

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення енергоефективності живлення місцевого району конденсаційної електростанції 950 МВт»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Тартус В. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: професор кафедри ЕСС

Кулик В. В.

(прізвище та ініціали)

« 11 » листопада 2025 р.

Опонент: К.Т.Н. доц.кадр ЕРЕЕМ

Кіртінка М. В.

(прізвище та ініціали)

« 12 » листопада 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

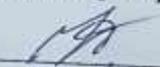
(прізвище та ініціали)

« 12 » листопада 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (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 Комар В. О.


2025 року

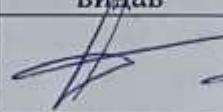
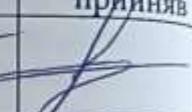
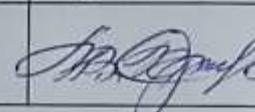
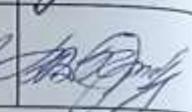
ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Тартусу Валентину Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення енергоефективності живлення місцевого району конденсаційної електростанції 950 МВт
керівник роботи професор кафедри ЕСС Кулик В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 08.09.2025 року № 247
- Строк подання студентом роботи 09 грудня 2025 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Встановлена потужність станції 950 МВт (3x50+4x200). Відстань до місця приєднання до енергосистеми 150 км. Параметри системи: Sc.ном = 17000 МВА; Xc.ном. = 0,35 в.о., Uc.ном = 220 кВ. Паливо: вугілля. Вид промисловості району целюлозно-паперова. Електричне навантаження станції: а) максимальне навантаження місцевого району 110 МВт; б) напруга мережі району 110 кВ; в) максимальна потужність, що віддається в систему 740 МВт
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Поняття мікромережі, накопичувачі електроенергії та регулювання. 2. Електротехнічна частина. 3. Економічна частина. 4 Застосування промислових накопичувачів електроенергії для підвищення ефективності роботи КЕС. 5. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти структурних схем КЕС. 2. План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ. 3. Головна схема електричних з'єднань (КЕС-950 МВт).

6. Консультанти розділів роботи

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

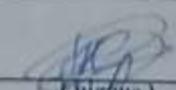
7. Дата видачі завдання 8 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	08.09.2025	15.09.2025	<i>Вик</i>
2	Обґрунтування проєктування КЕС	16.09.2025	19.09.2025	<i>Вик</i>
3	Електротехнічна частина	22.09.2025	06.10.2025	<i>Вик</i>
4	Перспективи розвитку використання ESS в мікромережах	07.10.2025	13.10.2025	<i>Вик</i>
5	Охорона праці	14.10.2025	20.10.2025	<i>Вик</i>
6	Економічна частина	21.10.2025	30.10.2025	<i>Вик</i>
7	Оформлення пояснювальної записки	01.11.2025	20.11.2025	<i>Вик</i>
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.2025	26.11.2025	<i>Вик</i>
9	Перевірка мкр на плагіат. Попередній захист мкр	28.11.2025	04.12.2025	<i>Вик</i>
10	Рецензування МКР	05.12.2025	08.12.2025	<i>Вик</i>
11	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)


(підпис)

В. В. Таргус

В. В. Кулик

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Тартус Валентин Віталійович. «Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення енергоефективності живлення місцевого району конденсаційної електростанції 950 МВт». Вінниця: ВНТУ. – 2025р.

Магістерська кваліфікаційна робота. Виконана на – 120 сторінок, бібліографій 21, рисунків 25, таблиць 33.

У дипломній роботі проведено дослідження ефективності застосування систем накопичування електроенергії для потреб місцевого району конденсаційної електростанції (КЕС). Основну увагу приділено аналізу можливостей інтеграції систем накопичування у структуру мікромережі, яка виступає базовим елементом енергоінфраструктури району.

Використання накопичувачів електроенергії (ESS) дозволить КЕС швидко реагувати на коливання попиту в енергосистемі. Замість того, щоб постійно змінювати потужність основного обладнання (що є повільним процесом і призводить до його зносу), КЕС може використовувати накопичувач для миттєвого додавання або поглинання потужності.

В першому розділі продемонстровано теоретичні відомості про системи накопичення електроенергії, поняття мікромережі та її переваги і недоліки та додатково продемонстровано використання ESS для регулювання на попит. В другому розділі виконано розрахунки та побудова КЕС. В третьому розділі виконано техніко-економічні розрахунки КЕС та ESS.

Ключові слова: мікромережа, системи накопичування енергії, КЕС.

