабільність кута повороту ротора - це здатність синхронних генераторів, підключених до однієї електромережі, зберігати свою синхронність після збурень в енергосистемі [38]. Інверторні генератори є статичними машинами і тому не мають кута повороту ротора. Вони синхронізуються з мережею за допомогою контролерів з фазовою синхронізацією (PLL), великі перебої в енергосистемі можуть призвести до втрати синхронізації генератора з мережею, що може призвести до нестабільності системи та відключень [54]. При збільшенні частки ВДЕ, які витісняють традиційну синхронну генерацію, стабільність перехідного кута ротора погіршується через зменшення інерційності системи. Автори роботи використовували методологію індексу тяжкості перехідного кута ротора та динамічні дослідження, щоб продемонструвати, що стабільність перехідного кута ротора системи погіршується зі збільшенням рівня впровадження фотоелектричних систем, підключених до інвертора, коли імітовані несправності застосовуються в критичних точках мережі. Динамічні перехідні характеристики інвертора залежать від його внутрішньої запрограмованої на заводі логіки управління, а не від фізичних властивостей інвертора. У синхронних машинах фізичні характеристики генератора, такі як інерційність та електричні параметри, визначають їхню перехідну поведінку [38]. У системі, що переважно живиться від

інвертора, підключеного до інвертора, нестабільність кута ротора решти обертових електричних машин, таких як синхронні конденсатори та синхронні двигуни, може виникати часто і з підвищеною інтенсивністю через зменшену інерційність в енергосистемі [38].

Література показує, що підвищення стабільності кута повороту ротора в мережах зі зростаючим рівнем використання ВДЕ, підключених до інверторів, є активним напрямком досліджень. У роботі [31] досліджено тиристорно-керований послідовний конденсатор (TCSC) для покращення стабільності кута ротора в енергосистемі з вітровими турбінами, результати показують, що TCSC може сприяти підвищенню стабільності енергосистеми в умовах непередбачених ситуацій в енергосистемі. У обговорюються різні застосування системних перетворювачів напруги на основі «back to back» різними дослідницькими групами для підвищення стабільності енергосистеми, включаючи стабільність кута нахилу ротора. Перетворювачі напруги на основі системних джерел можуть бути використані для підвищення продуктивності в точці підключення системи відновлюваної енергетики, оскільки вони збільшують пропускну здатність передачі та підвищують стабільність енергосистеми [32].

Надійність енергосистеми охоплює два параметри: надійність енергосистеми та здатність енергосистеми задовольняти сукупний попит на потужність та енергію всіх споживачів [26]. Коли надлишкова потужність генерується непостійними відновлюваними джерелами енергії, буде складніше підтримувати надійність електропостачання відповідно до чинних стандартів. Вітрові електростанції спроектовані таким чином, щоб відключатися як захід безпеки, коли швидкість вітру дуже висока, тобто значна частина електростанції може зупинитися без попередження під час періодів поривів вітру [36]. Очікується, що вітрові електростанції вироблятимуть незначну кількість електроенергії в умовах низької доступності вітрових ресурсів, а сонячні електростанції вироблятимуть дуже мало електроенергії, якщо над панелями буде сильна хмарність. Визначення майбутньої достатності генерації за умов значного поширення нестабільної генерації з ВДЕ значною мірою залежатиме від припущень та прогнозів щодо ресурсів ВДЕ. Було проведено численні

дослідження, щоб запропонувати методології для визначення достатності генерації в енергосистемі в умовах високого рівня частки нестабільної відновлюваної генерації, такі як стохастичне моделювання доступності електростанцій з використанням відкаліброваних історичних даних, про які повідомляється в [26].

Для систем генерації електроенергії часто використовують три показники надійності, а саме: частоту відключень, середню тривалість відключень та ймовірність відсутності електропостачання. Оцінка надійності електроенергетичної системи з ВДЕ з переривчастою генерацією є важливим напрямком досліджень у моделюванні та аналізі енергосистем.

В роботі розглянуто економічну оцінку надійності енергосистеми та підходи до визначення показників надійності, серед яких аналітичний метод, метод імітаційного моделювання та гібридний метод визначення показників надійності. Виявлено, що метод імітаційного моделювання є найбільш поширеним підходом для оцінки надійності енергосистем з переривчастою генерацією через його високу обчислювальну ефективність.

Низька надійність енергосистеми дорого коштує бізнесу та суспільству: наприклад, у вересні 2016 року «чорна» аварія в Південній Австралії призвела до загальних втрат у торгівлі та виробництві штату, які оцінюються майже в 120 000 австралійських доларів за хвилину [5]. Таким чином, дослідження, спрямовані на постійне підвищення надійності енергосистем зі збільшенням рівня проникнення нестабільної генерації, є виправданими.

1.3 Якість електроенергії

Проблемою якості електроенергії в енергосистемі є будь-яке відхилення струму, напруги та частоти від встановлених робочих значень, що може призвести до неправильної роботи або пошкодження обладнання споживачів[41]. З точки зору поширення ВДЕ, основними проблемами якості електроенергії є коливання напруги та частоти через неконтрольовану нестабільність джерел енергії, а також

гармоніки, що вносяться електронними інверторами, які використовуються для підключення відновлюваних джерел енергії до мережі

Підключені до мережі інвертори без ефективних фільтрів гармонік можуть генерувати значні гармоніки струму в електромережі [40], тим самим спотворюючи синусоїдальні форми струму та напруги, що може призвести до перегріву силових трансформаторів та кабелів, неправильної роботи електродвигунів, збільшення втрат в мережі енергосистеми та обмеження терміну служби вітрогенераторів та сонячних фотоелектричних модулів [66]. Гармоніки струму також можуть спричиняти гармоніки напруги [36].

Існує три методи керування, що використовуються для компенсації гармонік, визначені в : метод керування напругою (VCM), метод керування струмом (CCM) та гібридний метод керування (HCM). Потужність гармонік струму від інверторів, підключених до мережі, можна зменшити, збільшуючи індуктивність фільтрів, однак, це пов'язано з недоліком вартості та розмірів пристроїв. Інший підхід полягає у збільшенні частоти комутації інвертора для мінімізації вихідних гармонік струму, однак, чим вища частота комутації інвертора, тим вищі втрати на комутацію та перегрів компонентів.

Традиційні методи, такі як пасивні фільтри, не здатні повністю зменшити гармоніки , тому значна кількість дослідників розглядали альтернативні методи зменшення гармонік струму. Метод зменшення гармонік струму в мережевих інверторах з використанням широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) зі змінним циклом комутації представлений в [68], при цьому оптимальний цикл комутації визначається генетичним алгоритмом (ГА) для досягнення балансу між зменшенням втрат на комутацію та загальним коефіцієнтом гармонік струму (THD). У роботі [36] досліджено використання шунту PV-STATCOM для зменшення гармонік струму та провалів напруги. Фільтр активної потужності, керований нечіткою логікою, для мінімізації гармонік досліджується в [58]; автор показав за допомогою моделювання в MATLAB, що цей підхід може зменшити гармоніки, однак, не було представлено жодних підтверджень експериментальних даних або даних польових вимірювань. Оскільки інверторні генератори

домінують в електромережах, очікується, що управління гармоніками та їх зменшення і надалі потребуватимуть уваги.

Коливання напруги в енергосистемі пов'язані з наявною підтримкою реактивної потужності, тому регулювання реактивної потужності можна використовувати для згладжування коливань напруги. Проблеми коливань напруги можна вирішити традиційними методами, які передбачають розширення мережі та компенсацію реактивної потужності за допомогою методів послідовної компенсації (наприклад, тиристорні компенсатори) або методів шунтування (наприклад, STATCOMS та шунтуючі реактори) [34]. Системи зберігання енергії (наприклад, суперконденсатори, акумулятори та маховики) використовуються для подолання проблеми переривчастості шляхом підтримки постійної напруги в мережі та зменшення коливань напруги [34, 38]. Розподільчий статичний компенсатор (DSTATCOM) з акумуляторною батареєю успішно використовується для компенсації реактивної потужності, коливань напруги, небалансу навантаження та гармонік струму в розподільчих енергосистемах [41]. Очікується, що STATCOM і надалі відіграватимуть важливу роль у підтримці інтеграції нестабільної відновлюваної енергії в енергосистему. Твердотільні пристрої РПН мають характеристики швидкого реагування, які можуть бути використані для усунення проблем в мережі, таких як провали напруги та коливання [30]. Твердотільні пристрої РПН долають проблему повільної реакції механічних пристроїв РПН для застосувань зі швидкими коливаннями напруги, таких як розподільчі фідери з високим рівнем непостійної генерації. Однак твердотільні пристрої РПН страждають від проблеми розриву зв'язку через обмежену кількість електронних перемикачів та їхню концепцію поетапного керування.

Небаланс напруги визначається як відношення напруги зворотної послідовності до напруги прямої послідовності [40]. Ідеальна енергосистема повинна мати збалансований набір трифазних напруг. Однофазні фотоелектричні установки та однофазні навантаження низьковольтної розподільчої мережі, які нерівномірно розподілені між трьома фазами, створюють незбалансовану роботу системи. В результаті незбалансовані напруги та струми збільшують втрати

електроенергії, несправність захисту та зменшують пропускну спроможність мережі. Незбалансованість струму може збільшитися в 6-10 разів внаслідок несиметрії напруги лише на 1%; обмотки електродвигунів можуть зазнавати високих температур внаслідок несиметрії напруги, що може скоротити термін їхньої експлуатації [36]. Зі збільшенням проникнення однофазних фотоелектричних систем, підключених до інверторів, ймовірно, що несиметрія напруги в розподільчих мережах буде збільшуватися [36], що потребуватиме уваги дослідників для розробки методів аналізу та методів пом'якшення наслідків. Огляд літератури показує, що вже існує значна кількість досліджень, спрямованих на розробку стратегій управління проблемами небалансу напруги в електричних мережах. Застосування послідовного динамічного відновлювача напруги та шунтуючих пристроїв DSTATCOM для пом'якшення проблем несиметрії напруги в розподільчих мережах було досліджено в роботі [36], автори показали, що DSTATCOM працює краще, ніж динамічний відновлювач напруги для вирішення проблем несиметрії напруги. Підхід до використання однофазних інверторів, розподілених у формі трикутника між різними фазами мережі, був використаний для поліпшення несиметрії напруги в трифазних чотирипровідних системах в [26], розподілений алгоритм на основі консенсусу використовувався для координації розподілених інверторів. Генетичний алгоритм для виконання перемикання фаз для досягнення оптимального розташування фаз трансформатора з метою мінімізації несиметрії напруги запропоновано в [40].

1.4 Прогноз попиту та пропозиції

Нестабільність як попиту, так і пропозиції створила додатковий виклик для довгострокового і короткострокового прогнозування попиту на енергію та доступності ресурсів постачання. З появою сонячних електростанцій на дахах будинків видимий системний попит має додатковий рівень нестабільності, що залежить від природних коливань навантаження на обладнання споживачів та компенсації навантаження за рахунок сонячних фотоелектричних систем на дахах будинків. Те ж саме стосується і великомасштабного виробництва електроенергії,

прогнозування якого стає дедалі складнішим зі зростанням частки погодно-залежної відновлюваної генерації. Зростання частки нестабільної енергії створює виклики для процесу прийняття рішень щодо зобов'язань генеруючих одиниць, тому важливо мати ефективні стратегії, які забезпечують прийняття надійних рішень щодо зобов'язань генеруючих одиниць для забезпечення безпеки та надійності системи [2].

Існують розробки, спрямовані на вдосконалення методів прогнозування погоди та генерації, які допомагають точно прогнозувати ресурси вітрової та сонячної енергії в різних часових масштабах. Австралійський оператор енергетичного ринку (AEMO) [5] проводить випробування з метою вдосконалення методів короткострокового прогнозування з використанням технології Light Detection and Ranging (LIDAR), моніторингу неба та хмар. AEMO також використовує дані з високою роздільною здатністю (1-хвилинні вибірки) від Бюро метеорології, записані з різних пунктів спостереження, а також застосовує методи науки про дані та можливості ймовірнісного прогнозування для покращення результатів прогнозування непостійних ресурсів.

Точні моделі енергосистеми та моделі навантаження необхідні для забезпечення точного аналізу проблем енергосистеми в мережах з високим рівнем частки непостійної відновлюваної генерації, підключеної до інверторів. Потрібні оновлені моделі розподільчих фідерів для точного моделювання мережі та оцінки здатності цих мереж приймати ПЕМ, і певна робота з розробки таких моделей вже ведеться в Австралії [6]. Моделі електромагнітних перехідних процесів (ЕМТ) мають вищу точність порівняно з моделями фазової області. В енергосистемах з домінуванням інверторів, що складаються з швидких інверторних контролерів, моделювання ЕМР необхідне для оцінки їх продуктивності; однак моделювання ЕМР вимагає значних обчислювальних витрат і тому займає більше часу, ніж моделювання фазової області. Хоча моделювання ЕМТ є життєво важливим для досліджень з планування енергосистеми, воно непрактичне для застосування в диспетчерських в реальному часі, наприклад, для динамічної оцінки безпеки. Швидке моделювання в реальному часі з рівнем точності, порівнянним з

моделюванням ЕМТ, необхідне для диспетчерських і є предметом постійних досліджень.

1.5 Цілі у сфері відновлювальної енергетики ЄС

Стати першим у світі кліматично нейтральним континентом до 2050 року є метою Європейського зеленого курсу, дуже амбітного пакету заходів, які мають дозволити європейським громадянам та бізнесу отримати вигоду від сталого зеленого переходу. Використання відновлюваних джерел енергії має багато потенційних переваг, включаючи скорочення викидів парникових газів, диверсифікацію поставок енергії та зменшення залежності від ринків викопного палива (зокрема, нафти та газу). Зростання відновлюваних джерел енергії також може стимулювати зайнятість в ЄС за рахунок створення робочих місць за новими «зеленими» технологіями. Частка відновлюваної енергії зросла більш ніж удвічі в період з 2004 по 2022 рік У 2022 році ЄС досяг 23,0% частки валового кінцевого споживання енергії з відновлюваних джерел, що приблизно на 1,1 відсоткового пункту (пп) вище, ніж у 2021 році. Директива ЄС 2023/2413 про заохочення використання енергії з відновлюваних джерел переглянула у бік збільшення цільовий показник ЄС щодо відновлюваної енергетики до 2030 року з 32% до 42,5% (з метою збільшення його до 45%). Тому країнам ЄС необхідно активізувати свої зусилля для колективного виконання нової мети ЄС на період до 2030 року, яка передбачає збільшення частки відновлюваних джерел енергії у валовому кінцевому споживанні енергії ЄС майже на 20 в. п. На рисунку 1.9 показані останні доступні дані щодо частки відновлюваних джерел енергії у валовому кінцевому споживанні енергії.

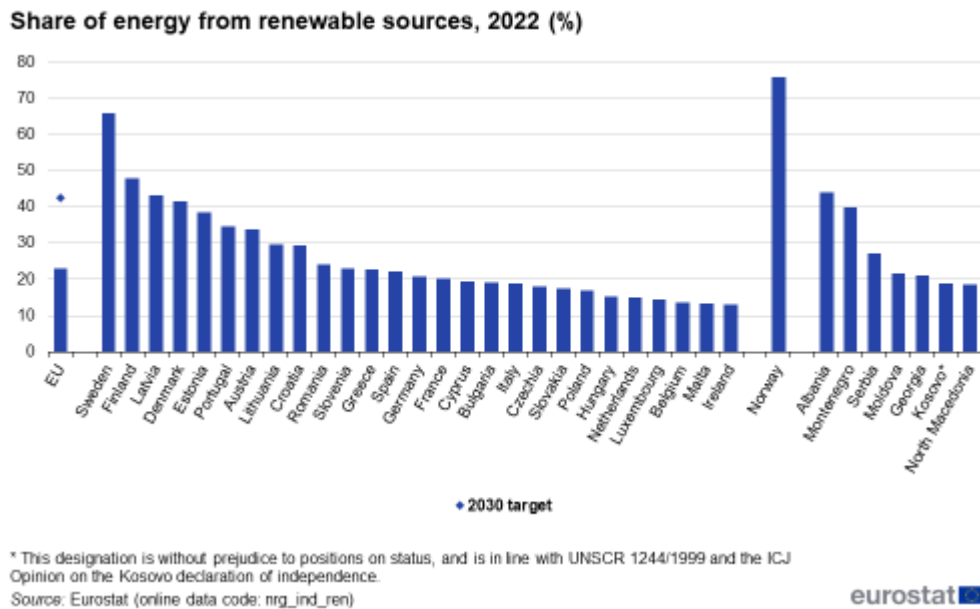


Рисунок 1.9 – Частка енергії з відновлюваних джерел, 2022 рік (% від валового кінцевого споживання енергії)

Швеція лідирує серед країн ЄС, де майже дві третини (66,0%) її валового кінцевого споживання енергії у 2022 році отримано з відновлюваних джерел. Швеція покладалася в основному на гідро-, вітрове, тверде та рідке біопаливо, а також теплові насоси. За нею слідує Фінляндія (47,9 %), яка також покладається на гідроенергію, вітер та тверде біопаливо, випередивши Латвію (43,3 %), яка в основному залежала від гідроенергетики. Обидві країни Данії (41,6%), за якими слідує Естонія (38,5%), отримали більшу частину відновлюваних джерел енергії з вітру та твердого біопалива. Португалія (34,7%) покладалася на тверде біопаливо, вітрові, гідро- та теплові насоси, тоді як Австрія (33,8%) використовувала переважно гідро- та тверде біопаливо. Найнижчі частки відновлюваних джерел енергії зафіксовані в Ірландії (13,1 %), Мальті (13,4 %), Бельгії (13,8 %) та Люксембурзі (14,4 %).

Деякі країни використовували статистичні трансфerti для підтримки вищих рівнів, ніж їхні цілі на 2020 рік (що є зобов'язанням на період 2021-2030 років). Статистичні перекази – це угоди між державами-членами про передачу визначеної кількості енергії з відновлюваних джерел від однієї держави-члена до іншої держави-члена.

Правила бухгалтерського обліку в Директиві (ЄС) 2018/2001 передбачають, що електроенергія, вироблена гідроенергетикою та вітровою енергією, має бути нормалізована з урахуванням щорічних змін погоди (гідроенергетика нормалізується протягом останніх 15 років, а вітрова енергетика – за останні 5 років, розділяючи нормалізацію наземного та морського вітру). Зростання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії в період з 2012 по 2022 рік значною мірою відображає розширення двох відновлюваних джерел енергії в ЄС, а саме вітрової та сонячної енергії. У 2022 році відновлювані джерела енергії становили 41,2 % валового споживання електроенергії в ЄС, що майже на 4 відсоткові пункти вище, ніж у попередньому році (37,5 % у 2021 році). На вітрову та гідроенергетику припадало понад дві третини загального обсягу електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел (37,5 та 29,9 % відповідно). Решта третина виробленої електроенергії припадала на сонячну енергію (18,2 %), тверде біопаливо (6,9 %) та інші відновлювані джерела (7,5 %). Сонячна енергетика є найбільш швидкозростаючим джерелом: у 2008 році на її частку припадало 1 %. Це означає, що зростання електроенергії від сонячної енергії було драматичним, піднявшись лише з 7,4 ТВт·год у 2008 році до 210,3 ТВт·год у 2022 році. Частка енергії з відновлюваних джерел в енергетиці представлена на рисунку 1.10.

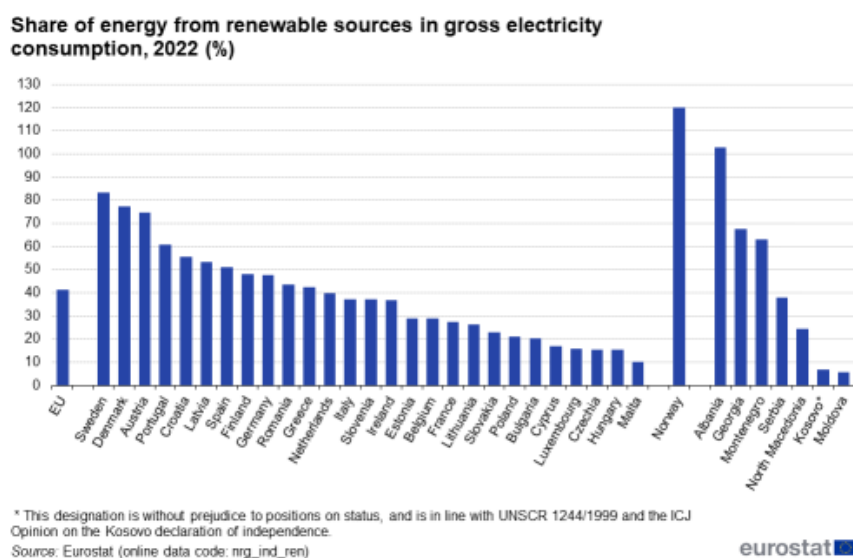


Рисунок 1.10 – Частка енергії з відновлюваних джерел у валовому споживанні електроенергії, 2022

Серед країн-членів ЄС понад 70 % електроенергії, спожитої у 2020 році, було вироблено з відновлюваних джерел в Австрії (74,7 %), Данії (77,2 %) та Швеції (83,3 %). Споживання електроенергії з відновлюваних джерел також було високим у Португалії (61,0 %), Хорватії (55,5 %), Латвії (53,3 %) та Іспанії (50,9 %), на які припадає більше половини спожитої електроенергії. З іншого боку, частка електроенергії з відновлюваних джерел становила 15 % або менше на Мальті (10,1 %), Угорщині (15,3 %), Чехії (15,5 %), Люксембурзі (15,9 %) та Кіпрі (17,0 %). Країна ЄАВТ Норвегія виробила більше електроенергії з відновлюваних джерел, ніж загальна кількість електроенергії, яку вона спожила у 2022 році, що призвело до частки понад 100 %.