ABSTRACT

UDC 621.311.1

Tartus Valentyn Vitaliyovych. "Application of industrial energy storage systems to increase the energy efficiency of the local district of a 950 MW condensing power plant". Vinnytsia: VNTU. - 2025.

Master's qualification work. Completed on - 120 pages, bibliographies 21, figures 25, tables 35.

The thesis researched the effectiveness of the use of electricity storage systems for the needs of the local district of a condensing power plant (CES). The main attention is paid to the analysis of the possibilities of integrating storage systems into the structure of the microgrid, which is the basic element of the district's energy infrastructure.

The use of electricity storage systems (ESS) will allow the CES to quickly respond to fluctuations in demand in the power system. Instead of constantly changing the power of the main equipment (which is a slow process and leads to its wear), the CES can use the storage system to instantly add or absorb power.

The first section presents theoretical information about electricity storage systems, the concept of a microgrid and its advantages and disadvantages, and additionally demonstrates the use of ESS for demand response. The second section presents calculations and construction of a CES. The third section presents feasibility studies of CES and ESS.

Keywords: microgrid, energy storage systems, CES.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ПОНЯТТЯ МІКРОМЕРЕЖІ, НАКОПИЧУВАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА РЕГУЛЮВАННЯ	11
1.1 Загальні характеристики мікромереж, переваги та недоліки.....	11
1.2 Різновиди мікромереж за струмом.....	14
1.3 Використання ESS для підвищення енергоефективності мікромереж.....	17
1.4 Застосування систем накопичування енергії (ESS) для регулювання попиту.....	24
1.5 Висновок до першого розділу.....	27
2. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	29
2.1. Розрахунок графіків електричних навантажень	29
2.2. Вибір типу та потужності генераторів, турбін та котельних агрегатів ...	38
2.3. Вибір структурної схеми станції. Вибір блочних трансформаторів, автотрансформаторів зв'язку, трансформаторів власних потреб, кількості ЛЕП та іншого обладнання	39
2.4. Вибір схем ВРУ високої напруги	45
2.5 Вибір схеми власних потреб	52
2.6. Вибір комутаційної апаратури.....	53
2.7. Вибір струмоведучих частин.	56
2.8. Вибір вимірювальних трансформаторів.	65
2.9 Висновок до другого розділу	69
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	71
3.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої КЕС	71
3.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	73
3.2.1 Амортизація основних фондів	73
3.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	75
3.2.3 Розрахунок витрат на паливо для виробництва електроенергії на КЕС	77

	3
3.2.4 Розрахунок інших витрат.....	78
3.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	78
3.3 Аналіз отриманих результатів	79
3.4 Висновок до третього розділу.....	79
РОЗДІЛ 4 ЗАСТОСУВАННЯ ПРОМИСЛОВИХ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КЕС.....	81
4.1. Використання промислового накопичувача електроенергії, для регулювання КЕС.....	82
4.2 Розрахунок ємності ESS для місцевого району КЕС	84
4.3 Розрахунок графіка забезпечення місцевого району за цінами РДН зими та літа.....	86
4.4 Розрахунки з мінімізації витрат та максимізації рівномірності графіка навантаження місцевого району КЕС для зими та літа.....	87
4.5 Висновок до четвертого розділу.....	98
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	100
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	102
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	102
5.1.2 Електробезпека	103
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	104
5.2.1 Мікроклімат	104
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	104
5.2.3 Виробниче освітлення.....	105
5.2.4 Виробничий шум	107
5.2.5 Виробничі вібрації.....	108
5.3 Пожежна безпека.....	109
5.4 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ.....	112
5.5 Висновок до п'ятого розділу	114
ВИСНОВОК	116

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	118
ДОДАТОК А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи.....	Ошибка!
Закладка не определена.	
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР	Ошибка! Закладка не определена.
ДОДАТОК В Вибір вимикачів та роз'єднувачів	126
ДОДАТОК Г Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин.....	128
Додаток Д Головна схема з'днання.....	158
Додаток Е Ілюстративна частина.....	159

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС – атомна електростанція
АТ – автотрансформатор
БТ – блочний трансформатор
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії
ВЕС – вітрова електростанція
ВП – власні потреби
ВРУ – відкрита розподільна установка
ГАЕС – гідроакумулювальна електростанція
ГЕС – гідроелектростанція
ЕНЕ – електрохімічні накопичувачі електроенергії
ЕРС – електрорушійна сила
ЕС – електрична станція
ІКТ – інформаційно-комунікаційні технології
КЕС – конденсаційна електростанція
КЗ – коротке замикання
ККД – коефіцієнт корисної дії
ЛЕП – лінія електропередачі
ММ – мікромережа
ОЕС – об'єднана енергосистема
ПС – підстанція
РУ – розподільна установка
РГ – розподілена генерація
РЕР – розподілені енергетичні ресурси
СГ – синхронний генератор
СЕС – сонячна електростанція
ТВП – трансформатор власних потреб
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування
ТЕС – теплова електростанція

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ЗП – заземлювальний пристрій.