У 2022 році відновлювана енергетика становила 24,8 % від загального використання енергії для опалення та охолодження в ЄС, збільшившись із 11,7 % у 2004 році. Цьому зростанню сприяли зміни в промисловому секторі, сфері послуг та домогосподарствах. Також враховується енергія навколишнього середовища, що вловлюється тепловими насосами для опалення та відновлюваного охолодження. Частка енергії з відновлюваних джерел в опаленні та охолодженні представлена на рисунку 1.11.

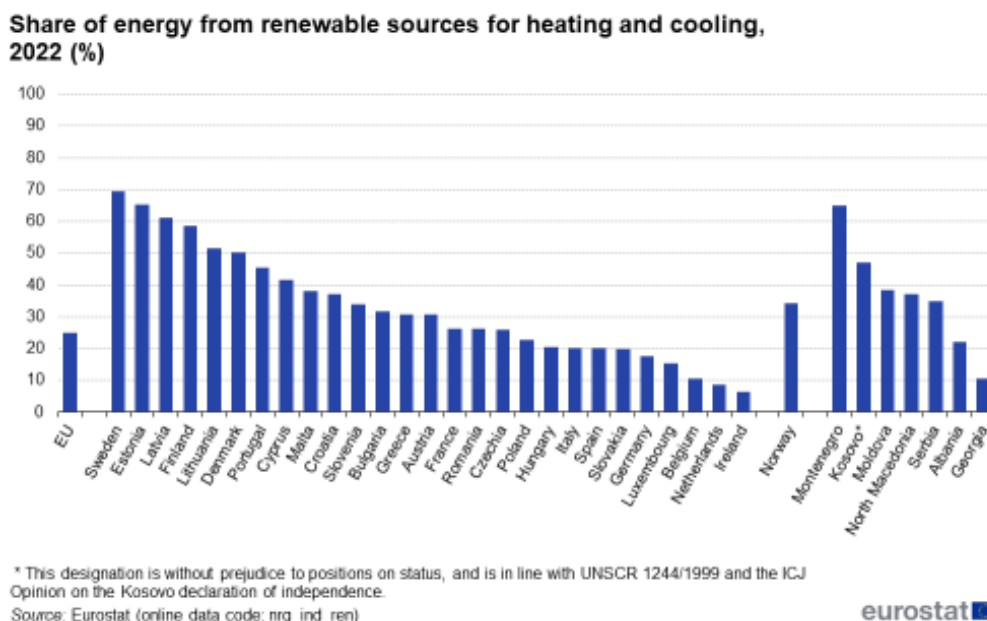


Рисунок 1.11 – Частка енергії з відновлюваних джерел для опалення та охолодження, 2023

Серед країн-членів ЄС частка енергії з відновлюваних джерел у сфері опалення та охолодження склала більше половини у Швеції (69,4 %), Естонії (65,4 %), Латвії (61,0 %), Фінляндії (58,5 %), Литві (51,5 %) та Данії (50,1 %). З іншого боку, державами-членами ЄС з часткою енергії з відновлюваних джерел у нагріванні та охолодженні менше 10 % були Ірландія (6,3 %) та Нідерланди (8,6 %).

ЄС погодився встановити спільну ціль у розмірі 29 % частки відновлюваної енергії (включаючи рідке біопаливо, водень, біометан, «зелену» електроенергію тощо), що використовується на транспорті, до 2030 року. Середня частка енергії з відновлюваних джерел у транспорті зросла з 1,6 % у 2004 році до 9,6 % у 2022 році. Серед країн-членів ЄС частка відновлюваних джерел енергії у споживанні палива на транспорті коливалася від максимуму 29,2 % у Швеції та 18,8 % у Фінляндії до менш ніж 5 % у Хорватії (2,4 %), Латвії (3,1 %) та Греції (4,1 %). Країна ЄАВТ Норвегія також повідомила про високу частку відновлюваної енергії у споживанні палива на транспорті (23,7 %). Частка енергії з відновлюваних джерел на транспорті представлена на рисунку 1.12.

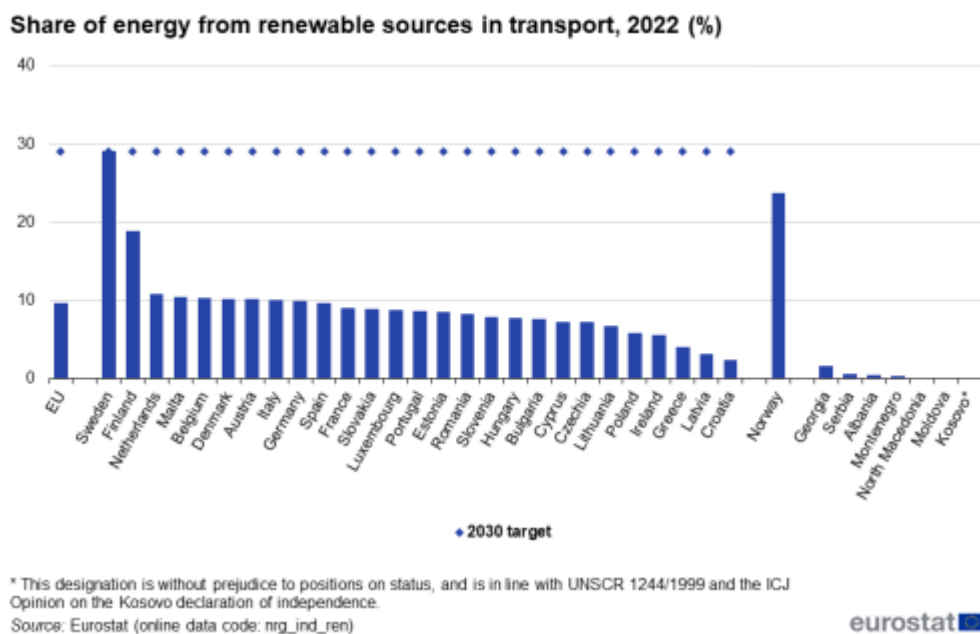


Рисунок 1.12 – Частка енергії з відновлюваних джерел у транспорті, 2022 рік (% від валового кінцевого споживання енергії)

1.6 Економічні та соціальні аспекти створення автономних енергетичних регіонів

Енергетична система є ключовим елементом інфраструктури країни, що забезпечує функціонування багатьох сфер життя, зокрема значно впливає на економіку. Низька ефективність енергосистеми призводить до збільшення витрат на виробництво і транспортування енергії, що підвищує вартість товарів і послуг для кінцевих споживачів. Крім того, недостатнє постачання енергії може зменшити обсяги виробництва та знизити рівень життя населення. Тому аналіз стану, динаміки та шляхів вдосконалення енергетики є важливим аспектом діяльності країни.

Першим питанням при переході на зелену енергетику є конкурентоспроможність відновлюваної енергії за ціною та собівартістю виробництва. За даними аналізу вирівняної вартості енергії від Lazard [9], яка визначає мінімальну ціну за 1 МВт енергії, за якої електростанція буде беззбитковою протягом очікуваного терміну служби, вартість виробництва зеленої енергії значно знизилася з 2009 по 2019 роки. Це зробило її конкурентоспроможною з традиційними методами генерації енергії. Це пояснюється зниженням витрат на будівництво та підвищенням продуктивності електростанцій, орієнтованих на зелену енергію, завдяки зростанню попиту на екологічне виробництво та розвитку технологій видобування зеленої енергії.

На основі зібраних даних можна зробити висновок, що найнижчу ціну беззбитковості у 2019 році мали електростанції, які використовують сонячну фотоелектричну енергію, береговий вітер або газ. Це підтверджується поведінкою виробників енергії, адже за даними дослідження витрат на виробництво енергії з відновлюваних джерел IRENA [10], у 2019 році відновлювані джерела енергії становили 72% усіх нових потужностей у світі.

Варто звернути увагу на відмінності в структурі собівартості енергії. З одного боку, більшість електростанцій відновлюваної енергії мають відносно низькі експлуатаційні витрати. По-перше, через менші витрати на видобування палива, адже вода, вітер або сонце не потребують значних ресурсів для

видобування і транспортування. По-друге, через мінімальні витрати на технічне обслуговування та утилізацію шкідливих відходів. З іншого боку, переривчастий цикл постачання відновлюваної енергії не може стабільно задовольняти потреби громади без побудови акумуляторної системи накопичення енергії.

Варто зазначити, що завдяки значному поширенню використання акумуляторів (наприклад, у смартфонах, ноутбуках, електромобілях, мережевих накопичувачах) та розвитку технологій їх виробництва, їх вартість значно знизилася. За оцінками [11], протягом 1991-2018 років ціни на літій-іонні акумулятори впали на 97%, що є позитивною тенденцією для використання відновлюваної енергії.

Важливим аспектом оцінки перспектив і ризиків створення автономних енергетичних регіонів є аналіз їхнього впливу на економічне та соціальне життя громад. Для ілюстрації цього розглянемо кілька успішних прикладів реалізації таких проєктів. Автономні енергетичні системи набули популярності як рішення для електрифікації ізольованих територій.

Яскравим прикладом є острів Самсе [12] в Данії, де проживає 3 724 особи (дані на 2017 рік). У 1997 році Самсе переміг у державному конкурсі на створення громади, яка повністю використовує відновлювані джерела енергії. Завдяки злагодженій роботі до 2007 року острів став 100% енергетично незалежним, використовуючи енергію вітру, сонця та біомаси. Місцеві жителі та бізнес активно інвестували в проєкт, ставши власниками 90% вітряків. Окрім енергетичної незалежності, це забезпечило громаді додатковий дохід, збільшило зайнятість і створило екологічний бренд, що підвищив туристичну та інвестиційну привабливість острова. Крім того, на Самсе відкрили Енергетичну академію, яка займається дослідженнями сталого розвитку та обміном знаннями.

Ще одним прикладом є місто Бордесхольм у Німеччині (населення 7,5 тис. осіб), яке з 2018 року використовує автономну мережу відновлюваної енергії. Ця система забезпечує стабільність електропостачання та дозволяє відновлювати локальну мережу у випадку аварій. Реалізацією проєкту займалася компанія Versorgungsbetriebe Bordesholm за підтримки місцевої влади та фінансування ЄС.

Крім стабільності електромережі, компанія отримує дохід, продаючи резерви енергії до європейської мережі.

Великі міста рідше переходять на повністю автономні енергосистеми, оскільки їхні потреби у відновлюваній енергії складніше задовольнити. Проте Гренобль у Франції став винятком [13]. У 2022 році його назвали Зеленою столицею Європи. Енергосистема міста повністю забезпечує електроенергією та на 80% покриває потреби тепломережі, створюючи понад 17 000 робочих місць. Завдяки пільгам, конкурсам і підтримці стартапів у сфері відновлюваної енергії в регіоні активно розвиваються технології водню, акумуляторів та енергоменеджменту. Крім того, освітні й дослідницькі установи, такі як Université Grenoble Alpes і ENSE3, підтримують інноваційні проєкти. Таким чином, Гренобль не лише забезпечує свої енергетичні потреби, а й стимулює економічний розвиток і залучення бізнесу. Ці приклади демонструють, як інтеграція відновлюваної енергії може трансформувати громади, створюючи економічні, екологічні та соціальні переваги.

Прикладом великого міста, що частково перейшло на автономну енергетичну систему на основі відновлюваних джерел енергії, є Аделаїда в Австралії (населення 1,387 млн осіб). Починаючи з липня 2020 року, муніципальні будівлі міста повністю живляться від відновлюваної енергії. Для реалізації цього проєкту Аделаїда уклала 10-річний контракт із компаніями Flow Power і Clements Gar. За словами співзасновника Flow Power Д. Еванса, ця угода сприятиме розвитку нових сонячних проєктів у регіоні, створить робочі місця та сприятиме інтеграції відновлюваних джерел енергії в енергосистему.

Крім того, місто встановило сонячні батареї на дахах адміністративних будівель, таких як ратуша, водний центр, місцеві торгові центри, центральний ринок і автобусний вокзал. Ці заходи дозволили заощаджувати близько 300 тисяч доларів США щорічно на оплаті електроенергії, а також стимулювали місцевий бізнес через фінансування модернізації та обслуговування енергоефективних будівель, створюючи нові робочі місця.

Таким чином, наведені приклади демонструють успішну реалізацію автономних енергетичних проєктів, що позитивно впливають на сталий розвиток

громад. Вони забезпечують енергетичну незалежність, сприяють зайнятості населення, розвитку місцевого бізнесу, покращують репутацію та бренд спільнот. Водночас, перехід на відновлювані джерела енергії потребує тривалого часу, значних інвестицій і активності місцевих стейкхолдерів. Крім того, автономні системи не завжди можуть повністю задовольнити потреби великих громад.

Енергетичній стратегії до 2035 року [15], є декарбонізація. Стратегія передбачає збільшення частки відновлюваних джерел енергії у загальному первинному постачанні енергії до 25% до 2035 року. У 2020 році ця частка становила 7,32% [8]. Зважаючи на ці факти, створення автономних енергетичних регіонів є перспективним кроком для переходу України на відновлювану енергетику. Енергетично автономні регіони, що базуються на генерації відновлюваної енергії, сьогодні є конкурентоспроможними з використанням викопного палива в ціновому діапазоні. Вони підвищують енергетичну незалежність країни, ефективність розподілу і транспортування енергії, а також дозволяють економити на масштабах, на відміну від генерації відновлюваної енергії для окремих домогосподарств. Крім того, реалізація проєктів автономних енергетичних мереж на основі місцевих відновлюваних ресурсів може позитивно вплинути на соціально-економічний розвиток невеликих територіальних громад України.

Ризики впровадження автономних енергетичних регіонів можна зменшити, реалізуючи проєкти в невеликих населених пунктах України з найбільшими резервами відновлюваних ресурсів. Наприклад, для вітрової енергетики це можуть бути гірські регіони на заході та берегові регіони на півдні країни. Важливо розробити державні та регіональні стратегічні плани переходу до відновлюваної енергії, щоб залучити інформаційну та фінансову підтримку світових інституцій стійкого розвитку та приватних інвесторів. Заохочення участі місцевого населення та бізнесу у проєктах, створення пілг та конкурсів для малого та середнього бізнесу у сфері відновлюваної енергії також є важливими кроками.

Одним із засобів стимулювання бізнесу може бути вже існуючий «зелений тариф». Проте для його ефективної роботи державним установам необхідно

погасити наявну заборгованість перед виробниками електроенергії з відновлюваних джерел за поставку енергії за 2021 рік, яка існувала станом на березень 2023 року. Відсутність чіткого плану переходу України до відновлюваної енергії вказує на необхідність значного вдосконалення державної сфери стимулювання виробництва зеленої енергії.

Створення автономних енергетичних регіонів в Україні може не лише покращити екологічне становище держави, але й стати перспективним соціально-економічним рішенням для післявоєнного відновлення та розвитку регіонів. Однак реалізація масштабних регіональних проєктів переходу на відновлювану енергію в Україні пов'язана з труднощами, такими як залучення фінансування та створення сприятливого середовища державної політики та місцевих громад.

1.7 Висновки першого розділу

Останні тенденції показують, що оцінка безпеки енергосистеми трансформувалася від традиційних методів до методів, які можуть бути використані для оцінки ризиків для енергосистеми з високим рівнем частки ВДЕ в загальній структурі енергосистеми. Це включає подальший розвиток моделей зобов'язань за одиницю продукції для врахування високої мінливості та нестабільності відновлюваних джерел енергії, що мають непостійний характер.

Зміна режиму розподільчого навантаження з односпрямованого на двоспрямований та пов'язані з цим виклики профілю напруги вимагають подальших досліджень та інновацій у стратегіях регулювання напруги для управління високим рівнем проникнення відновлюваних джерел енергії з нестабільною структурою в розподільчі мережі.

Зі швидким поширенням розподілених дахових сонячних систем, які становлять значну частку загальної генерації, у операторів енергосистем з'явилася можливість використовувати ці генератори для регулювання частоти та напруги за допомогою відповідних систем управління та зв'язку. Ефективні та економічно вигідні стратегії управління великими територіями для управління генераторами

та навантаженнями за лічильником з метою підтримки частоти та напруги в мережі потребують подальших досліджень.

Потребують розробки стратегії експлуатації та управління, які б гарантували, що підключені до інвертора генератори з переривчастим режимом роботи роблять надійний внесок у підтримку частоти в енергосистемі, особливо під час частотних коливань.

Необхідний подальший розвиток методів і стратегій оцінки вимог до гнучкості енергосистеми для забезпечення належних швидкостей нарощування потужності в енергосистемах, включаючи подальший розвиток методів оцінки мінімального рівня гнучкості для забезпечення певних рівнів впровадження ВДЕ.

Зростання частки генерації з інверторним підключенням з меншим рівнем внеску відмов і, як наслідок, меншою інерційністю енергосистеми вимагатиме вдосконалення систем захисту для адаптації до змінених умов роботи енергосистеми, включаючи захист від короткого замикання та захист від перевантаження за струмом.

Необхідно розробити надійні стратегії управління енергосистемою та управління стабільністю для підготовки до потенційних періодів, коли велике навантаження на мережу може обслуговуватися на 100% за рахунок відновлюваних джерел енергії, підключених до інверторів з переривчастим режимом роботи за допомогою мережевих інверторів.

Зі збільшенням частки генерації, підключеної до мережі з використанням інверторів, проблеми з якістю електроенергії потребують подальшого розвитку надійних методологій аналізу та стратегій пом'якшення їх наслідків.

Очікується, що накопичувачі енергії, зокрема акумуляторні батареї, відіграватимуть значну роль у вирішенні проблем стабільності напруги, стабільності частоти та надійності в електромережах, в яких домінує інверторна генерація.

Розробка значно швидших імітаційних моделей з точністю моделей ЕМТ необхідна для оцінки енергосистеми з домінуванням інверторів, придатних для застосування в диспетчерських в режимі реального часу, наприклад, для динамічної оцінки безпеки.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Технічно-економічне обґрунтування

Теплові електростанції (ТЕС) в Україні відіграють важливу роль у забезпеченні стійкості та ефективності електропостачання країни. У контексті викликів сучасного енергетичного ринку, розвиток теплових електростанцій стає актуальним завданням, обґрунтованим технічними та економічними аспектами.

Актуальність використання ТЕС полягає у їхній спроможності забезпечувати стабільне виробництво електроенергії у порівняно короткий термін, реагувати на зміни попиту та забезпечувати ефективне використання енергоресурсів.

За даними досліджень, теплові електростанції в Україні демонструють конкурентоспроможність вартості виробництва електроенергії порівняно з альтернативними джерелами, такими як сонячна чи вітрова енергія. Враховуючи забезпеченість країни енергетичними ресурсами, великий промисловий потенціал та існуючу інфраструктуру, розвиток ТЕС стає стратегічно доцільним [1].

Проектування нових теплових електростанцій має значний потенціал для збільшення робочих місць, підвищення технологічної культури та стимулювання розвитку вітчизняного машинобудування. Використання наявних майданчиків сприятиме ефективному впровадженню нових проектів завдяки наявності існуючої інфраструктури та кадрів.

Програма співпраці з іноземними партнерами, орієнтована на будівництво ТЕС малої потужності, відкриває перспективи використання сучасних технологій для підвищення безпеки та зниження вартості будівництва.

Україна має потужний потенціал для експорту електроенергії, аналогічно до практики Франції, що поставляє електроенергію на європейські ринки.

Враховуючи збереження кваліфікованих кадрів та існуючий потенціал виробництва обладнання в Україні, розвиток ТЕС може зробити країну ключовим гравцем на міжнародному енергетичному ринку [2].

Усі ці аспекти обґрунтовують стратегічну доцільність і необхідність розвитку теплових електростанцій в Україні, сприяючи забезпеченню стійкості та конкурентоспроможності енергетичного комплексу країни.

Витрати на спорудження КЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл.1. В практиці будівництва КЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва КЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво ТЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в табл.1.