АС – Alternating Current – змінний струм

ACMG – Alternating Current Micro Grid – мікромережа змінного струму

AMI – Advanced Measurement Infrastructure – розширена вимірювальна інфраструктура

BESS – Battery Energy Storage System – система накопичення енергії в акумуляторах

CAES – Compressed-Air Energy Storage – акумулятор енергії у стисненому повітрі

DC – Direct Current – постійний струм

DCMG – Direct Current Micro Grid – мікромережа постійного струму

DR – Demand Response – реагування на попит

DRL – Deep Reinforcement Learning – глибоке навчання з підкріпленням

ESS – Electricity Storage System – системи накопичення електроенергії

HMG – Hybrid Micro Grid – гібридна мікромережа

MAPPO – Multi-agent Proximal Policy Optimization – оптимізація політик для кількох агентів

MILP – Mixed-Integer Linear Programming – лінійне програмування зі змішаними цілими числами

PPO – Proximal Policy Optimization – проксимальна оптимізація політики

PV – Photo-Voltaic – фотоелектричні

ROCOF – Rate of Change of Frequency – швидкість зміни частоти

SAC – Soft Actor Critic

TD3 – Twin Delayed Deep Deterministic Policy Gradient – подвійний затримуваний детерміністичний градієнт політики

ВСТУП

Енергетична система України є одним із найважливіших елементів національної економіки, що забезпечує стабільне функціонування промисловості, транспорту, комунальної інфраструктури та побутового сектору. Проте за останні десятиліття стан енергосистеми поступово погіршувався, що зумовлено комплексом технічних, економічних і організаційних проблем. Високий рівень зношеності обладнання, недостатній обсяг інвестицій у модернізацію, застарілі системи керування та обмежена гнучкість генерації призвели до зниження надійності та ефективності роботи об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України.

Системи накопичення електроенергії (ESS) стали не просто доповненням, а ключовим інструментом модернізації енергетичної інфраструктури. Вони підвищують ефективність, гнучкість та надійність роботи електростанцій усіх типів, дозволяючи адаптувати енергосистему до викликів часу, зокрема до зростаючої частки відновлюваних джерел енергії та вимог децентралізації.

Для конденсаційних (КЕС) та теплових (ТЕС) електростанцій ESS вирішують проблему низької маневреності та інерційності. Ці станції, особливо великі вугільні блоки, розраховані на стабільну роботу, а часті зміни потужності призводять до прискореного зносу дорогого обладнання, збільшення витрат палива та зростання шкідливих викидів. Інтеграція ESS дозволяє ТЕС/КЕС працювати в оптимальному, сталому режимі, тоді як системи накопичення беруть на себе функцію швидкого балансування добових або навіть погодинних коливань попиту. Це подовжує термін служби агрегатів, зменшує експлуатаційні витрати, підвищує ККД (коефіцієнт корисної дії) використання палива та дозволяє зберігати вироблену вночі енергію для продажу в години пік за вищими цінами.

На атомних електростанціях (АЕС), які є потужними, але дуже інерційними джерелами базового навантаження, ESS допомагають

підтримувати стабільну роботу реактора без необхідності частих змін потужності. Це підвищує безпеку експлуатації, зменшує ризики, пов'язані з термічними навантаженнями на компоненти реактора, та підвищує ефективність використання ядерного палива. Акумуляторні системи, зокрема, можуть миттєво надавати системі допоміжні послуги з регулювання частоти та напруги, що є критично важливим для стабільності мережі з високою часткою ВДЕ та запобігає необхідності зниження потужності АЕС у періоди низького споживання.

Гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) вже мають вбудовану функцію накопичення енергії у вигляді води у водосховищах. Проте гібридизація з додатковими ESS, такими як літій-іонні акумуляторні батареї, забезпечує миттєве реагування на збурення в мережі, що значно швидше, ніж гідротурбіни, яким потрібен час для відкриття затворів та розгону. Це дозволяє зменшити механічний знос гідроагрегатів, оптимізувати використання водних ресурсів залежно від ринкових цін та надавати більш якісні системні послуги, включаючи інерційний резерв.