Табл. 2.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Глави звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від гл.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн./кВт·год
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	2,1%	50%	15960000	2%	638400	48%	15321600	31920000
2	Об’єкти основного виробничого призначення	800	60,0%	912000000	39,0%	592800000	1,0%	15200000	1520000000
3	Об’єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	14592000	20%	3648000			18240000
4	Об’єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	24548000	15%	4332000			28880000
5	Об’єкти транспортного господарства та зв’язку	3%	95%	43320000	5%	2280000			45600000

6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3,0%	90%	41040000	10%	4560000			45600000
7	Упорядкування території	0,5%	100%	7600000					7600000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	48640000	10%	6080000	10%	6080000	60800000
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	45600000	45600000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	3040000	3040000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	4560000	4560000
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	76000000	76000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	15200000	15200000
	Всього по главах 1-13			1107700000		614338400		181001600	1903040000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / N_{\text{вст.}}$$

$$k_{\text{num}} = 1903040000 / 1900000 = 1001,6.$$

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}};$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma \text{тр}};$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Табл. 2.2. – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
Ф1	1276678400	7%	89367488
Ф2	456000000	25%	114000000
Ф3	580761600	20%	116152320
Разом			216919808

$$S_a = \sum \Phi_i \cdot H_i,$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1276678400 \cdot 7\% + 456000000 \cdot 25\% + 580761600 \cdot 20\% = 216919808 \text{ грн.}$$

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{вст}},$$

де $k_{\text{шт}}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$N_{\text{вст}}$ – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{\text{шт}}$ для ТЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 1900 = 3040 \text{ чоловіка.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати таке співвідношення:

Табл. 2.3. – Розрахунок чисельності персоналу

Робітники	87%	2645 чол.
ІТР	10%	304 чол.
Службовці	2,1%	64 чол.
МОП	0,9%	27 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = 1,57 \cdot \Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{сер\ інш} \cdot n_i),$$

де $S_{сер}$ – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;

n_i – чисельність персоналу по категоріях.

Табл. 2.4. – Розрахунок зарплати персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	22600	717324000
ІТР	25800	94118400
Службовці	30600	23500800
МОП	16200	5248800
Разом за рік		1270568580

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$S_{ін} = (S_a + S_{зп} + S_n) \cdot P_p,$$

де $P_p = 13\%$.

$$S_{ін} = (216919808 + 1270568580 + 21498762014) \cdot 13\% = 2977360007 \text{ грн.}$$

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{зп} + S_n + S_{ін}.$$

$$S = 216919808 + 1270568580 + 21498762014 + 2977360007 = 25963610409 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{\text{відп}},$$

де $E_{\text{відп}}$ – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

$$C = 25963610409 / 12698155 = 204,4676 \text{ коп/кВт·год}$$

Табл. 2.5. – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	216919808	0,8%	1,7083
Зарплата	1270568580	4,9%	10,0059
Паливо	21498762014	82,8%	169,3062
Інші	2977360007	11,5%	23,4472
Разом	25963610409	100%	204,4676

Табл. 2.6. – Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	1900	МВт
Склад обладнання	4x300+2x500	
Річний виробіток електроенергії	12698155,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1903040000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	204,4676	коп/кВт·год

2.2 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних та теплових навантажень (району, системи). Потужність електричних станцій повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворення, та витрати на власні потреби станції.

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності району $P_{p \max}$ і системи $P_{c \max}$. Побудова графіків в іменованих одиницях здійснюється за виразом[45] :

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}; \quad (2.1)$$

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100} \quad (2.2)$$

де $P_{p \max}$, $P_{c \max}$ - максимальне навантаження відповідно району і системи, %.

Постійні втрати потужності в мережах місцевого району і системи знаходяться по формулам:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{1c} = \Delta P'_{1c \max} \quad (2.4)$$

Значення цих втрат залишаються незмінними на протязі доби.

Змінні втрати потужності в будь – який час доби.

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}^2}; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P'_{2c \max} \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}^2} \quad (2.6)$$

Потужність, що віддається в шини розподільчих пристроїв (РП) різноманітних напруг:

$$P_{p \text{ відт}} = P_{pt} + P_{1p} + P_{2pt}; \quad (2.7)$$

$$P_{c \text{ відт}} = P_{ct} + P_{1c} + P_{2ct}; \quad (2.8)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин електростанції:

$$P_{\text{відт}} = P_{c \text{ відт}} + P_{p \text{ відт}}; \quad (2.9)$$

В залежності від величини $P_{\text{вiд}t}$ наближено визначається витрата електроенергії на власні потреби (в. п.) станції:

$$P_{\text{ent}} = \left(0.4 + 0.6 \frac{P_{\text{вiд}t}}{P_{\text{вcm}}}\right) \frac{P'_{\text{en}} P_{\text{вiдmax}}}{100}, \quad (2.10)$$

де $P_{\text{вcm}}$ - встановлена потужність станції,

P'_{en} - максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції;

$P_{\text{вiдmax}}$ - максимальна потужність, що віддається з шин станції.

Потужність, яку виробляють генератори ЕС:

$$P_{\text{вир}t} = P_{\text{вiд}t} + P_{\text{en}t} \quad (2.11)$$

Далі наведемо розрахунок для часового періоду з 0-6 годин:

$$P_{p_t} = \frac{53 \cdot 500}{100} = 265(\text{MBm}),$$

$$P_{c_t} = \frac{74 \cdot 1100}{100} = 814(\text{MBm}),$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 500 = 5(\text{MBm}),$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1100 = 22(\text{MBm}),$$

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot \frac{265^2}{4000} = 8,43(\text{MBm}),$$

$$\Delta P_{2ct} = 0,14 \cdot \frac{814^2}{1100} = 84,33(\text{MBm}),$$

$$P_{p\text{вiд}t} = 265 + 5 + 8,43 = 278,43(\text{MBm}),$$

$$P_{c\text{вiд}t} = 814 + 22 + 84,33 = 920,33(\text{MBm}),$$

$$P_{\text{вiд}t} = 278,43 + 920,33 = 1198,76(\text{MBm}),$$

$$P_{\text{ent}} = \left(0.4 + 0.6 \frac{1198,76}{1900}\right) \frac{3 \cdot 1805,4}{100} = 42,17(\text{MBm}),$$

$$P_{\text{вир}t} = 1198,76 + 42,17 = 1240,93(\text{MBm}).$$

де $\Delta P'_1 = 0,01(\text{MBm})$, – відносна величину втрат в мережах місцевого району зимою;

$\Delta P'_1$ – відносна величину втрат в системі зимою;

$\Delta P'_2 = 0,06(\text{MBm})$, – відносна величину втрат в мережах місцевого району літом;

$\Delta P'_2$ – відносна величину втрат в системі літом;

$P'_{en} = 3\%$, – максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції.

Результат розрахунку електричних навантажень приведено в таблиці 2.1 По даним розрахунків побудовані добові графіки електричних навантажень для місцевого району рисунок 1, для енергосистеми рисунок 2, і добовий графік вироблення електроенергії генераторами ЕС рисунок 3.

Таблиця 2.7 – Результати розрахунку добового графіка навантажень

Години доби, год		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	53	58	92	85	94	99	88	65
	Літо	50	52	88	79	89	94	83	60
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	265	290	460	425	470	495	440	325
	Літо	250	260	440	395	445	470	415	300
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	5	5	5	5	5	5	5	5
	Літо	5	5	5	5	5	5	5	5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	8,43	10,09	25,39	21,68	26,51	29,40	23,23	12,68
	Літо	7,50	8,11	23,23	18,72	23,76	26,51	20,67	10,80
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	278,43	305,09	490,39	451,68	501,51	529,40	468,23	342,68
	Літо	262,50	273,11	468,23	418,72	473,76	501,51	440,67	315,80
Навантаження системи, %	Зима	74,00	80,00	99,00	93,00	96,00	100,00	87,00	76,00
	Літо	64,00	69,00	89,00	80,00	88,00	93,00	84,00	69,00
Навантаження системи, МВт	Зима	814,00	880,00	1089,00	1023,00	1056,00	1100,00	957,00	836,00
	Літо	704,00	759,00	979,00	880,00	968,00	1023,00	924,00	759,00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	22	22	22	22	22	22	22	22
	Літо	22	22	22	22	22	22	22	22
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	84,33	98,56	150,94	133,19	141,93	154,00	116,56	88,95
	Літо	63,08	73,32	121,98	98,56	119,26	133,19	108,66	73,32
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	920,33	1000,56	1261,94	1178,19	1219,93	1276,00	1095,56	946,95
	Літо	789,08	54,32	1122,98	1000,56	1109,26	1178,19	1054,66	854,32

Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	Зима	1198,76	1305,65	1752,33	1629,87	1721,43	1805,40	1563,79	1289,63
	Літо	1051,58	1127,43	1591,22	1419,28	1583,02	1679,70	1495,33	1170,12
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	42,17	44,00	51,64	49,54	51,11	52,54	48,41	43,72
	Літо	39,65	40,95	48,88	45,94	48,74	50,39	47,24	41,68
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	1240,93	1349,65	1803,96	1679,41	1772,54	1857,95	1612,21	1333,35
	Літо	1091,23	1168,38	1640,10	1465,22	1631,76	1730,10	1542,57	1211,80

Річний графік вироблення електроенергії рисунок 2.4 будувався для тривалості зимового періоду 183 дня, а літнього 182 дня.

Крім розрахунку графіків електричних навантажень було розраховано основні техніко-економічні показники роботи електричної станції:

1). Максимальне навантаження станції:

$$P_{max} = 1857,95$$

2). Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{viri} t_i, \quad (2.12)$$

$$E_p = 12698155,02 (MBm \cdot \text{год}).$$

3). Встановлена потужність станції:

$$P_{вст} = 1900 (MBm).$$

4). Середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_p}{T}, \quad (2.13)$$

$$P_{cp} = 1449,56 (MBm).$$

5). Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} \quad (2.14)$$

$$K_3 = 0,78.$$

6). Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_y = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}, \quad (2.15)$$

$$K_y = 0,76.$$

7). Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}} \quad (2.16)$$

$$T_{max} = 6834,51.$$

8). Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}, \quad (2.17)$$

$$T_{вст} = 6683,24(год).$$

9). Коефіцієнт резерву:

$$K_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}} \quad (2.18)$$

$$K_{рез} = 1,02.$$

10). Річне споживання електричної енергії механізмами власних потреб:

$$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПt_i} \cdot t_i, \quad (2.19)$$

$$E_{ВПp} = 400127,19(MBt \cdot год).$$

11). Загальна річна кількість електричної енергії, що видається з шин станції:

$$E_{вст.p} = E_p - E_{ВПp}, \quad (2.20)$$

$$E_{вст.p} = 12298027,83(MBt \cdot год).$$

12). Час максимальних втрат електроенергії:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{10^4})^2 \quad (2.21)$$

$$\tau = 5711,32(год).$$

За даними таблиці 2.1. будуються наступні графіки $P = f(t)$:

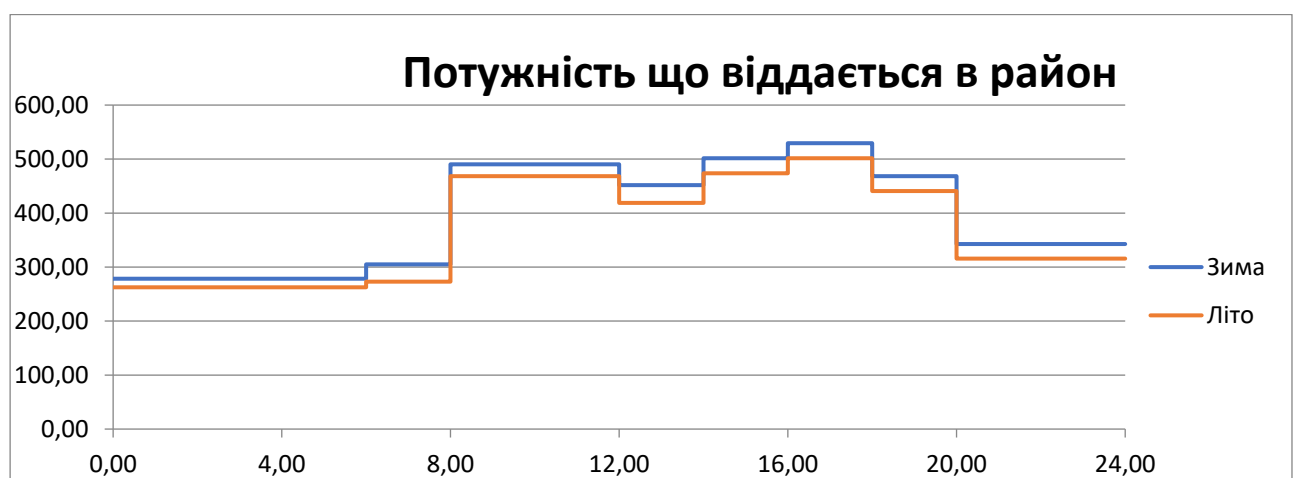


Рисунок 2.1 – Потужність, яка віддається в місцевий район

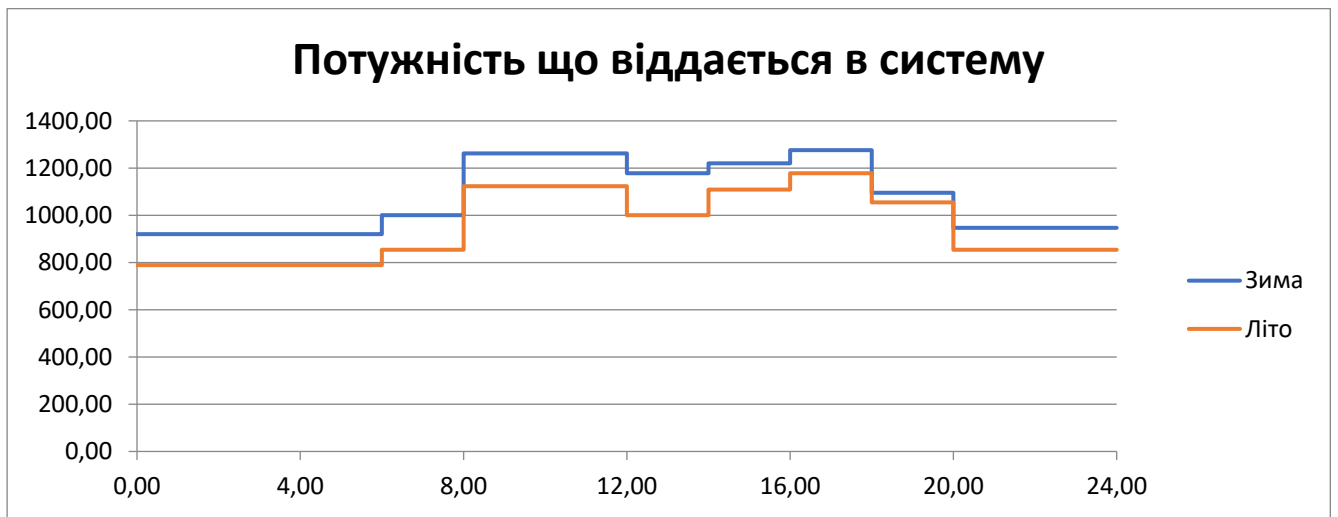


Рисунок 2.2 – Потужність, яка віддається в систему

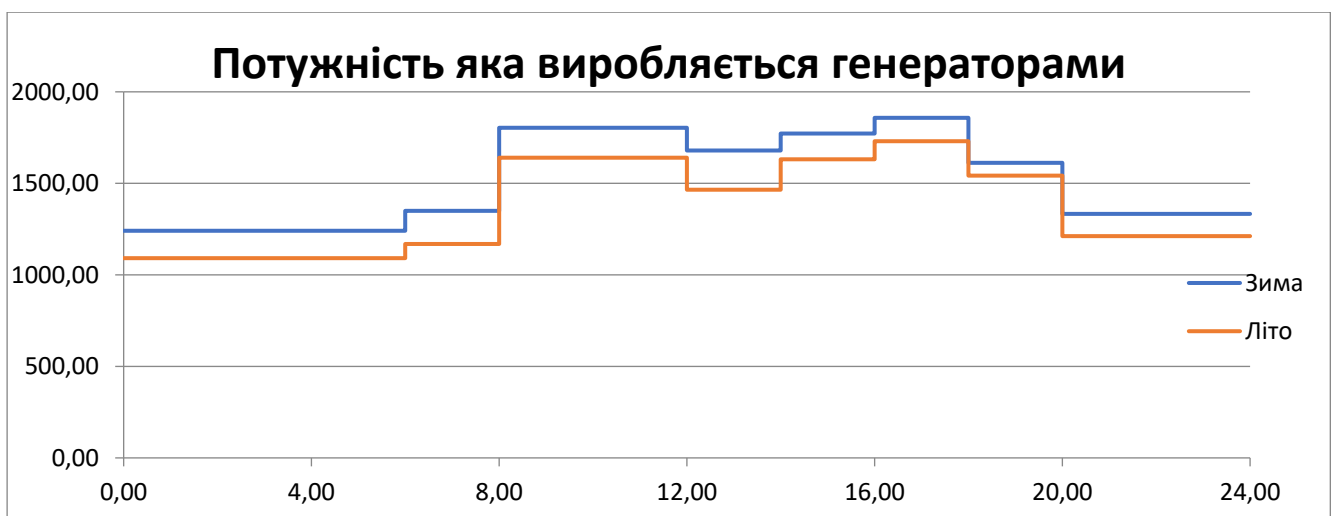


Рисунок 2.3 – Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

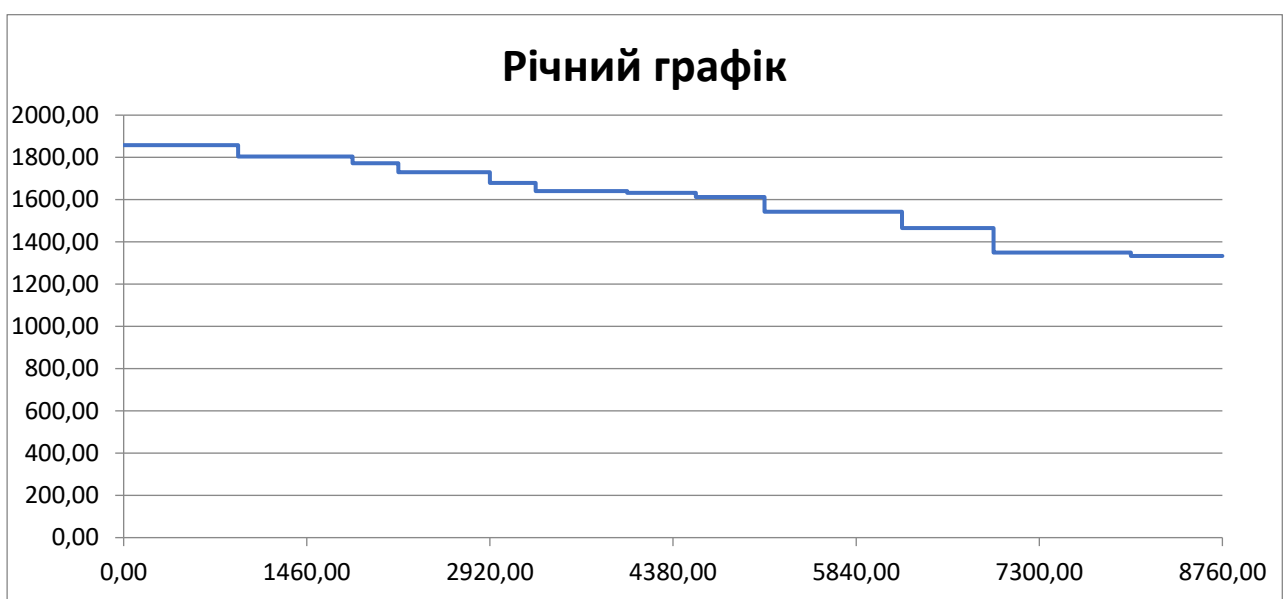


Рисунок 2.4 – Річний графік виробітку електроенергії

2.3 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та котельних агрегатів

Таблиця 2.7 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Температура свіжої пари, °С	Витрати свіжої пари, D, т/год
К-500- 240	500	240	560	1500
К-300- 240	300	240	560	865

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на КЕС визначаємо згідно зробленим раніше вибором парових турбін. Паропродуктивність парогенераторів вибирається: для блочних КЕС – за максимальним пропуском гострої пари через турбіну з врахуванням власних потреб та запасом до 3%. При виході з ладу одного блока ті, що залишаються, з врахуванням роботи пікових котлів повинні забезпечити середній за найбільш холодний місяць відпуск пари на опалення, вентиляцію та гаряче водо забезпечення. Номінальні дані парогенератора заносимо в таблицю 2.3

Таблиця 2.8 – Параметри парогенераторів

Марка котло - агрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході, ата	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
Пп-1600/255	1600	500	255	565	570	Вугілля
Пп-950/255	950	300	255	565	570	Вугілля

Для блоків потужністю 2х500 МВт обрано генератори типу ТГВ-500-2У3, а для блоків 3х300 МВт вибрано генератори типу ТГВ-300. Параметри генераторів заносимо в таблицю 2.4

Таблиця 2.9 – Параметри генераторів

Марка	Потужність		Напруга U _{н1} , кВ	cosφ _н	x'' _d
	S, МВА	P, МВт			
ТГВ-500-2УЗ	588	500	20	17	0,85
ТГВ-300	352,94	300	20	10,2	0,85

Вибране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції, а також можливість виробництва електричної енергії по заданих графіках навантаження.

2.4 Вибір структурної схеми станції. Вибір блочних трансформаторів, трансформаторів власних потреб, кількості ЛЕП та іншого обладнання

Так, як потужність передається на двох напругах, то проектувана станція буде мати два розподільчих пристрої – розподільчий пристрій високої напруги (РП ВН) та середньої напруги (РП СН).[45]

Розрахуємо кількість ліній електропередач для зв'язку станції з системою і місцевим районом.