Для відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), таких як сонячні (СЕС) та вітрові (ВЕС) електростанції, системи накопичення є критично важливим компонентом для подолання їх головного недоліку – мінливості та непередбачуваності генерації. ESS накопичують енергію, коли виробництво високе (наприклад, сонячний день або сильний вітер), і віддають її, коли воно падає (вночі або під час шторму). Це перетворює ВДЕ з "мінливих" джерел на прогнозованих та надійних постачальників, що сприяє їх повноцінній інтеграції в енергосистему без шкоди для її стабільності, запобігає обмеженню видачі потужності та дозволяє оптимізувати прибуток шляхом торгівлі енергією у пікові години за вищими цінами.

Використання ESS на всіх типах електростанцій є необхідним кроком на шляху до створення високоефективної, гнучкої та стійкої гібридної енергосистеми, здатної адаптуватися до викликів енергетичного переходу,

забезпечити надійне електропостачання споживачам та підтримати сталий розвиток енергетики.

Актуальність теми. Сучасна енергетична система України потребує глибокої модернізації та технічного оновлення. Упродовж останніх десятиліть спостерігається поступове погіршення її технічного стану через зношеність обладнання, недостатнє фінансування оновлення потужностей, а також низький рівень автоматизації процесів керування. Однією з ключових проблем є нестача маневрових потужностей, що ускладнює підтримання стабільного енергобалансу між виробництвом і споживанням електроенергії.

Необхідність створення сучасної, гнучкої, децентралізованої енергетики визначає потребу у вдосконаленні підходів до проектування, керування та балансування електричних систем, зокрема на рівні об'єктів генерації.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності та надійності роботи КЕС шляхом впровадження систем накопичування електроенергії для підтримання енергетичного балансу. Блоки, що працюють на місцевий район отримують можливість працювати рівномірно, забезпечуючи нерівномірне навантаження. Це призведе до зниження собівартості електроенергії, що виробляється на цих блоках.

Відповідно до зазначеної мети в роботі поставлені такі основні завдання:

- дослідити принципи роботи та класифікацію систем накопичування електроенергії;
- підвищення гнучкості та маневреності енергоблоків: КЕС, які зазвичай працюють у базовому режимі, можуть стати більш гнучкими учасниками ринку. СНЕ дозволяють швидко реагувати на коливання попиту в мережі, уникаючи необхідності різкої зміни навантаження на основне обладнання станції;
- економічна оптимізація та арбітраж: Енергія, вироблена в періоди низьких цін на електроенергію може бути накопичена в ESS та продана в мережу під час пікового попиту, коли ціни значно вищі;

- резервне живлення власних потреб: СНЕ можуть забезпечувати надійне резервне живлення для критично важливих внутрішніх систем станції у разі збоїв в основній мережі, підвищуючи експлуатаційну стійкість.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина КЕС та процеси балансування навантаження за допомогою систем накопичування електроенергії.

Предметом дослідження є методи та технічні засоби балансування навантаження місцевого району КЕС на основі застосування накопичувачів електроенергії.

Методи дослідження.

У роботі використано аналітичні, розрахункові та порівняльні методи дослідження, методи математичного моделювання, статистичного аналізу методи лінійного та нелінійної оптимізації.

Наукова новизна отриманих результатів. За результатами досліджень показано ефективність застосування електрохімічних накопичувачів електроенергії (ЕНЕ) для вирівнювання графіків роботи блоків електростанцій, що забезпечують електропостачання місцевого району. Показано залежність номінальної ємності ЕНЕ від максимальної потужності та коефіцієнта заповнення графіка навантаження споживачів місцевого району.

Практичне значення отриманих результатів. За результатами аналізу методів оптимізації номінальної ємності та графіків роботи ЕНЕ запропоновано алгоритми оптимізації їх параметрів. Ефективність рішень було підтверджено техніко-економічним розрахунком.

Особистий внесок здобувача

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

1 ПОНЯТТЯ МІКРОМЕРЕЖІ, НАКОПИЧУВАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА РЕГУЛЮВАННЯ

1.1 Загальні характеристики мікромереж, переваги та недоліки

У сучасних умовах розвитку енергетики важливого значення набувають локальні енергетичні системи, здатні забезпечувати надійне та стабільне електропостачання споживачів навіть за змінних режимів роботи основних джерел генерації.

У межах даної роботи місцевий район електростанції розглядається як мікромережа, основним джерелом живлення якої є сама електростанція. Такий підхід дозволяє дослідити взаємодію генерації, навантаження та систем накопичення енергії (ESS) у локальному масштабі. Для покращення режимів роботи енергоблоків, стабілізації частоти та напруги, а також підвищення енергоефективності до складу цієї мікромережі доцільно включити системи накопичення електроенергії. Їх застосування сприяє оптимізації енергобалансу, зменшенню коливань параметрів і покращенню надійності роботи всієї системи.