Кількість ліній зв'язку з системою:

$$n_c = \frac{P_{max}}{P_{zp}} \quad (2.22)$$

$$n_c = \frac{1276}{700} + 1 = 2,83 \approx 3.$$

Кількість ліній зв'язку з місцевим районом:

$$n_{mp} = \frac{529,4}{50} + 1 = 11,58 \approx 12.$$

Розподіл генераторів між РП різних напруг виконуємо з урахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги $P_{від}$. При цьому необхідно, щоб перетік потужності з РП однієї напруги в РП іншої напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним. Вибір структурної схеми станції виконуємо на підставі техніко-економічного порівняння схем.

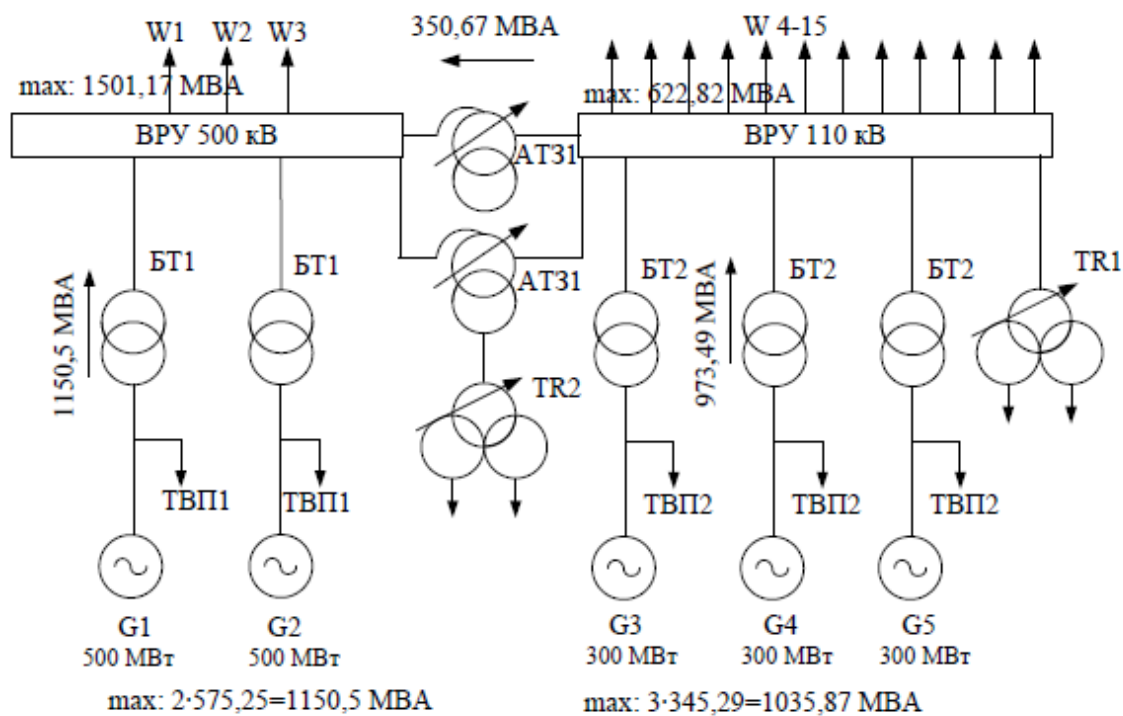


Рисунок 2.5 – Структурна схема варіант А

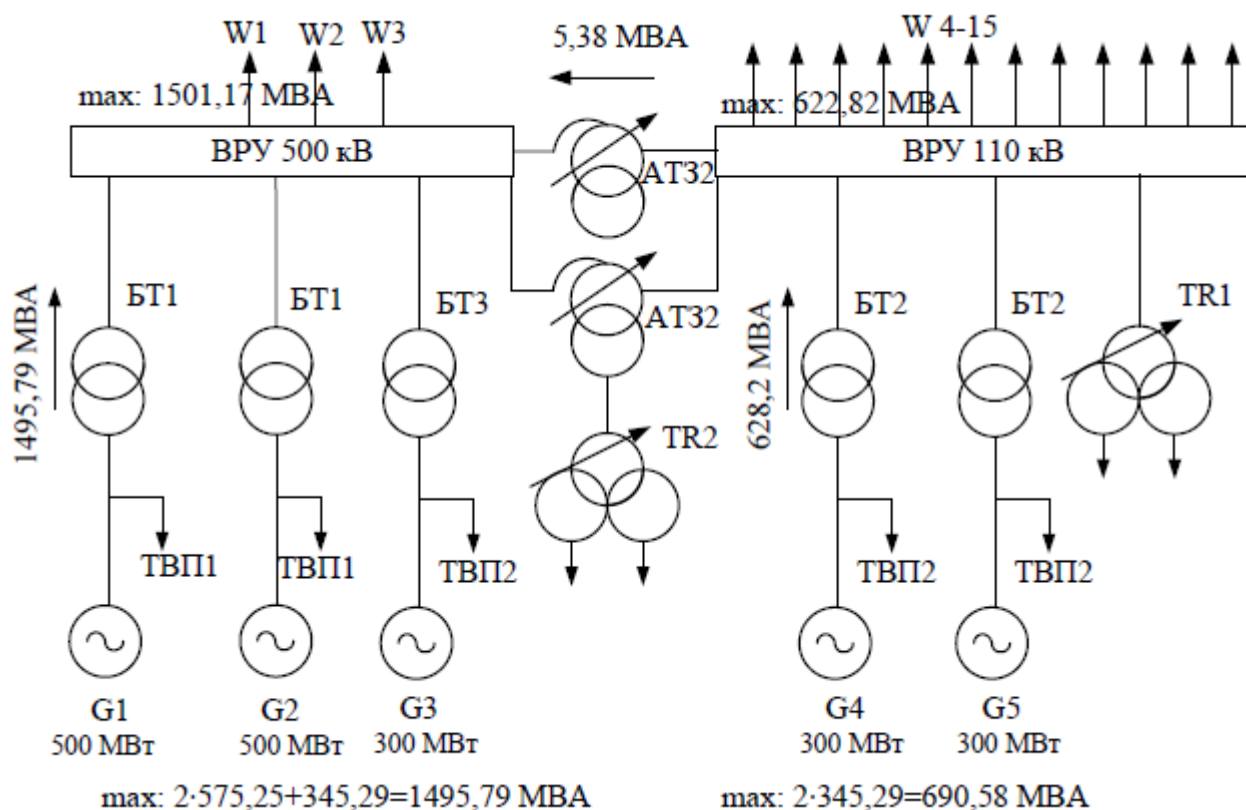


Рисунок 2.6 – Структурна схема варіант Б

Згідно з рекомендаціями вибираємо наступні трансформатори[47]:

1). Трансформатори власних потреб (ТВП).

Для блоків обох варіантів:

$$S_{ТВП} \geq P'_{ВП} \cdot K_n \cdot P_{г.ном}, \quad (2.23)$$

де $K_n = 0,85$.

Для блоків 300 МВт:

$$S_{ТВП} \geq 0,03 \cdot 0,85 \cdot 300 = 7,65 (MBA).$$

Для блоків 500 МВт:

$$S_{ТВП} \geq 0,03 \cdot 0,85 \cdot 500 = 12,75 (MBA).$$

2). Пускорезервні трансформатори власних потреб (ПРТВП).

$$S_{TR} = S_{г.н} \cdot 1,3, \quad (2.24)$$

$$S_{TR} = 12,75 \cdot 1,3 = 16,57 (MBA).$$

3). Блочні трансформатори.

$$S_{ном.т} \geq S_{ном.г} - S_{ТВП} - S_{р.мин} \quad (2.25)$$

Для блоків 300 Вт:

$$S_{ном.т} \geq 352,94 - 7,65 = 345,29 (MBA).$$

Для блоків 500 Вт:

$$S_{ном.т} \geq 588 - 12,75 = 575,25 (MBA).$$

4). Автотрансформатори зв'язку АТЗ.

Вибір АТЗ 1,2 здійснюємо таким чином :

а). Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{p.max} = \sum_{i=1}^n S_{ном.г i} - S_{вп.ном} - S_{р.від.max} , \quad (2.26)$$

де $S_{ном.г}$ – номінальна потужність генераторів;

$S_{р.від.max}$ – максимальна потужність, яка подається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1);

$S_{вп.ном}$ – потужність власних потреб при експлуатації генераторів з номінальним навантаженням.

$$S_{p.max} = (3 \cdot (352,94 - 7,65) - 529,4/0,85) / 1,4 = 295 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.max} = (2 \cdot (352,94 - 7,65) - 529,4/0,85) / 1,4 = 48,4 \text{ (МВА)}.$$

б). Режим мінімальних навантажень у місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю буде врахований:

$$S_{p.min} = \sum_{i=1}^n S_{ном.г i} - S_{вп.ном} - S_{р.від.min} , \quad (2.27)$$

де $S_{р.min}$ – Мінімальна потужність, передавана з шин станції в місцевий район (див. Таблицю 1.1), буде врахована.

$$S_{p.min} = (3 \cdot (352,94 - 7,65) - 262,5/0,85) / 1,4 = 519,3 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.min} = (2 \cdot (352,94 - 7,65) - 262,5/0,85) / 1,4 = 272,7 \text{ (МВА)}.$$

в). Аварійний вивід найпотужнішого генератора, який підключений до шин місцевого району під час пікового навантаження, буде розглянуто:

$$S_{p.ав} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{ном.г i} - S'_{в.п.} - S_{р.від.max} , \quad (2.18)$$

де $S'_{в.п.}$ – потужність, яка використовується для власних потреб блоків місцевого району, які продовжують працювати..

$$S_{p.ав} = ((3 - 1) \cdot (352,94 - 7,65) - 529,4/0,85) / 2 = 33,87 \text{ (МВА)}.$$

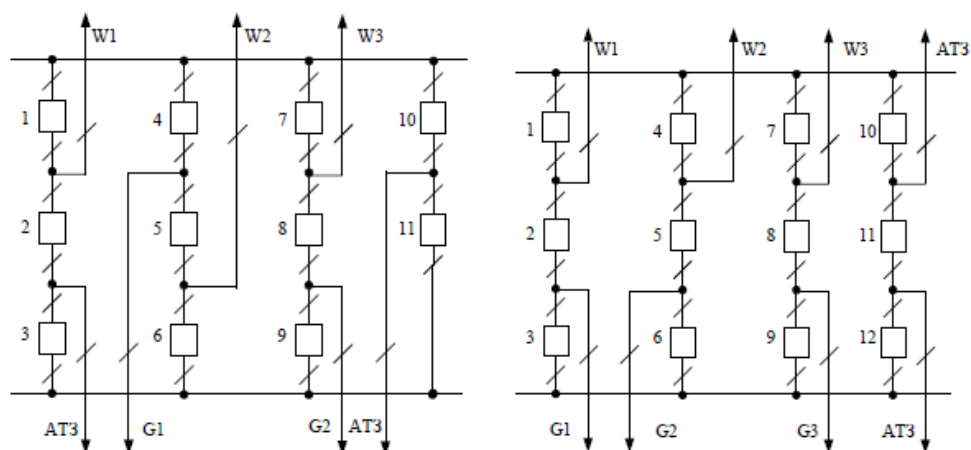
$$S_{p.ав} = ((2 - 1) \cdot (352,94 - 7,65) - 529,4/0,85) / 2 = - 138,7 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 2.10 – Параметри трансформаторного обладнання

Поз. на схемі	Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ			U _к , %			P _х	P _к
			ВН	СН	НН	ВН- НН	ВН- СН	СН- НН		
БТ-1	ТЦ-630000/500	575,25	630	525	-	20	-	14	-	420
БТ-2	ТДЦ-400000/110	345,29	400	121	-	20	-	10,5	-	320
БТ-3	ТЦ-400000/500	345,29	400	525	-	20	-	13	-	315
АТ31	АТДЦТН- 250000/500/110	519,3	250	525	121	38,5	13	33	18,5	200
АТ32	АТДЦТН- 250000/500/110	272,7	250	525	121	38,5	13	33	18,5	200
ТВП1	ТРДНС- 25000/35	12,75	25	20	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25
ТВП2	ТРДНС- 25000/35	7,65	25	20	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25
TR1	ТРДНС- 25000/110	16,57	25	115	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25
TR2	ТРДНС- 25000/35	16,57	25	38,5	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25

**Примітка:* для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН в колонці $u_{к\text{ СН-НН}}$ наведені $u_{к\text{ НН1-НН2}}$.

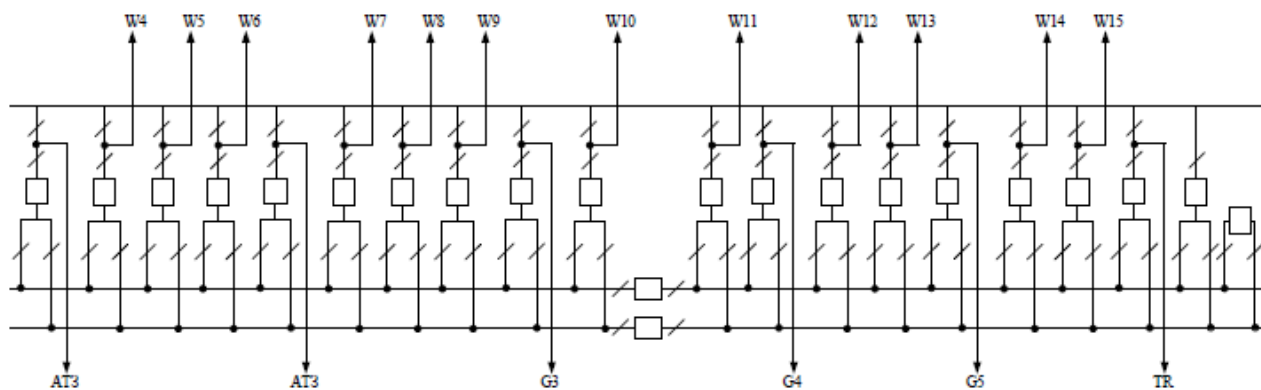
Забезпечення видачі потужності зі станції відбувається через шини ВРП напругою 550 і 110 кВ. Для ВРП 110 кВ обрано схему "дві системи збірних шин з обхідною" (рисунк 2.5), тоді як для ВРП 550 кВ вибрано схему "3/2".



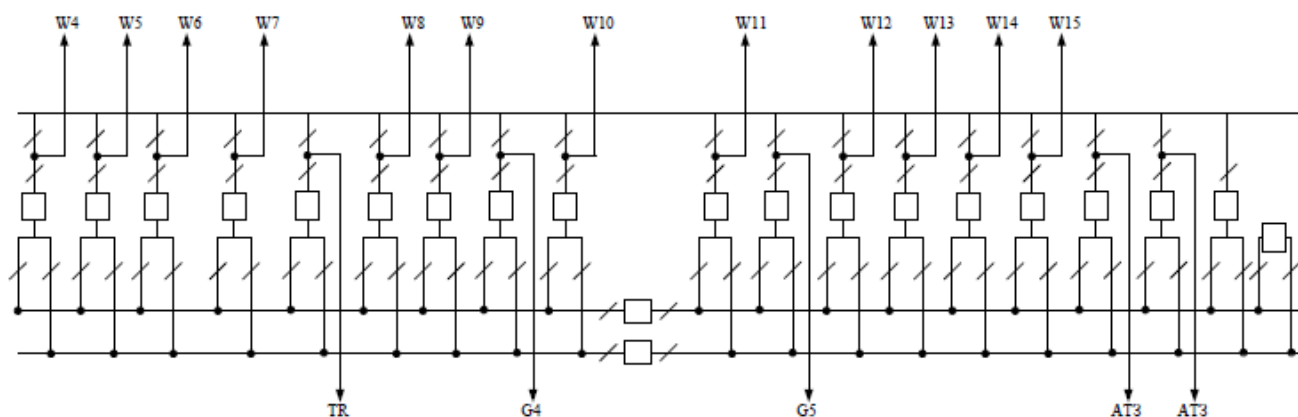
а) варіант схеми №1

б) варіант схеми №2

Рисунок 2.7 – Схема ВРУ – 550 кВ



а) варіант схеми №1



б) варіант схеми №2

Рисунок 2.8– Схема ВРУ – 110 кВ:

Проведемо техніко-економічне порівняння схем видачі електроенергії. Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_n \cdot K + I, \quad (2.28)$$

де p_n - нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,13$);

K - капіталовкладення на створення установки, тис. грн. ;

I - річні експлуатаційні витрати, тис. грн.

Капіталовкладення K при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо по показниках вартості елементів схеми, в даному випадку трансформаторів.

Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо в таблиці 2.6

Таблиця 2.11 – Капіталовкладення

Обладнання	Кількість, шт.		Вартість, одиниці	Капіталовкладення	
	1 в.	2 в.		1 варіант	2 варіант
БТ1	2	2	8642	17284	17284
БТ2	3	2	7428	22284	14856
БТ3	0	1	7541	0	7541
АТ31	2	0	4632	9264	0
АТ32	0	2	4632	0	9264
Вимикачі:				0	0
500 кВ	11	12	7000	77000	84000
110 кВ	22	21	2370	52140	49770
Разом:				177972	182715

Розрахуємо втрати в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{от}} = n \cdot P_x(8760) + \frac{1}{n} P_k \left(\frac{S_{\text{MAX}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.29)$$

де P_x , P_k – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;

$S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВа;

S_{MAX} – розрахункове максимальне навантаження трансформатора;

n – кількість трансформаторів

τ – тривалість максимальних втрат

Варіант 1:

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТ31}}; \\ \Delta W_1 &= \left(2 \cdot 480 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1210 \cdot \left(\frac{1150,5}{630} \right)^2 \cdot 5711,32 \right) + \\ &+ \left(3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 900 \cdot \left(\frac{973,49}{400} \right)^2 \cdot 5711,32 \right) + \\ &+ \left(2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 690 \cdot \left(\frac{350,67}{250} \right)^2 \cdot 5711,32 \right) = 46163031,68 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

Варіант 2:

$$\Delta W_2 = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT31};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 = & \left(2 \cdot 420 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1210 \cdot \left(\frac{1495,79 - 345,29}{630} \right)^2 \cdot 5711,32 \right) + \\ & + \left(2 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 900 \cdot \left(\frac{628,2}{400} \right)^2 \cdot 5711,32 \right) + \\ & + \left(1 \cdot 315 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 790 \cdot \left(\frac{345,29}{400} \right)^2 \cdot 5711,32 \right) + \\ & + \left(2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 690 \cdot \left(\frac{5,38}{250} \right)^2 \cdot 5711,32 \right) = 41775207,98 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

Приведені затрати:

Варіант 1:

$$\begin{aligned} Z &= 0,13 \cdot 177972 + \frac{9,4}{100} \cdot 177972 + 160 \cdot 46163031,68 \cdot 10^{-2} \\ &= 47505,69 \text{ (тис. грн)}. \end{aligned}$$

Варіант 2:

$$\begin{aligned} Z &= 0,13 \cdot 182715 + \frac{9,4}{100} \cdot 182715 + 160 \cdot 41775207,98 \cdot 10^{-2} \\ &= 47505,69 \text{ (тис. грн)}. \end{aligned}$$

$$\Delta Z = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\% = \frac{47505,69 - 45616,32}{47505,69} \cdot 100\% = 5,9\%$$

$\Delta Z = 5,9\% < 5\%$, отже, обираємо другий варіант структурної схеми, так як він є більш економічно вигідним.

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Розробляємо схему живлення ВП (рис. 2.9), користуючись рекомендаціями, викладеними в методичці[45].

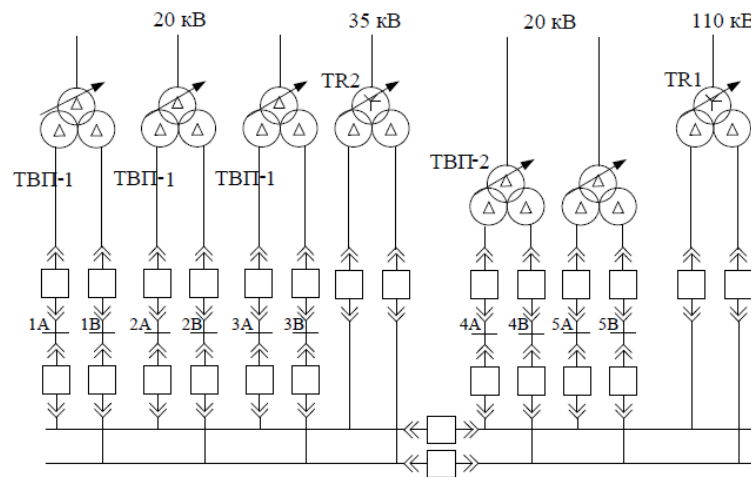


Рисунок 2.9 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин

Розрахунки струмів короткого замикання (КЗ) здійснюються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики.

Розрахунок струмів КЗ виконується в такому порядку:

- для електростанції, яка розглядається, складається розрахункова схема;
- відповідно до розрахункової схеми складається електрична заступна схема;
- шляхом поступового перетворення заступну схему приводять до найбільш простого вигляду таким чином, щоб кожне джерело живлення або група джерел, яка характеризується певним значенням результуючої ЕРС, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором;
- знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, за законом Ома визначають початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім визначають ударний струм і при необхідності - періодичну і аперіодичну складові

струму КЗ для заданого моменту часу[45].

Складаємо розрахункову схему, на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рисунок 2.10)

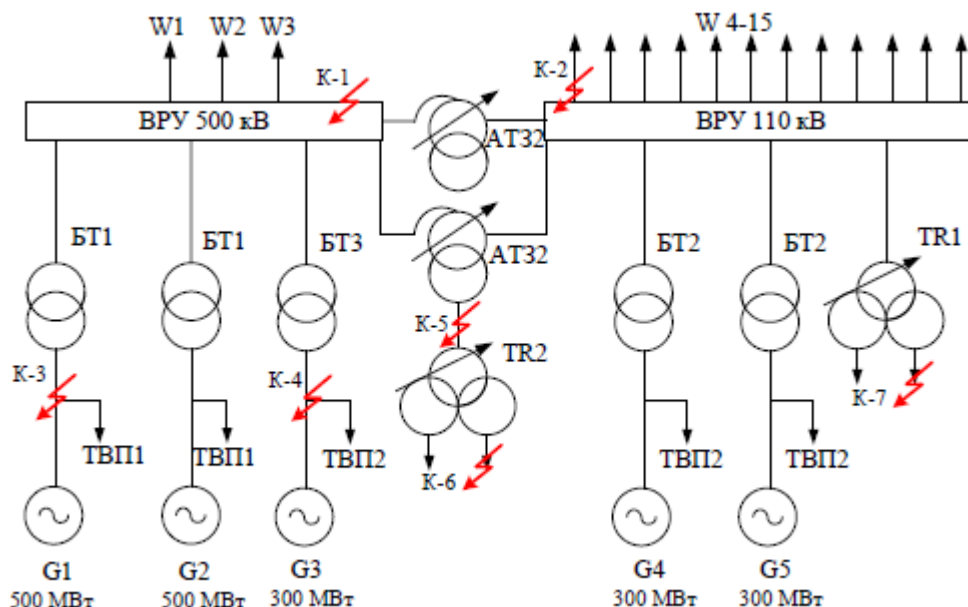


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема установки

Для обраної точки КЗ складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними.

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки.

Приймаємо $S_6 = 1000(MBA)$; $U_6 = U_{сер.ном.}$

Розрахункові формули для визначення приведених значень опорів:

- Генератора:

$$X = X''_{d*ном} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}, \quad (2.30)$$

$$X_{1,2} = X_{Г1,2} = 0,243 \cdot \frac{1000}{588} = 0,431,$$

$$X_{3-5} = X_{Г3-5} = 0,286 \cdot \frac{1000}{352,94} = 0,81.$$

- Трансформаторів:

$$X = \frac{U_{\kappa}\%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}, \quad (2.31)$$

$$X_{6,7} = X_{BT1} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,222,$$

$$X_{8,9} = X_{BT2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,263,$$

$$X_{10} = X_{BT3} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,325,$$

$$X_{11,12} = X_{TR1,2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875.$$

- Опір автотрансформаторів:

$$u_{KB\%} = 0.5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%}), \quad (2.32)$$

$$u_{KC\%} = 0.5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} + u_{KB-H\%}), \quad (2.33)$$

$$u_{KH\%} = 0.5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} + u_{KB-C\%}), \quad (2.34)$$

$$u_{KB\%} = 0.5 \cdot (33 + 13 - 18,5) = 13,75 (\%),$$

$$u_{KC\%} = 0.5 \cdot (13 + 18,5 - 33) = -0,75 = 0(\%),$$

$$u_{KH\%} = 0.5 \cdot (33 + 18,5 - 13) = 17,5 (\%),$$

$$X_{13} = X_{AT32BC} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{13,75}{100} \cdot \frac{1000}{250} \right) = 0,275,$$

$$X_{14} = X_{AT32BH} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{19,25}{100} \cdot \frac{1000}{250} \right) = 0,385.$$

- Лінії електропередачі:

$$X = X_{\text{нум}} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (2.35)$$

$$X_{15-17} = X_{ЛЕП1-3} = 0,3 \cdot 550 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,622.$$

Опір системи:

$$X_c = x_{c.\text{ном}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.36)$$

$$X_{18} = X_c = 0,09 \cdot \frac{1000}{20000} = 0,005.$$

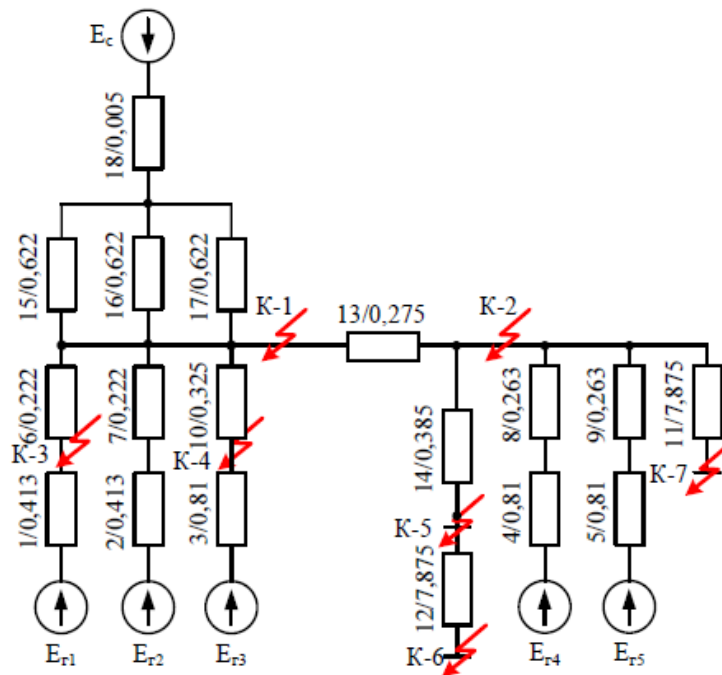


Рисунок 2.11 – Заступна схема станції

Розглянемо розрахунок точки К1. Проведемо перетворення схеми заміщення так, щоб кожна генеруюча гілка була пов'язана з точкою короткого замикання одним результируючим опором.

$$X_{19} = X_{18} + \frac{X_{15}}{3} = 0,005 + \frac{0,622}{3} = 0,212,$$

$$X_{20} = \frac{X_1 + X_6}{2} = \frac{0,413 + 0,222}{2} = 0,317,$$

$$X_{21} = \frac{X_4 + X_8}{2} + X_{13} = \frac{0,81 + 0,263}{2} + 0,275 = 0,812,$$

$$X_{22} = X_3 + X_{10} = 0,81 + 0,325 = 1,135,$$

$$X_{23} = \frac{X_{21} \cdot X_{22}}{X_{21} + X_{22}} = 0,473.$$

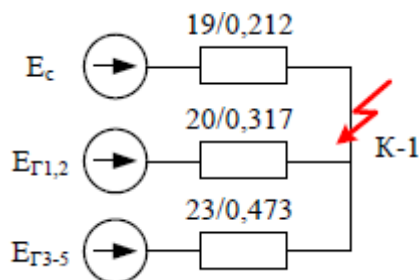


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки К-1

Розрахуємо струми $I_{ПО}$:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.37)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,121(\kappa A),$$

$$I_{ПО_{Г1,2}} = \frac{1,13}{0,317} \cdot 1,121 = 4(\kappa A),$$

$$I_{ПО_{Г3-5}} = \frac{1,13}{0,473} \cdot 1,121 = 2,7(\kappa A).$$

$$I_{ПО_c} = \frac{1}{0,212} \cdot 1,121 = 5,3(\kappa A).$$

К₂ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці **К₂**

$$X_{24} = \frac{X_4 + X_8}{2} = \frac{0,81 + 0,263}{2} = 1,073,$$

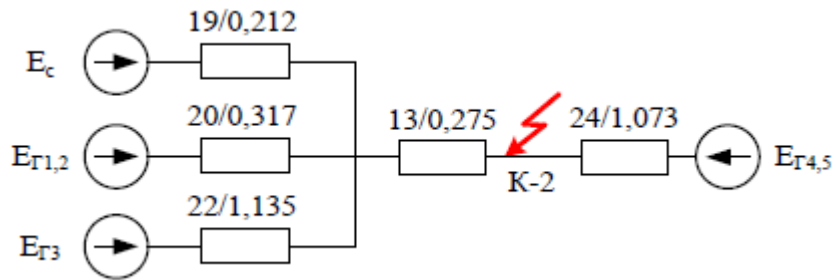


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

$$X_{\Delta} = X_{13} \cdot (X_{19} \cdot X_{20} + X_{19} \cdot X_{22} + X_{20} \cdot X_{22}) = 0,184,$$

$$X_{25} = X_{19} + \frac{X_{\Delta}}{X_{20} \cdot X_{22}} = 0,722,$$

$$X_{26} = X_{20} + \frac{X_{\Delta}}{X_{19} \cdot X_{22}} = 1,08,$$

$$X_{27} = X_{22} + \frac{X_{\Delta}}{X_{19} \cdot X_{20}} = 3,867,$$

$$X_{28} = \frac{X_{24} \cdot X_{27}}{X_{24} + X_{27}} = 0,84,$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02(\kappa A),$$

$$I_{ПО_{Г1-2}} = \frac{1,13}{1,08} \cdot 5,02 = 5,3(\kappa A),$$

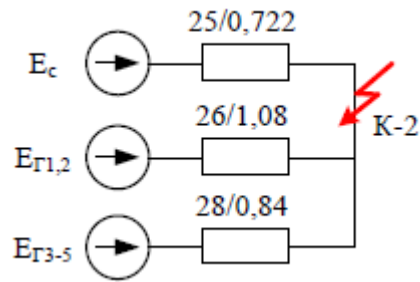


Рисунок 2.14 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

$$I_{ПО_{Г3-5}} = \frac{1,13}{0,84} \cdot 5,02 = 6,7(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_C} = \frac{1}{0,722} \cdot 5,02 = 6,9(\text{кА}).$$

К₃ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці **К₃**

$$X_{29} = X_2 + X_7 = 0,413 + 0,222 = 0,635,$$

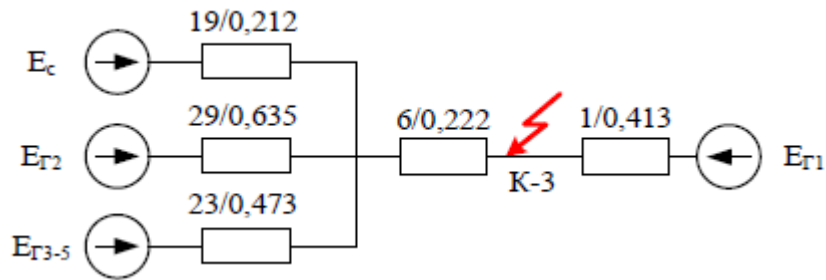


Рисунок 2.15 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$X_{\Delta} = X_6 \cdot (X_{19} \cdot X_{29} + X_{19} \cdot X_{23} + X_{23} \cdot X_{29}) = 0,119,$$

$$X_{30} = X_{19} + \frac{X_{\Delta}}{X_{23} \cdot X_{29}} = 0,608,$$

$$X_{31} = X_{29} + \frac{X_{\Delta}}{X_{23} \cdot X_{19}} = 1,82,$$

$$X_{32} = X_{23} + \frac{X_{\Delta}}{X_{19} \cdot X_{29}} = 1,356,$$

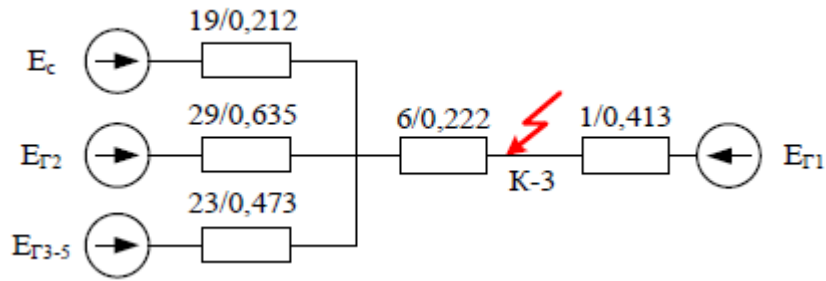


Рисунок 2.16 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,86(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_{Г1}} = \frac{1,13}{0,413} \cdot 28,86 = 78,9(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_{Г2}} = \frac{1,13}{1,82} \cdot 28,86 = 17,9(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_{Г3-5}} = \frac{1,13}{1,356} \cdot 28,86 = 24(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_C} = \frac{1}{0,608} \cdot 28,86 = 47,5(\text{кА}).$$

К₄ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці **К₄**.

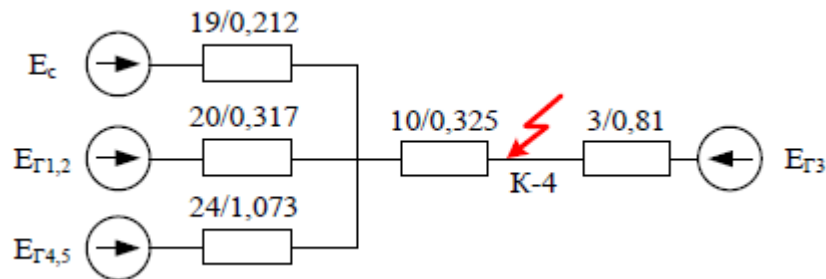


Рисунок 2.17 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$X_{\Delta} = X_{10} \cdot (X_{19} \cdot X_{20} + X_{19} \cdot X_{24} + X_{20} \cdot X_{24}) = 0,206,$$

$$X_{33} = X_{19} + \frac{X_{\Delta}}{X_{20} \cdot X_{24}} = 0,819,$$

$$X_{34} = X_{20} + \frac{X_{\Delta}}{X_{19} \cdot X_{24}} = 1,224,$$

$$X_{35} = X_{24} + \frac{X_{\Delta}}{X_{20} \cdot X_{19}} = 4,143,$$

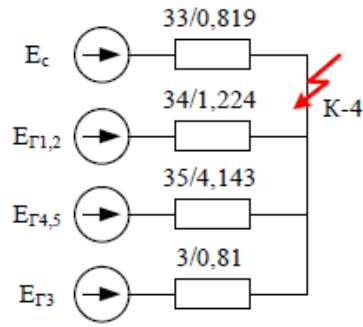


Рисунок 2.18 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$I_{ПО_{Г3}} = \frac{1,13}{0,81} \cdot 28,86 = 40,3(\kappa A),$$

$$I_{ПО_{Г1,2}} = \frac{1,13}{1,224} \cdot 28,86 = 26,6(\kappa A),$$

$$I_{ПО_{Г4,5}} = \frac{1,13}{4,143} \cdot 28,86 = 7,8(\kappa A),$$

$$I_{ПО_c} = \frac{1}{0,819} \cdot 28,86 = 35,2(\kappa A).$$

К₅ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці **К₅**.

$$X_{\Delta} = X_{14} \cdot (X_{25} \cdot X_{26} + X_{25} \cdot X_{28} + X_{26} \cdot X_{28}) = 0,883,$$

$$X_{36} = X_{25} + \frac{X_{\Delta}}{X_{26} \cdot X_{28}} = 1,695,$$

$$X_{37} = X_{26} + \frac{X_{\Delta}}{X_{25} \cdot X_{28}} = 2,536,$$

$$X_{38} = X_{28} + \frac{X_{\Delta}}{X_{26} \cdot X_{25}} = 1,972,$$

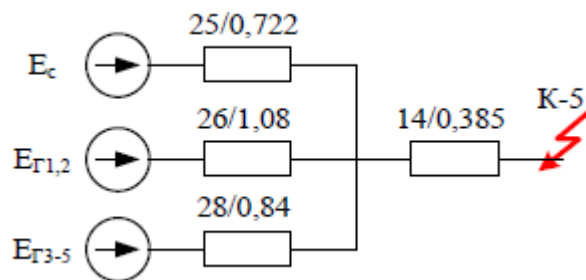


Рисунок 2.19 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

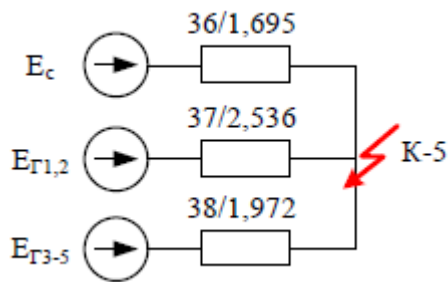


Рисунок 2.20 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$I_{\phi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_{Г1,2}} = \frac{1,13}{2,536} \cdot 15,6 = 6,95(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_{Г3-5}} = \frac{1,13}{1,972} \cdot 15,6 = 8,9(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_c} = \frac{1}{1,695} \cdot 15,6 = 9,2(\text{кА}).$$

К₆ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці **К₆**.
Для розрахунку використаємо результати точки КЗ 5

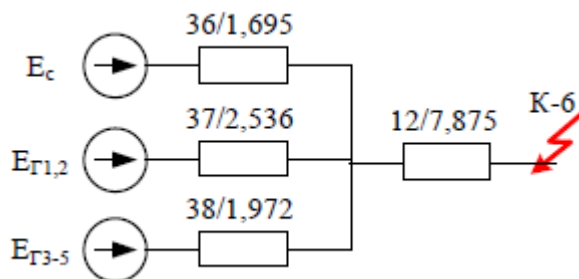


Рисунок 2.21 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$X_{39} = \frac{1}{\frac{1}{X_{36}} + \frac{1}{X_{37}} + \frac{1}{X_{38}}} = \frac{1}{\frac{1}{1,695} + \frac{1}{2,536} + \frac{1}{1,972}} = 0,671,$$

$$X_{40} = X_{39} + X_{12} = 0,671 + 7,875 = 8,5.$$

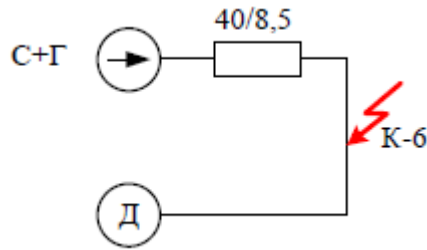


Рисунок 2.22 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_{С+Г}} = \frac{1}{8,5} \cdot 91,6 = 10,8(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_{Д}} = 4 \cdot \frac{\sum P_{\text{ном}}}{2 \cdot U_{\text{номД}}} = 8,9(\text{кА}), \quad (2.38)$$

де $\sum P_{\text{ном}}$ - Сумарну номінальну потужність всіх двигунів ВП для приблизних оцінок струму КЗ приймаємо при живленні від робочого трансформатора. $\sum P_{\text{ном}} \approx 1,25 \cdot S_{\text{ном.ТП+ВП}}$;

$S_{\text{ном.ТП+ВП}}$ - номінальна повна потужність робочого або резервного трансформаторів, МВА;

$U_{\text{номД}}$ - номінальна міжфазна напруга двигунів, кВ ($U_{\text{номД}} = 6 \text{ кВ}$),

$$I_{ПО_{Д}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 25}{6 \cdot 2} = 10,4(\text{кА}).$$

К₇ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці **К₇**.

Для розрахунку цього випадку можна скористатися результатом із розрахунку точки КЗ К₂. Тільки змінимо точку КЗ на опір X_{11} .

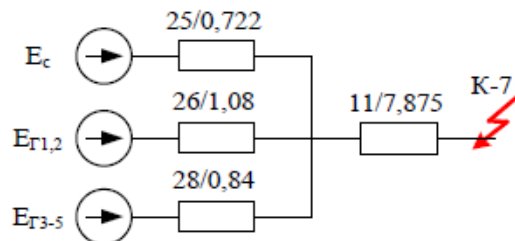


Рисунок 2.23 – Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$X_{41} = \frac{1}{\frac{1}{X_{25}} + \frac{1}{X_{26}} + \frac{1}{X_{28}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,772} + \frac{1}{1,08} + \frac{1}{0,84}} = 0,286,$$

$$X_{42} = X_{41} + X_{11} = 0,286 + 7,875 = 8,161.$$

$$I_{ПО_{C+Г}} = \frac{1}{8,161} \cdot 91,6 = 11,2(\text{кА}),$$

$$I_{ПО_{Д}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 25}{6 \cdot 2} = 10,4(\text{кА}).$$

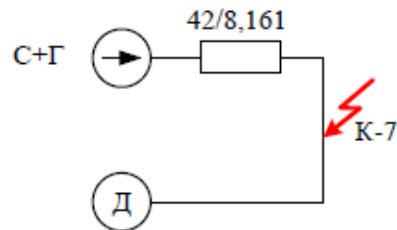


Рисунок 2.24 – Спрощення заступної схеми для точки К-7

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення визначається за виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot k_y. \quad (2.39)$$

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{\text{вкл. відкл}} + 0,01. \quad (2.40)$$

де $t_{\text{вкл. відкл}}$ – власний час відключення вимикача.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y^{-\tau/T_a}. \quad (2.41)$$

де T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ. Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.[47]

Таблиця 2.12 – Попередньо вибрані вимикачі

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{вкл. відкл}}, \text{с}$
ВРУ 500 кВ	HPL-550 B2	0.02
ВРУ 110 кВ	HPL-170 B1	0.035
Сторона АТЗ	HPL-72? B1	0.04
РУ ВП-6 кВ	КУ-6	0,05

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{нт}}$ для генераторних віток.

K1: G1,G2:

$$\dot{I}_{\text{ном}\Gamma} = \frac{2 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,32(\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{4}{1,32} = 0,3; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 0,94.$$

G3-G5:

$$\dot{I}_{\text{ном}\Gamma} = \frac{3 \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,19(\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{2,7}{1,19} = 2,2; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 0,96.$$

K2: а)G1,G2:

$$\dot{I}_{\text{ном}\Gamma} = \frac{3 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,9(\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{5,3}{5,9} = 0,95; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 1.$$

G3-G5:

$$\dot{I}_{\text{ном}\Gamma} = \frac{3 \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,3(\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{6,7}{5,3} = 1,3; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 0,98.$$

K3: а) G1:

$$\dot{I}_{\text{ном}\Gamma} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 17(\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{78,9}{17} = 4,6; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 0,89.$$

G2:

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{17,9}{17} = 1,01; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 0,99.$$

G3-G5:

$$\dot{I}_{\text{ном}\Gamma} = \frac{3 \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 20} = 30,5(\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{24}{30,5} = 0,78 < 1; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 1.$$

K4: G3:

$$I'_{\text{ном}\Gamma} = \frac{352,94}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,2(\text{кА}),$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{40,3}{10,2} = 4; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 0,91.$$

G4-G5:

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{7,8}{20,4} = 0,3; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 1.$$

G1-G2:

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{26,6}{34} = 0,78; \text{ по кривій: } \gamma_{\text{нт}} = 1.$$

Таблиця 2.13 – Дані для визначення складових струмів КЗ

	Вітка живлення	In0, кА	Ky	Ta, с	τ,с	е-τ/Ta	γп,τ
K1 ВРУ 500 кВ	Система	5,3	1,85	0,06	0,03	0,61	1
	Г1,2	4	1,98	0,478	0,03	0,94	0,94
	Г3-5	2,7	1,981	0,54	0,03	0,95	0,96
K2 ВРУ 110 кВ	Система	6,9	1,608	0,02	0,045	0,11	1
	Г1,2	5,3	1,98	0,478	0,045	0,91	1
	Г3-5	6,7	1,981	0,54	0,045	0,92	0,98
K3 Г1 500 МВт	Система	47,5	1,85	0,06	0,03	0,61	1
	Г1	78,9	1,981	0,54	0,03	0,95	0,99
	Г2	17,9	1,98	0,478	0,03	0,94	1
	Г3-5	24	1,981	0,54	0,03	0,95	0,91
K4 Г4 300 МВт	Система	35,2	1,85	0,06	0,045	0,47	1
	Г3	40,3	1,982	0,545	0,045	0,92	0,91
	Г1,2	26,6	1,98	0,478	0,045	0,91	1
	Г4,5	7,8	1,981	0,54	0,045	0,92	1
K5 НН АТЗ 37 кВ	Система	9,2	1,85	0,06	0,06	0,37	1
	Г1,2	6,95	1,98	0,478	0,06	0,88	1
	Г3-5	8,9	1,981	0,54	0,06	0,89	1
K6 ВП 6 кВ	С+Г	10,8	1,845	0,06	0,05	0,43	1
	Д	10,4	1,65	0,04	0,05	0,29	0,49
K7 ВП 6 кВ	С+Г	11,2	1,845	0,06	0,05	0,43	1
	Д	10,4	1,65	0,04	0,05	0,29	0,49

Таблиця 2.14 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{at}, \text{кА}$	$I_{\text{пт}}, \text{кА}$
К1 ВРУ 500 кВ	Система	5,3	13,87	4,55	5,30
	Г1,2	4	11,20	5,31	3,76
	Г3-5	2,7	7,56	3,61	2,59
	Сума	12	32,63	13,47	11,65
К2 ВРУ 110 кВ	Система	6,9	15,69	1,03	6,90
	Г1,2	5,3	13,87	4,55	5,30
	Г3-5	6,7	18,77	8,72	6,57
	Сума	18,9	48,33	14,29	18,77
К3 Г1 500 МВт	Система	47,5	124,27	40,75	47,50
	Г2	17,9	50,12	23,77	17,90
	Г3-5	24	67,24	32,11	21,84
	Сума	89,4	241,63	96,63	87,24
	Г1	78,9	221,04	105,55	78,11
	Сума	168,3	462,68	202,18	165,35
К4 Г4 300 МВт	Система	35,2	92,09	23,52	35,20
	Г1,2	26,6	74,48	34,24	26,60
	Г4,5	7,8	21,85	10,15	7,80
	Сума	69,6	188,43	67,90	69,60
	Г3	40,3	112,96	52,48	36,67
	Сума	109,9	301,39	120,38	106,27
К5 НН АТЗ 37 кВт	Система	9,2	24,07	4,79	9,20
	Г1,2	6,95	19,46	8,67	6,95
	Г3-5	8,9	24,93	11,26	8,90
	Сума	25,05	68,46	24,72	25,05
К6 РУ ВП 6 кВ	С+Г	10,8	28,18	6,64	10,80
	Д	10,4	24,27	4,21	5,10
	Сума	21,2	52,45	10,85	15,90
К7 РУ ВП 6 кВ	С+Г	11,2	29,22	6,88	11,20
	Д	10,4	24,27	4,21	5,10
	Сума	21,6	53,49	11,10	16,30

Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму полягає в аналізі найвищих значень струмів при їхньому приєднанні до електричної системи або в оцінці імпульсів квадратичного струму [6].

ВРУ-500кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\text{max.W}} = \frac{P_{\text{зр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.42)$$

$$I_{\max.BT} = \frac{S_{ГНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.43)$$

$$I_{\max.ATЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{AT.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.44)$$

$$I_{\max.W} = \frac{700 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 951(A);$$

$$I_{\max.BT} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 715(A);$$

$$I_{\max.ATЗ} = \frac{1,5 \cdot 700 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 433(A).$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = I_{по}^2 \cdot (t_{вим} + T_a), \quad (2.45)$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

$$B_K = 12^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 66,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-110 кВ

$$I_{\max.W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 67,9(A);$$

$$I_{\max.BT2} = \frac{352,94 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 2145(A);$$

$$I_{\max.ATЗ} = \frac{1,5 \cdot 250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1968,2(A).$$

$$I_{\max.TR} = \frac{S_{TR.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.46)$$

$$I_{\max.TR} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ (A)};$$

$$B_K = 18,9^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 164,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора 300 МВт.

$$I_{\max.G} = \frac{I_{G.НОМ}}{0,95}; \quad (2.47)$$

$$I_{\max.TR} = \frac{S_{TR.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.48)$$

$$I_{\max.G} = \frac{10,2 \cdot 10^3}{0,95} = 10700 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.TBП} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 732 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = B_{KП} + B_{Ka} = (B_{KC} + B_{KГ} + B_{KГC}) + B_{Ka} = (I_C^2 + B_{ПГ} \cdot I_{П.ОГ}^2 + 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{П.ОГ}) \cdot t_{вум} + (I_C^2 \cdot T_{a.c} + I_{П.ОГ}^2 \cdot T_{a.Г} + 4 \cdot I_C \cdot I_{П.ОГ} / (\frac{1}{T_{a.c}} + 1/T_{a.Г})),$$

де $t_{вум} = 4c$; $B_{ПГ} = 0,3$; $T_* = 0,52$; $T_{a.Г} = 0,54c$; $I_{П.ОГ} = 40,3$ кА; $I_C = 69,6$ кА; $T_{a.c} = 0,26$.

$$B_K = (69^2 + 0,3 \cdot 40,3^2 + 2 \cdot 69,6 \cdot 40,3 \cdot 0,52) \cdot 4 + (69,6^2 \cdot 0,26 + 40,3^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 69,6 \cdot 40,3}{\frac{1}{0,26} + \frac{1}{0,54}}) = 37099 \text{ (кА}^2 \cdot c\text{)}.$$

Коло генератора 500 МВТ.

$$I_{max.G} = \frac{17 \cdot 10^3}{0,95} = 17894 \text{ (A)};$$

$$I_{max.TBП} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 732 \text{ (A)}.$$

$$B_K = (89,4^2 + 0,3 \cdot 79^2 + 2 \cdot 89,4 \cdot 78,9 \cdot 0,52) \cdot 4 + (89,4^2 \cdot 0,26 + 78,9^2 \cdot 0,33 + \frac{4 \cdot 89,4 \cdot 78,9}{\frac{1}{0,26} + \frac{1}{0,478}}) = 68230 \text{ (кА}^2 \cdot c\text{)}.$$

Сторона АТЗ 35 кВ:

$$I_{max.} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390 \text{ (A)}.$$

$$B_K = 25,05^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 288,6 \text{ (кА}^2 \cdot c\text{)}.$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{max.TR} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1203 \text{ (A)}.$$

$$B_K = I_{П.ОС}^2 \cdot (t_{вум} + T_a) + I_{П.ОД}^2 (0,5 \cdot T'_Д + T_{асх}) + 2 \cdot I_{П.ОС} \cdot I_{П.ОД} \cdot (T'_Д + T_{асх}), \quad (2.49)$$

$$T_{асх} = \frac{T_{ac} \cdot I_{П.ОС} + T_{ад} \cdot I_{П.ОД}}{I_{П.ОС} + I_{П.ОД}};$$

$$T_{асх} = \frac{0,06 \cdot 11,2 + 0,04 \cdot 10,4}{11,2 + 10,4} = 0,043 \text{ (c)},$$

$$B_K = 11,2^2 \cdot (0,3 + 0,043) + 10,4^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,043) + 2 \cdot 11,2 \cdot 10,4 \cdot (0,07 + 0,043) = 59,9 \text{ (кА}^2 \cdot c\text{)}.$$

2.7 Вибір комутаційної апаратури

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів.

Таблиця 2.15 – Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРУ – 500 кВ	HPL-55- B2-53/4000	D BF-550/4000 T1
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 951 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{Пт}} = 11,65 \text{ кА}$	$I_{\text{від.ном}} = 53 \text{ кА}$	-
$i_{\text{ат}} = 13,47 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.відк}} \cdot \beta_{\text{н}} = 22,6 \text{ кА}$	-
$I_{\text{ПО}} = 12 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 53 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}} = 32,63 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 66,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ – 110 кВ	HPL-170- B1-50/4000	D BF-110/4000 T1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 2145 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{Пт}} = 18,77 \text{ кА}$	$I_{\text{від.ном}} = 50 \text{ кА}$	-
$i_{\text{ат}} = 14,29 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.відк}} \cdot \beta_{\text{н}} = 21,2 \text{ кА}$	-
$I_{\text{ПО}} = 18,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}} = 48,33 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 164,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
35 кВ	HPL-72,5- B1-50/4000	D BF-35/4000 T1
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 72,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ кА}$
$I_{\text{Пт}} = 20,05 \text{ кА}$	$I_{\text{від.ном}} = 50 \text{ кА}$	-
$i_{\text{ат}} = 24,74 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.відк}} \cdot \beta_{\text{н}} = 21,2 \text{ кА}$	-

$I_{\text{ПО}} = 25,05 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	-
$i_y = 68,46 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 288,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
6 кВ	КУ-6-40/3200	КУ6С
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 1203 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3200 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ кА}$
$I_{\text{Пт}} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{від.ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a\tau} = 6,89 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.відк}} \cdot \beta_H = 22,6 \text{ кА}$	-
$I_{\text{ПО}} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 29,22 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 59,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Обрані комутаційні апарати зможуть забезпечити надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

2.8 Вибір шин ВРП, ГРП та РТВП

ВРУ-500 кВ. Збірні шини:

$$I_{\text{р.мах}} = 951 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{ПО}} = 12 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 32,63 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Вибираємо два проводи марки АС-400/93: $d=29,1 \text{ мм}$;

$$I_{\text{доп}} = 900 \text{ (А)}; \quad D = 6 \text{ (м)}.$$

Фази розташовані горизонтально, існує середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D. \quad (2.50)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ (см)}.$$

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{мах}} = 951 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 900 = 1800 \text{ (А)}.$$

Перевірка проводу на коронування:

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0.9 \cdot E_0 \geq 1.07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right). \quad (2.51)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$);
 r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}}\right) = 31 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right).$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}. \quad (2.52)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі;
 $r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі;
 n – кількість проводів в фазі.

$$E = 1,069 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{2 \cdot 1,455 \cdot \lg \frac{756}{7,62}} = 34,2 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right).$$

$$0,9 \cdot 31 = 27,9 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right) < 1,07 \cdot 34,2 = 36,6 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right).$$

умова не виконується.

Вибираємо чотири проводи марки АС-500/336: $d=37,5$ мм;

$$I_{\text{доп}} = 950 \text{ (A)};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}}\right) = 31 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right);$$

$$E = 1,198 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{4 \cdot 1,875 \cdot \lg \frac{756}{20,54}} = 18,9 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right);$$

$$0,9 \cdot 30,27 = 27,24 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right) > 1,07 \cdot 18,9 = 20,2 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}}\right).$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну дію не здійснюється, оскільки шини виконані голими проводами на відкритій місцевості [6].

ВРУ-500 кВ. Збірні шини:

$$I_{p.\max} = 951 (A);$$

$$I_{по} = 12 (кА) < 20(кА);$$

$$i_y = 32,63(кА) < 50 (кА);$$

Вибираємо два проводи марки АС-400/93:

$$d = 26,6 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 830 (A); D = 300 (\text{м}); a_{\text{доп}} = 0,45 \text{ м}; m_1 = 1,261 \frac{\text{кг}}{\text{м}}.$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 300 = 378(\text{см}).$$

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\max} = 2145 (A) < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 830 = 2490 (A).$$

Перевірка проводу на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}}\right) = 31,29 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right);$$

$$E = 1,23 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{3 \cdot 1,66 \cdot \frac{378}{8,1}} = 6,3 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right);$$

$$0,9 \cdot 31,29 = 28,159 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right) > 1,07 \cdot 6,3 = 6,8 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right).$$

Умова виконується.

Вибір пофазно-екранованого струмопроводу.

Генератор 300 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи:

а) в основному колі типу ТЕКН-Е-20-12500-400У1:

$$U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 10,7 \text{ кА} \leq I_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кА};$$

$$i_y = 112,96 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 400 \text{ кА};$$

б) на відгалуженні до ТВП ТЕКНЕ-20/1200-400У1:

$$U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 0,732 \text{ кА} \leq I_{\text{ном}} = 1,2 \text{ кА};$$

$$i_y = 301,39 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 400 \text{ кА};$$

Генератор 500 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи:

а) в основному колі типу ТЕКН-Е-20/20000-560У1:

$$U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 17,894 \text{ кА} \leq I_{\text{ном}} = 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 221,04 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА};$$

б) на відгалуженні до ТВП ТЕКНЕ-20/3150-750У1:

$$U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 0,732 \text{ кА} \leq I_{\text{ном}} = 3,15 \text{ кА};$$

$$i_y = 462,68 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА};$$

Сторона НН АТЗ:

$$I_{\max} = 390 \text{ А};$$

$$I_{\text{п.о}} = 20,05 \text{ кА};$$

$$i_y = 68,46 \text{ кА};$$

$$B_k = 288,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$v_0 = 30 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$K_2 = 0,94 \text{ А}.$$

Встановлюємо шини з алюмінієві коробчастого перерізу:

$$q = 2(100 \cdot 45 \cdot 4,5) \text{ мм}^2, I_{\text{доп.ном}} = 2820 \text{ А}, q = 2 \cdot 776 \text{ мм}^2$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}} \geq I_{\max}; \quad (2.53)$$

$$I_{\text{доп}} = 0,94 \cdot 2820 = 2650,8 \text{ А} > I_{\max} = 390 \text{ А}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (2.54)$$

де функція $C = 90 \left[\frac{\text{А} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2} \right]$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{288,6 \cdot 10^6}}{90} = 189 \text{ мм}^2 < q = 2 \cdot 775 = 1550 \text{ мм}^2.$$

Перевірка шин на механічну міцність:

Шини механічно міцні, якщо:

$$\sigma_{розр} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\pi} \leq \sigma_{доп} \quad (2.55)$$

де $\sigma_{розр}$ і $\sigma_{доп}$ – розрахункові і допустимі механічні напруги в матеріалі шин;

σ_{ϕ} – напруга в матеріалі шин взаємодії фаз, МПа;

σ_{π} – напруга в матеріалі шин взаємодії фаз, МПа.

Припускаємо, що швелери мають жорстке зварення на всій довжині і розташовані вздовж вершини прямокутного трикутника, тоді $\sigma_{\pi} = 0$, момент опору пакета шин $W_{y0-y0} = 48,6 \text{ см}^3$.

Напруга в матеріалі шин взаємодії фаз:

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot i_y^2, \quad (2.56)$$

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1,5^2}{0,8 \cdot 48,6} \cdot 68,46^2 = 5,9 \text{ (МПа)},$$

де l – довжина прогону між ізоляторами, м, приймаємо $l = 1,5 \text{ м}$;

a – відстань між фазами, м, $a = 0,8 \text{ м}$.

$$\sigma_{розр} = \sigma_{\phi} = 5,9 \text{ МПа} < \sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}.$$

Шини механічно стійкі.

Вибір жорстких ізоляторів та обумовлений максимальною силою, що викликає згинання:

$$F_{зг} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.57)$$

$$F_{зг} = 1,62 \cdot \frac{68,46^2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 10^{-1} = 1423,6 \text{ (Н)};$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$K_h = \frac{H_{із} + c + \frac{h}{2}}{H_{із}}; \quad (2.58)$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ІОР-20-16,00 УХЛЗ [6]:

$$U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$F_p = 16000 \text{ Н};$$

$$H_{із} = 210 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$K_h = \frac{210 + 4,5 + \frac{100}{2}}{210} = 1,26;$$

$$F_{\text{розр}} = K_h \cdot F_{\text{зг}} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.59)$$

$$F_{\text{розр}} = 1,26 \cdot 1423,6 = 1793,7 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ (Н)}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ПІ-20/2000-1250УХЛ1:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

$$F_p = 12500 \text{ Н};$$

$$I_{\text{із}} = 886 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{\text{зг}} \leq 0,6 \cdot F_p \quad (2.60)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 1423,6 = 712 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ (Н)}.$$

РУВП-6 кВ. Встановлюємо струмопровід типу ТЗК-6-1600-75:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мах}} = 1,203 \text{ кА} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ кА};$$

$$i_y = 53,49 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 75 \text{ кА};$$

Вибір кабелю проводиться для електродвигуна типу 2А3М-800/6000:

$$P_{\text{ном}} = 800 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А}; T_{\text{мах}} = 6834,51 \text{ год}.$$

Вибираємо кабель марки ААШВ, 6 кВ, трьох жильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = \frac{89,5}{1,2} = 74,6 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель 3х95 мм², $I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ А};$

З врахуванням поправочного коефіцієнта на температуру повітря ($K_2 = 0,87$) допустимий струм складає:

$$I_{\text{доп.ном}} = 0,87 \cdot 165 = 143,6 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{47 \cdot 10^6}}{90} = 76,2 \text{ мм}^2 < q = 285 \text{ мм}^2.$$

Кабель підходить.

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Проведемо вибір вимірювальних трансформаторів [46] струму та напруги для ЛЕП-500 кВ

Таблиця 2.16 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТВ-500

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1087 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 35,76 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 81,8 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r^2 = 8,64 \text{ Ом}$	$r_{ном}^2 = 20 \text{ Ом}$

Таблиця 2.17 – Вторине навантаження ТС

№	Приклад	Тип	Навантаження фаз, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Є-377	0,1	0,1	0,1
2	Ватметр	Д-305	0,5	-	0,5
3	Варметр	Д-305	0,	-	0,5
4	Датчик активної енергії	Е-829	1,0	-	1,0
	Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
5	Лічильник активної енергії	І-680	2,5	-	2,5
	Разом		6,5	0,1	6,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2}; \quad (2.61)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.62)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4 \text{ (Ом)}.$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}; \quad (2.63)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot \frac{175}{13,4} = 0,23 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Враховуючи вимоги до механічної міцності, обираємо контрольний кабель марки КРВГ із жилами вказаного перерізу $q = 2,5 \text{ (мм}^2\text{)}$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6,5 + 0,1 + \frac{0,0175 \cdot 175}{2,5} = 7,82 \text{ (Ом)} < 20 \text{ (Ом)}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НКФ-М-500-II:

$$U_{1\text{ном}} = \frac{500000}{\sqrt{3}} \text{ (кВ)}; \quad U_{2\text{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ (В)};$$

$$U_{3\text{дод}} = 100 \text{ (В)}; \quad S_{2\text{ном}0,5} = 100 \text{ (В} \cdot \text{А)};$$

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження НКФ-М-500-II

Назва приладу	Тип	S однієї кату- шки	К-ть кату- шок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P, Вт	Q, В·Ар
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	4	-
Варметр	Д-305	2	2	1	0	4	-
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	3	-
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	10	-
Лічильник активної енергії	І-680	2 Ви	2	0,38	0,925	4	9,7
Разом:						35	9,7

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3(\text{В} \cdot \text{А});$$

$$S_{2\Sigma} = 36,3(\text{В} \cdot \text{А}) < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 100 = 300(\text{В} \cdot \text{А}).$$

Для з'єднання трансформатора напруги з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ із відповідним перерізом жил $q = 2,5 \text{ (мм}^2\text{)}$.

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження НКФ-М-500-ІІ

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-500 кВ	ТВ-500	НКФ-М-500-ІІ
ВРУ-110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-500 ТВТ-110 ТШЛ-35	— — — ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ1: сторона ВН: сторона НН	ТВТ-500 ТШ-20	— —
Блочний трансформатор БТ2: сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-110 ТШ-20	— —
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR1: сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-110 ТШЛ-10	— — ЗНОЛ.06-6У3
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR2: сторона ВН: сторона НН:	ТШЛ-35 ТШЛ-10	— ЗНОЛ.06-6У3
Турбогенератор 300 МВт	ТШ-20	ЗНОМ-20
Турбогенератор 500 МВт	ТШ-20	ЗНОМ-20
ТВП1: сторона ВН: сторона НН:	ТШ-20 ТШЛ-10	— ЗНОЛ.06-6У3
ТВП2: сторона ВН: сторона НН:	ТШ-20 ТШЛ-10	— ЗНОЛ.06-6У3
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.10 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту від перенапруг на станції встановлюють розрядники та обмежувачі перенапруг:

1. Леп-500 кВ, сторона ВН АТЗ та сторона ВН блочних трансформаторів БТЗ – ОПН-500У1;
2. ЛЕП-110 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН блочних трансформаторів БТЗ – ОПН-110У1
3. Нейтраль блочних трансформаторів БТ4 – ОПН-110У1
4. Сторона НН БТЗ, БТ4 – РВМ-20У1
5. Сторона НН трансформаторів ВП – РВРД-6У1

Для забезпечення ефективної роботи релейного захисту, автоматики та зв'язку встановлюють на лініях електропередачі високочастотної загороджувачі:

а) 110 кВ: Вибираємо загороджувач – ВЗ-3200-0,5У1.

Проводимо перевірку:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; I_{мах} \leq I_{ном}; i_y \leq i_{дин}; B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$110 \text{ (кВ)} = 110 \text{ (кВ)};$$

$$2145 \text{ (А)} < 3200 \text{ (А)};$$

$$48,33 \text{ (кА)} < 102 \text{ (кА)};$$

$$164,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Всі умови виконуються.

б) 500 кВ: Вибираємо загороджувач – ВЗ-2000-0,5У1.

Проводимо перевірку:

$$500 \text{ (кВ)} = 500 \text{ (кВ)};$$

$$951 \text{ (А)} < 2000 \text{ (А)};$$

$$32,63 \text{ (кА)} < 102 \text{ (кА)};$$

$$66,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Всі умови виконуються.

РОЗДІЛ 3

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

3.1 Нормативна база

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією комутаційного обладнання.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2015 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина теплової електростанції потужністю 2400 МВт з аналізом обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні обладнання черговим персоналом на ТЕС:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт за міждержавним «Небезпечні та шкідливі виробничі фактори. Класифікація».

- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт в машзалі. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРУ-150 кВ.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми [47]:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2013 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-17 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;

При роботі з електричним обладнанням слід користуватись такими нормативними документами:

Глава 4.2 ПУЕ: 2018 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ.

ГКД 34.20.507 – 2013 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 5-750 кВ.

ГНД 34.47.503-2014 Інструкція з експлуатації електричних вимикачів.

ГОСТ 12.1.007 Шкідливі речовини. Класифікація загальних вимог безпеки.

НПАОП 0.00-1.07-94 (ДНАОП 0.00-1.07-94) – Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском.

НПАОП 40.1-1-32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

ДБН В.2.5-23:2010 – Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.

3.2 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ високої напруги

Площа ВРП: $S = (210 \cdot 90) \text{ м}^2$. Приймаємо площу заземлюючого пристрою $S = 1980 \text{ м}^2$.

Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2 \text{ м}$. Питомий опір верхнього шару ґрунту $\rho_1 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; нижнього шару – $\rho_2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних комірок і вертикальних провідників у кількості: $n = 32$ шт, довжиною $l = 16 \text{ м}$. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5 \text{ м}$.

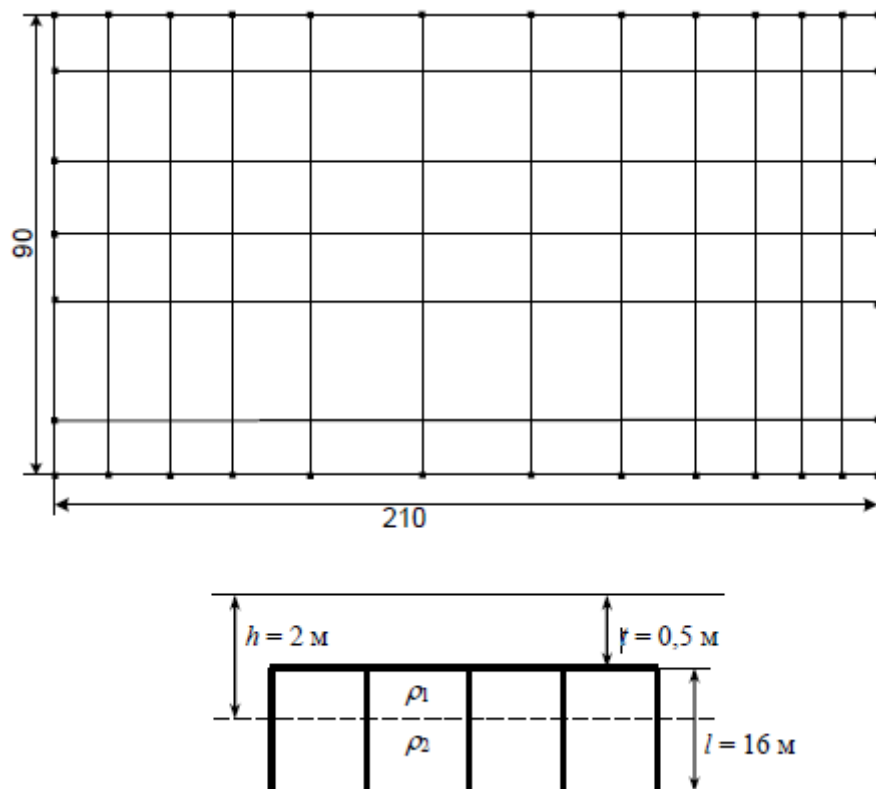


Рисунок 2.25 – Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\frac{p_{13}}{p_{23}} = \frac{400}{200} = 2.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = \frac{L}{n},$$

де L – периметр заземлювача.

$$a = \frac{2 \cdot (210 + 90)}{32} = 18,75 \text{ (м)}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$p_{\text{екв}} = p_2 \cdot \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^\Delta,$$

$$\text{де } \Delta = 0,43 \cdot \frac{h-t}{l} + 0,27 \cdot \lg\left(\frac{18,75}{16}\right) + 0,04$$

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{2 - 0,5}{16} + 0,27 \cdot \lg\left(\frac{18,75}{16}\right) + 0,04 = 0,099;$$

$$p_{\text{екв}} = 200 \cdot 2^{0,099} = 210,21 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}.$$

Опір заземлювача:

$$r = A \cdot \frac{p_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{p_{\text{екв.с}}}{L_\Gamma + L_B},$$

де L_B, L_Γ – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

$$\begin{cases} A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l+t}{\sqrt{S}}, \text{ при } 0 \leq \frac{l+t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l+t}{\sqrt{S}}, \text{ при } 0,1 \leq \frac{l+t}{\sqrt{S}} \leq 0,5. \end{cases}$$

$$\frac{l+t}{\sqrt{S}} = \frac{2+0,5}{\sqrt{198000}} = 0,018 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l+t}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,018 = 0,42;$$

$$r = 0,42 \cdot \frac{210,21}{\sqrt{19800}} + \frac{210,21}{(10 \cdot 210 + 6 \cdot 90) + 16 \cdot 32} = 0,49 \text{ (Ом)}.$$

$$r = 0,49 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \quad \text{заземлення відповідає нормам}$$

3.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами.

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом.

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами;

h_x, h, L – беруться на підставі обраної схеми ВРП; r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3} h. \end{cases}$$

h_x – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}$$

b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3} h. \end{cases}$$

R – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, (\text{м}).$$

Розрахуємо всі величини необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 24(\text{м}); h = 36,5 (\text{м}); L_{1-2} = 66 (\text{м}).$$

$$r_x = 1,5 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 24) = 9,75 (\text{м});$$

$$h_0 = 4 \cdot 36,5 - \sqrt{9 \cdot 36,5^2 + 0,25 \cdot 66^2} = 32 (\text{м});$$

$$b_x = 3 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 32) = 6 (\text{м});$$

$$R = 4 \cdot 36,5 - 32 = 114 (\text{м}).$$

Результати всіх інших розрухунків зведені в таблиці. Намалюємо отримані зони захисту якщо є не перекриті зони, то збільшуємо БВ

Таблиця 2.20 – Вторине навантаження НКФ-М-500-II

L, м	h_0 , м	b_0 , м	R, м
L1-2=L4-5=66	32	6	114
L1-4=L1-7=L2-5=16	36,208	18,624	109,79
L1-5=L2-4=67,91	31,36	4,08	144,64

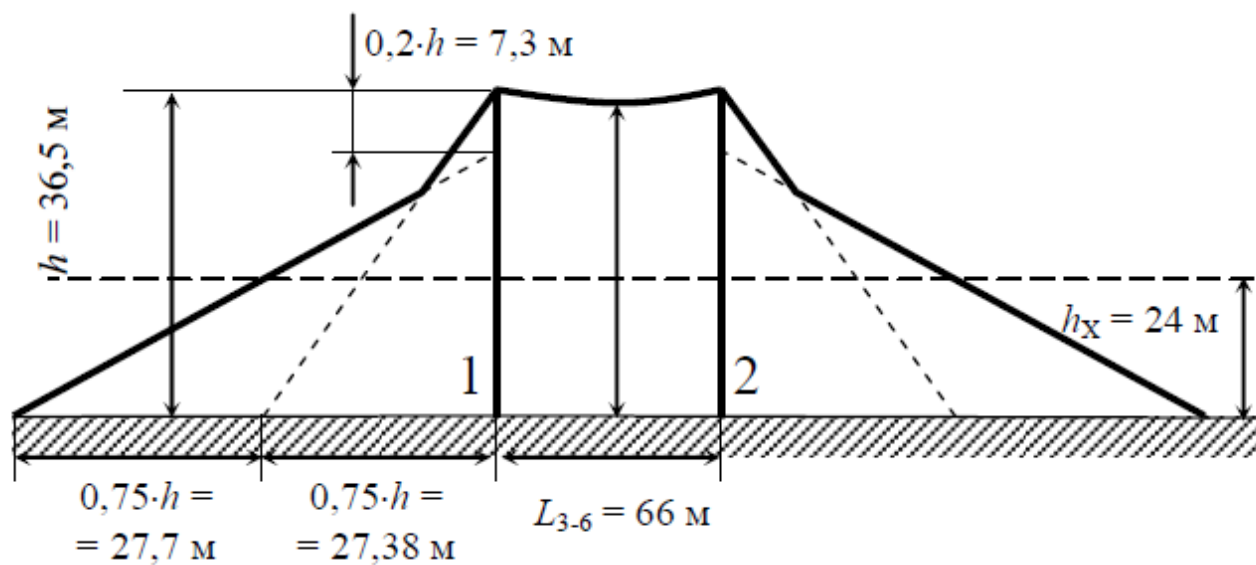


Рисунок 2.26 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

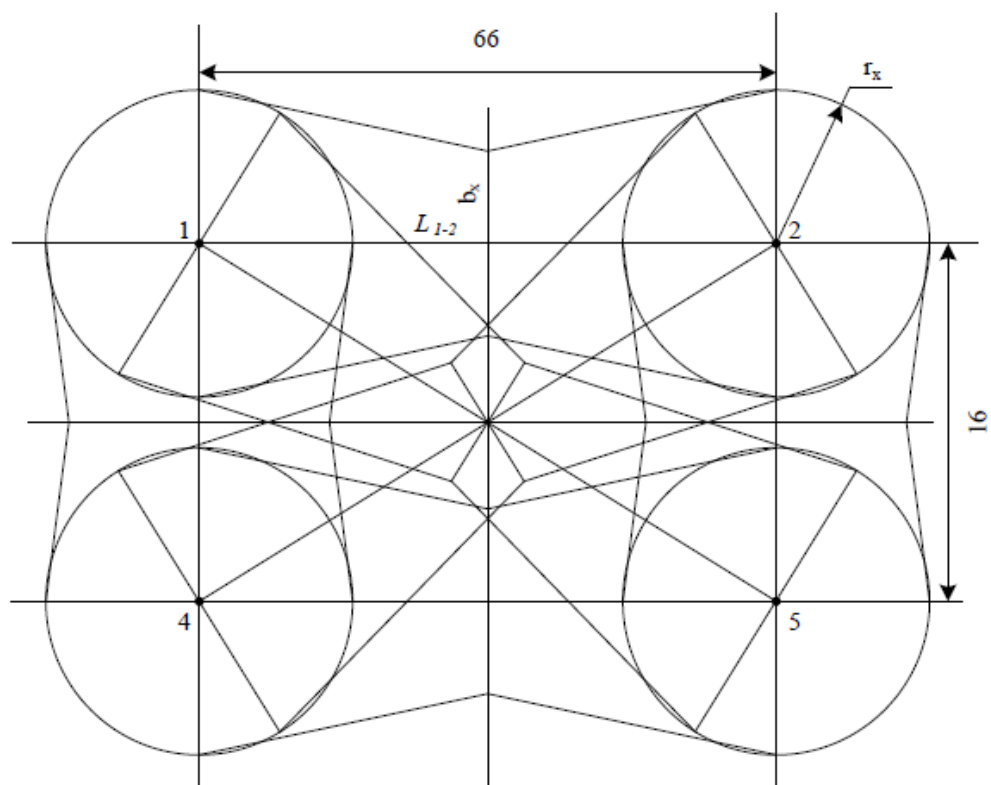


Рисунок 2.27 – Зона захисту РП блискавковідводами, вид зверху

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

ВИСНОВОК

У магістерській роботі виконано проєктування теплової електростанції потужністю 1900 МВт, призначеної для постачання електроенергії в енергосистему та забезпечення місцевих споживачів. У межах роботи проведено розрахунок навантажень, техніко-економічний аналіз і вибір обладнання, зокрема парогенераторів Пп-1600/255 і Пп-950/255, турбін К-500-240 і К-300-240, турбогенераторів ТГВ-500-2У3 і ТГВ-300, а також трансформаторів ТЦ-630000/500, ТДЦ-400000/110 і ТЦ-400000/500.

Обрана схема та технічні рішення забезпечують надійну й безперебійну роботу станції. Передача електроенергії до енергосистеми здійснюється через три повітряні лінії напругою 500 кВ, а місцеві споживачі забезпечуються енергією через 12 ліній напругою 110 кВ.

Проведено розрахунки струмів короткого замикання, виконано підбір струмопровідних частин і розподільчого обладнання. Також виконано аналіз розподільчих пристроїв різних класів напруг і типів. Отримані результати відповідають сучасним нормативам і можуть бути використані для вдосконалення проєктних рішень та оптимізації роботи електростанції.

У дослідженні представлено огляд на тему впливу відновлюваної енергетики на енергосистему. Огляд фокусується на всіх аспектах технічного впливу. По кожній темі наведено огляд питання, проблем та способів їх розв'язання. Високі темпи впровадження відновлюваних джерел енергії в енергосистему вимагають, щоб дослідження йшли в ногу з розвитком подій і продовжували пропонувати рішення для будь-яких проблем, що виникають, щоб забезпечити успішну інтеграцію відновлюваних джерел енергії на благо широкої громадськості та довкілля. Особливої уваги потребує вивчення майбутніх великих електромереж, які потенційно будуть живитися від мережевих інверторів без будь-якої підтримки синхронної генерації.

Таким чином, результати дослідження та проєктування електричної частини теплової електростанції забезпечують її стійку та ефективну роботу відповідно до сучасних вимог і стандартів енергетичної галузі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Щорічний Звіт УВЕА «Вітроенергетичний сектор України 2021. Огляд ринку». Станом на 23.08.2022,
2. Постанова НКРЕКП від 30.08.2019 № 1817
3. Наказ Міністерства енергетики від 15.06.2022 р. № 206 « Про розрахунки з виробниками за «зеленим» тарифом
4. Меморандум про взаєморозуміння щодо врегулювання проблемних питань у сфері відновлюваної енергетики України
5. Оператор енергетичного ринку Австралії (АЕМО) 2018. Спостереження АЕМО: Операційні та ринкові виклики надійності та безпеки в NEM.
6. Акрамі А., Доостізаде М., Амініфар Ф. (2019) Гнучкість енергосистеми: огляд переходу від еволюції до революції. J Сучасна енергетична система Чиста енергія 7:987–1007
7. Айоделе Т., Джімо А., Мунда Дж., Ейджі Дж (2012) Проблеми інтеграції вітрової енергії в цілісність енергосистеми: огляд. Int J Renew Energy Res 2:618–626
8. Бабатунде О.М., Мунда Дж.Л., Хамам Ю. (2019) Комплексне сучасне дослідження щодо планування розширення виробництва електроенергії з переривчастим використанням відновлюваних джерел енергії та зберігання енергії. Int J Energy Res 43:6078–6107
9. Бек Х. і Гессе Р. Віртуальна синхронна машина. 2007 р. 9-та міжнародна конференція Electr Quality Utilisation, 2007. Р. 1–6.
10. Беврані Х., Гош А., Ледвіч Г. (2010) Відновлювальні джерела енергії та регулювання частоти: огляд та нові перспективи. IET Renew Power Gen 4:438
11. Бхуян Мза, Андерс Дж., Філхауер Дж., Ду, С. (2019) Огляд статичної оцінки безпеки в енергосистемі на основі ризиків. IET Cyber-Phys Syst: Theory Appl 4:233–239

12. Брауер А.С., Ван ден Брук М., Зеебрегтс А., Фаайдж А. (2014) Вплив великомасштабних переривчастих відновлюваних джерел енергії на електроенергетичні системи та як їх можна моделювати. *Renew Sust Energ* Об'явлення 33:443–466
13. D'arco S, Suul JA, Fosso OB (2015) Реалізація віртуальної синхронної машини для розподіленого керування перетворювачами енергії в SmartGrids. *Electr Power Syst Res* 122:180–197
14. Дехганпур К., Афшарніа С. (2015) Внесок попиту на електроенергію в регулювання частоти в енергосистемах: огляд технічних аспектів. *Renew Sust Energ Rev* 41:1267–1276
15. Денис Г., Превост Т., Дебрі М.С., Ксав'є Ф., Гійо Х., Мензе А. (2018) Проект «Міграція»: проблеми експлуатації електромережі з генерацією лише на основі інвертора. Удосконалення керування формуванням сітки з керуванням перехідним струмом. *IET Renew Power Gen* 12:523–529
16. Дуглас П.Дж., Гарсія-Валле Р., Ньєнг П., Остергаард Дж., Тогембі М. (2013) Розумний попит на регулювання частоти: експериментальні результати. *IEEE Trans Smart Grid* 4:1713–1720
17. EirGrid. 2019. Код сітки EirGrid [Електронний ресурс]. Доступно: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid-Code.pdf> [Станом на 17 липня 2020].
18. Управління електроенергетики Нової Зеландії. 2020. Кодекс участі в електроенергетиці [Електронний ресурс]. Доступно: <https://www.ea.govt.nz/code-and-compliance/the-code/> [Станом на 18 липня 2020].
19. Еммануель М., Даблдей К., Чакір Б., Маркович М., Ходж Б.М. (2020) Огляд планування енергетичної системи та операційних моделей для оцінки гнучкості в сценаріях проникнення сонячної енергії з високим рівнем проникнення сонячної енергії. *Енергія Сола* 210:169–180
20. ERA Західна Австралія. 2016. Технічні правила [Електронний ресурс]. Орган економічного регулювання Західної Австралії Доступно:

<https://westernpower.com.au/media/2312/technical-rules-20161201.pdf> [станом на 10 липня 2020 року].

- 21.Фан М., Сунь К., Лейн Д., Гу В., Лі З., Чжан Ф. (2018) Новий алгоритм перепланування поколінь для підвищення надійності енергосистеми з високим проникненням відновлюваних джерел енергії. *IEEE Trans Power Syst* 33:3349–3357
- 22.Фарівар, М., Кларк, К. Р., Лоу, С. Х. і Чанді, К. М. 2011. Інверторне керування VAR для систем розподілу з відновлюваними джерелами енергії. *IEEE*.
- 23.Фернандес-Гільямон А, Гомес-Лазаро Е, Мульяді Е, Моліна-Гарсія А (2019) Енергетичні системи з високим рівнем відновлюваних джерел енергії: огляд стратегій інерції та регулювання частоти в часі. *Renew sust energ rev*
- 24.Фішер Е.Б., Апас Нрп, Ферріс М.С. (2008) Оптимальне перемикання трансмісії. *IEEE Trans Power Syst* 23:1346–1355
- 25.Гаффаріанфар М., Хаджізаде А. (2018) Стабільність напруги низьковольтної розподільчої мережі з високим рівнем проникнення фотоелектричних енергоблоків. *Енергії* 11:1960
- 26.Гілс Х.С., Ботор С., Генуезець М., Цао К.К. (2018) Майбутня безпека енергопостачання в Німеччині — роль стохастичних відключень електростанцій та періодичної генерації. *Int J Energy Res* 42:1894–1913
- 27.Халамай Д.А., Бреккен Т.К. (2011) Монте-Карло Аналіз впливу високого проникнення відновлюваної енергії. *IEEE*.
- 28.Халамай Д.А., Бреккен Т.А., Сіммонс А., Макартур С. (2011) Вплив широкомасштабної інтеграції виробництва енергії вітру, сонця та океанських хвиль. *IEEE Транс Сталий Енергетика* 2:321–328
- 29.Хамді М.С., Ахмед А.Зд., Олег Н.К., Зіад М.А., Омер А. (2019) Оцінка впливу високих рівнів проникнення фотоелектричних електростанцій на потужність, частоту та стабільність напруги об'єднаної мережі Єгипту. *Енергії* 12:552

- 30.Хаке М.М., Вольфс П. (2016) Огляд високого проникнення фотоелектричних систем у мережах розподілу ЛШ: сучасний стан, наслідки та заходи щодо пом'якшення наслідків. *Renew Sust Energ Rev* 62:1195–1208
- 31.Hasanvand S, Fallahzadeh-Abarghouei H (2015) Підвищення стабільності енергосистеми за наявності відновлюваних джерел енергії та TCSC. *IETE J Res* 61:686–692
- 32.Хемматі Р., Сабурі Х., Джирдехі М.А. (2017) Стохастичне планування та планування систем зберігання енергії для управління перевантаженнями в електроенергетичних системах, включаючи відновлювані джерела енергії. *Енергія* 133: 380–387
- 33.Hitaj C (2015) Місцезнаходження має значення: вплив відновлюваних джерел енергії на затори та викиди від передачі. *Енергетична політика* 86:1–16
- 34.Джонсон С.К., Роудс Дж.Д., Веббер М.Е. (2020) Розуміння впливу несинхронної вітрової та сонячної генерації на стабільність мережі та визначення шляхів пом'якшення наслідків. *Апл Енерджі* 262:114492
- 35.Йоос М., Стаффелл І (2018) Короткострокові інтеграційні витрати на змінну відновлювану енергетику: скорочення та балансування вітрової енергії у Великій Британії та Німеччині. *Renew Sust Energ Об'явлення* 86:45–65
- 36.Карімі М., Мохліс Х., Найду К., Уддін С., Бакар А.Г. (2016) Проблеми проникнення фотоелектричних систем та вплив на розподільчу мережу – огляд. *Renew Sust Energ Rev* 53:594–605
- 37.Кім Д., Чо Х., Парк Б., Лі Б. (2020) Оцінка впливу ресурсів на основі інвертора на потужність системи з урахуванням рівня взаємодії інвертора. *Сталий розвиток* 12:3469
- 38.Кропоскі Б., Джонсон Б., Інчен З., Геворгян В., Денхольм П., Ходж Б-М., Ханнеган Б. (2017) Досягнення 100% відновлюваної мережі: робота електроенергетичних систем з надзвичайно високим рівнем змінної відновлюваної енергії. *IEEE Power and Energy Magazine* 15:61–73

- 39.Лассетер Р.Х., Чен З., Паттабіраман Д. (2020) Мережевоутворюючі інвертори: критично важливий актив для електромережі. IEEE J Нові вибрані теми Силова електроніка 8: 925–935
- 40.Леу Р-С, Тенг Дж-Х, Лі Ю-Ф, Лін В-М, Лінь Ю-Х (2020) Аналіз та вдосконалення систем небалансу для дахових фотоелектричних систем у розподільчих мережах. Енергії 13:1996
- 41.Махмуд Н., Захеді А. (2016) Огляд стратегій управління регулюванням напруги розумної розподільчої мережі з високим рівнем проникнення відновлюваної розподіленої генерації. Renew Sust Energ Rev 64:582–595
- 42.Марразі Е., Янг Г., Вайнрайх-Єнсен П. (2018) Виділення синхронних конденсаторів для відновлення живлення системи при короткому замиканні. J Сучасна енергетична система Чиста енергія 6:17–26
- 43.Матевосян Дж., Віталь В., Апос С.Дж., Квінт Р., Бадрзаде Б., Превост Т., Кітманн Е., Рамасубраманян Д., Урдал Х., Ахіллес С., Макдауелл Дж., Хуанг С.Ш. (2019) Мережевоутворюючі інвертори: чи є вони ключем до високого проникнення відновлюваних джерел? IEEE Power and Energy Magazine 17:89–98
- 44.Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
45. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
46. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання /[Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І.,Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т.– Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
- 47.Правила улаштування електроустановок. Глава 1.7 «Заземлення і захисні заходи електробезпеки»: ПУЕ:2006.

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина теплової електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі

Тип роботи: _____ Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ _____ Кафедра електричних станцій та систем _____
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник _____ Вишневський С.Я., к.т.н., доц., доц. каф ЕСС
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	86%
Загальна схожість	14%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора.
Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____ Матюхнюк О.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____ Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

(підпис) (прізвище, ініціали)

Додаток Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Електрична частина теплової електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням
впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі
генерації

08-13.МКР.012.00.107 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

(підпис) Вишневський С.Я.

Магістр групи 1ЕС-23м

(підпис) Матохнюк О.В.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них КЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – Проектування електричної частини теплової електростанції з дослідженням впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Низка західних статей у різноманітних наукових журналах, перелік вказаний у списку літератури.

2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження електричної станції у західному регіоні України. – технічне завдання: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв з двома агрегатами одиничною потужністю 500 МВт та трьома по 300 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 250 км, потужність віддається по ЛЕП 500 кВ. – елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва. – показники технологічності: проектування КЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ. – технічне обслуговування і

ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	21.09.24	25.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 2
3	Електротехнічна частина	26.09.24	26.10.24	розділ 2
4	Аналіз впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації	27.10.24	15.11.24	розділ 1
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	16.11.24	20.11.24	розділ 3
6	Оформлення пояснювальної записки	21.11.24	24.12.24	пояснювальна записка
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

Додаток В



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем



Електрична частина теплової електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації

Виконав: ст. гр 1ЕС-23м Матохнюк О.В.
Керівник: к.т.н., доц, доцент каф. ЕСС Вишневський С.Я.

Актуальність

Глобальне зростання попиту на електроенергію, обмеженість традиційних енергоресурсів і необхідність скорочення викидів парникових газів створюють серйозні виклики для енергетичної безпеки багатьох країн. Україна, як держава з потужним промисловим потенціалом, також стикається з цими проблемами. Забезпечення стабільного, надійного та доступного джерела електроенергії стає дедалі важливішим. Проектування електричної частини теплової електростанції є виправданим рішенням для гарантування стабільного енергопостачання та підтримки великого промислового навантаження. Вивчення схемних рішень у проектуванні електростанцій має особливе значення, адже стійкість системи електропостачання є ключовим фактором для безперебійної роботи станцій і підтримки енергетичної стабільності. Розробка оптимальних технічних рішень та впровадження заходів для підвищення стабільності електричних мереж і мінімізації впливу зовнішніх чинників на роботу електростанцій є одними з основних завдань сучасної енергетики. Актуальність цього дослідження підтверджується науковими матеріалами та публікаціями, представленими як в українській, так і в міжнародній літературі. Зростаючий інтерес наукової спільноти до питань проектування електричних частин електростанцій і дослідження впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі генерації показує необхідність комплексного аналізу та проведення детальних досліджень у цій галузі.



Мета і задачі роботи

Мета і задачі досліджень. Мета дослідження полягає в проектуванні електричної частини теплової електростанції з дослідженням схем розподільних пристроїв. Основним завданням є визначення оптимальних схемних рішень та розробка електричних систем, що забезпечують надійну роботу станції при великому промисловому навантаженні. Дослідження має на меті врахування специфіки теплової електростанції та забезпечення її ефективності та економічності порівняно з іншими видами генерації електроенергії.

Задачі:

Задачі дослідження включають в себе вивчення основних елементів та компонентів електричної частини теплової електростанції, аналіз технічних вимог, стандартів та нормативних документів, визначення оптимальних схемних рішень та параметрів електричної частини, а також проведення чисельних експериментів та аналіз отриманих результатів.

Об'єкт досліджень: є електрична частина теплової електростанції, включаючи електричні схеми, компоненти, устаткування та системи, необхідні для забезпечення стійкої та ефективної роботи станції при великому промисловому навантаженні.

Предмет досліджень: проектування електричної частини теплової електростанції та дослідження впливу надмірного зростання частки відновлювальних джерел в структурі.

← → ↺ ↻ 🔍

Поперечний розріз блоку 500 МВт

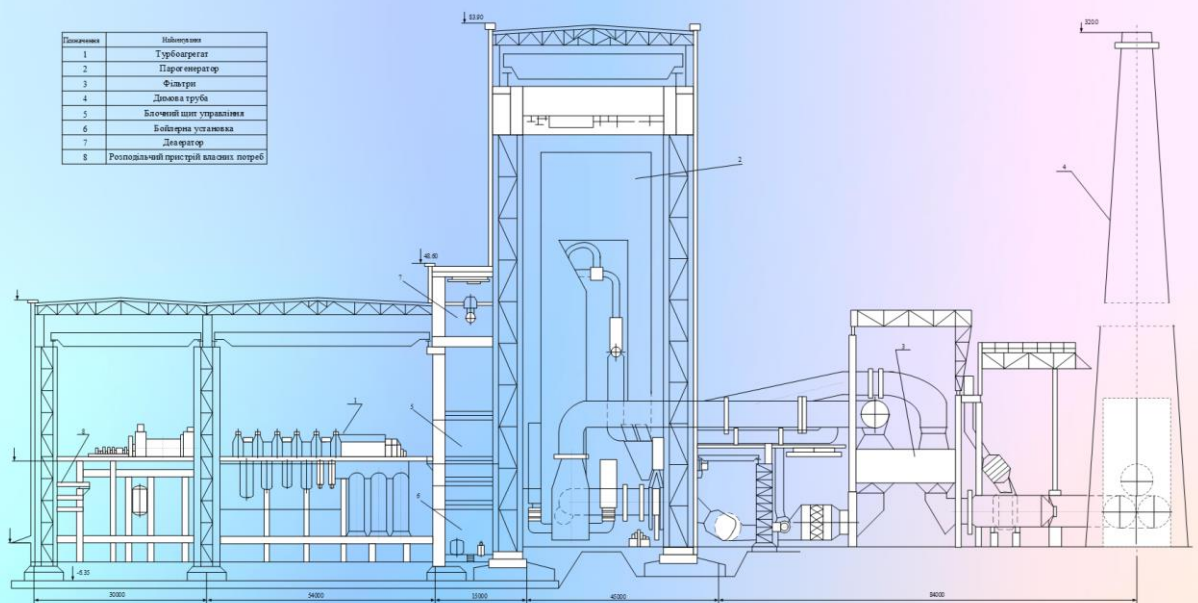


Схема власних потреб КЕС

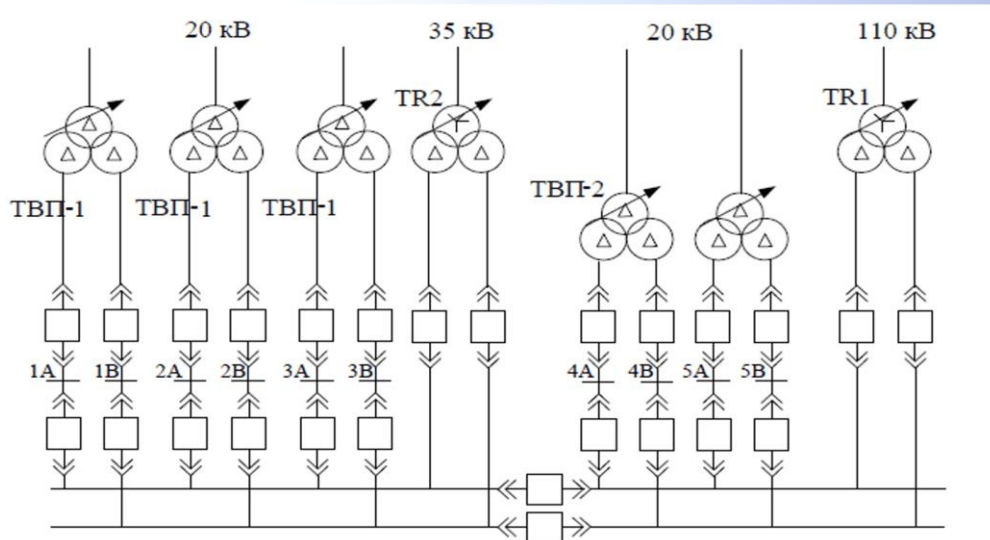
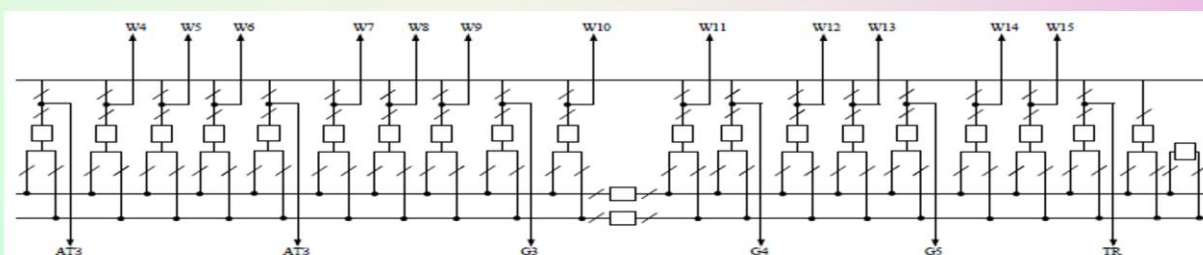
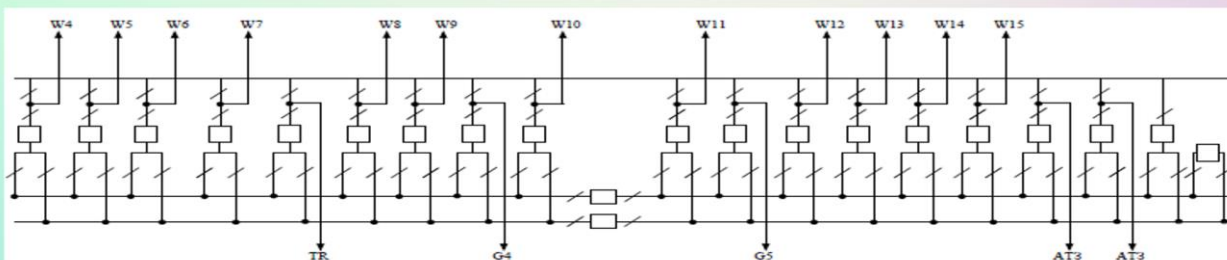


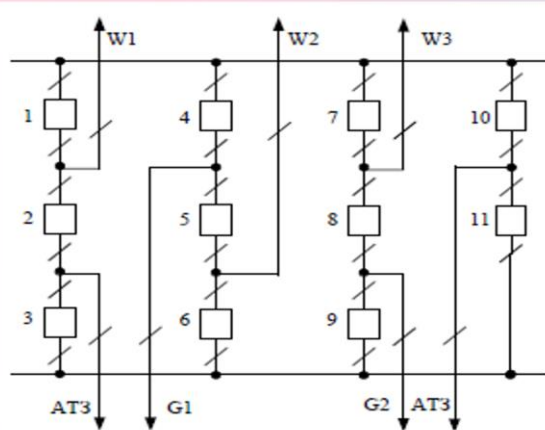
Схема ВРУ 110 кВ



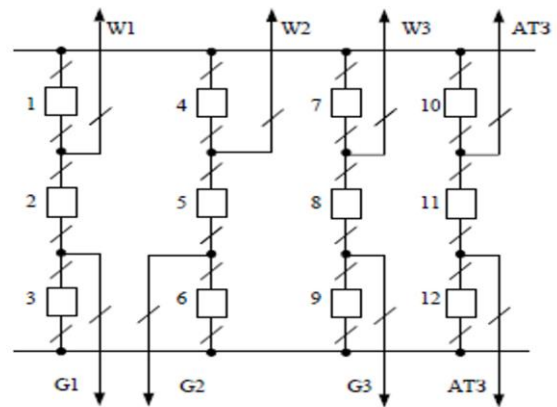
а) варіант схеми №1



б) варіант схеми №2



а) варіант схеми №1



б) варіант схеми №2

Автономні енергетичні регіони

Аделаїда, Австралія

- Особливості:

- Встановлення найбільшої на той час (2017) у світі батареї Tesla Powerpack (129 МВт·год) для стабілізації енергосистеми.
- Програми для домогосподарств із встановлення сонячних панелей і домашніх акумуляторів.
- Мета: досягти 100% енергопостачання з ВДЕ.

- **Досягнення:**

- Стабілізація енергосистеми, попри великий обсяг ВДЕ.
- Значне скорочення витрат на аварійний резерв енергії.

Бордесхольм, Німеччина

- Особливості:

- Містечко, що повністю відмовилося від викопного палива, перейшовши на ВДЕ.
- Використання гібридної системи: сонячні панелі, вітрові турбіни та біогазові установки.
- Система накопичення енергії (акумулятори) забезпечує автономну роботу міста навіть під час відключень від національної мережі.
- Децентралізована система управління споживанням та генерацією електроенергії.

- **Досягнення:**

- 100% енергопостачання міста за рахунок ВДЕ.
- Надлишок енергії продається у загальнонаціональну мережу.
- Місто стало прикладом для інших населених пунктів Німеччини, що прагнуть досягти енергетичної незалежності.

Гренобль, Франція

- Особливості:

- Один із провідних "зелених" міст Франції, відомий своїми інноваційними підходами до енергетики.
- Використання сонячної енергії, гідроенергії та теплових насосів.
- Інтеграція енергоефективних рішень у міську інфраструктуру (екологічні будівлі, енергозбережне освітлення).
- Розумна енергетична мережа (Smart Grid) забезпечує баланс між споживанням і генерацією.

- **Досягнення:**

- Значне скорочення викидів CO₂.
- 100% енергопостачання муніципальних будівель за рахунок ВДЕ.
- Активна участь жителів у програмі "зеленої" модернізації житлового фонду.

Острів Самсо, Данія

- Особливості:

- Самоо став "вуглецево-нейтральним" завдяки вітровим турбінам, біомасовим установкам і сонячним панелям.
- 10 наземних і 11 морських вітрових турбін забезпечують електроенергію для всього острова.

- **Достижения:**

- Усі транспортні засоби на острові працюють на біопаливі чи електроенергії.
- Локальна громада інвестувала у проект, отримуючи прибутки від енергетики.

Потужність станції	1900	МВт
Склад обладнання	4x300+2x500	
Річний виробіток електроенергії	12698155,00	МВт×год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1903040000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	204,4676	коп/кВт×год



Висновки

У магістерській роботі виконано проектування теплової електростанції потужністю 1900 МВт, призначеної для постачання електроенергії в енергосистему та забезпечення місцевих споживачів. У межах роботи проведено розрахунок навантажень, техніко-економічний аналіз і вибір обладнання, зокрема парогенераторів Пп-1600/255 і Пп-950/255, турбін К-500-240 і К-300-240, турбогенераторів ТГВ-500-2У3 і ТГВ-300, а також трансформаторів ТЦ-630000/500, ТДЦ-400000/110 і ТЦ-400000/500.

Обрана схема та технічні рішення забезпечують надійну й безперебійну роботу станції. Передача електроенергії до енергосистеми здійснюється через три повітряні лінії напругою 500 кВ, а місцеві споживачі забезпечуються енергією через 12 ліній напругою 110 кВ.

Проведено розрахунки струмів короткого замикання, виконано підбір струмопровідних частин і розподільчого обладнання. Також виконано аналіз розподільчих пристроїв різних класів напруг і типів. Отримані результати відповідають сучасним нормативам і можуть бути використані для вдосконалення проєктних рішень та оптимізації роботи електростанції.

У дослідженні представлено огляд на тему впливу відновлюваної енергетики на енергосистему. Огляд фокусується на всіх аспектах технічного впливу. По кожній темі наведено огляд питання, проблем та способів їх розв'язання. Високі темпи впровадження відновлюваних джерел енергії в енергосистему вимагають, щоб дослідження йшли в ногу з розвитком подій і продовжували пропонувати рішення для будь-яких проблем, що виникають, щоб забезпечити успішну інтеграцію відновлюваних джерел енергії на благо широкої громадськості та довкілля. Тому повинні продовжувати вивчати технічні виклики, пов'язані з проникненням непостійних відновлюваних джерел енергії, щоб розробити рішення, які забезпечать стабільну і надійну роботу енергетичних мереж. Особливої уваги потребує вивчення майбутніх великих електромереж, які потенційно будуть жити від мережевих інверторів без будь-якої підтримки синхронної генерації.

Таким чином, результати дослідження та проєктування електричної частини теплової електростанції забезпечують її стійку та ефективну роботу відповідно до сучасних вимог і стандартів енергетичної галузі.