Мікромережі (ММ) – це локалізовані енергетичні системи, що інтегрують розподілені енергетичні ресурси (ПЕР), такі як відновлювані джерела енергії, системи накопичення енергії (Electricity Storage System – ESS) та традиційні джерела генерації. Критичною проблемою в експлуатації мікромереж є підтримка стабільності частоти, особливо під час перехідних збурень або дисбалансу навантаження. Через значне витіснення традиційних синхронних генераторів (СГ) з обертовою масою, мікромережа стає системою з низькою інерцією. Перехід від централізованої до розподіленої генерації (РГ) створив серйозні технічні проблеми для планувальників та для операторів енергосистем, значною мірою через унікальні особливості систем, пов'язаних з перетворювачами, які змінюють динамічну поведінку енергосистем. Цей зсув привернув увагу до мікромереж, які сприяють інтеграції РГ у дедалі

поширеніші електросистеми. Однак мікромережі значно зменшують інерцію системи, що призводить до надмірного падіння частоти та швидкої зміни частоти (Rate of Change of Frequency – ROCOF) при виникненні збурень. Додавання компонентів накопичення енергії, таких як суперконденсатори, до фотоелектричної системи та використання накопиченої енергії в обертових компонентах вітрової енергетики може збільшити інерцію мікромережі. Потрібні додаткові дослідження для інтеграції джерел відновлюваної енергії з низькою або відсутньою інерцією через значний вплив інерції мікромережі на частотну характеристику та стабільність мікромережі.

Мікромережі зазвичай працюють в одному з двох режимів: в режимі острівного сполучення або в режимі підключення до мережі. Склад різноманітних потреб та мікроджерел визначає мікромережу. Постійний струм (Direct Current – DC) та змінний струм (Alternating Current – AC) – це дві форми мікромереж. Завдяки своїй масштабованості та екологічно чистому виробництву енергії, мікроджерела, такі як паливні елементи, вітер, вода та фотоелектричні панелі, нещодавно вийшли на ринок електроенергетики як життєздатні альтернативи. Підтримка стабільного балансу попиту та пропозиції є основною перешкодою для успішного розгортання мікромереж. Підключення відновлюваних джерел енергії в мікромережі спричиняє цей дисбаланс попиту та пропозиції, оскільки їхня робота є переривчастою. Кожна мікромережа має гнучкість для роботи як в острівному, так і в підключеному до мережі режимі. Висока інерція енергосистеми допомагає підтримувати стабільність мережі під час незначних збоїв, коли вона підключається до мережі. Однак в острівному режимі частота мікромережі коливається у відповідь навіть на незначні збої або зміни навантаження.

У відповідь на зростаючу екологічну стурбованість спостерігається значний інтерес до концепції мікромережі, яка працює повністю на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ) з накопиченням енергії, а не на традиційних електростанціях на викопному паливі. Це може допомогти вирішити такі проблеми, як забруднення та виснаження запасів викопного

палива, а також підвищити ефективність комунальної мережі. Підсумовано переваги та недоліки, які пропонують мікромережі. Переваги та недоліки мікромережі:

Переваги:

- Мікромережа відключається від комунальної мережі у разі збою живлення або поганої якості електроенергії, тим самим захищаючи підключені до неї навантаження.

- Мікромережі можуть обробляти пікові навантаження шляхом скидання навантаження або встановлення додаткових систем розподіленої генерації (РГ), тим самим збільшуючи потужність генерації.

- Мікромережі можуть допомогти довкіллю, зменшуючи викиди вуглекислого газу завдяки використанню екологічно чистих розподілених генераторів.

- Завдяки простоті планування та швидкому встановленню, мікромережі пропонують швидке рішення для потреб в електроенергії в районах, які часто страждають від стихійних лих.

- Загальна вартість встановлення нижча, ніж у звичайної енергосистеми.

Недоліки:

- Енергетичний баланс мікромережі залежить від її здатності регулювати параметри напруги, частоти та якості електроенергії до прийняттого рівня.

- Для зберігання електричної енергії потрібні акумуляторні батареї, що згодом збільшує вимоги до простору та обслуговування.

- Процес ресинхронізації мікромережі з комунальною мережею є складним завданням.

- Захист мікромережі є однією з найважливіших проблем, що виникають під час впровадження мікромереж.

- Мікромережі повинні вирішувати питання, пов'язані з чистим вимірюванням та платою за резервний режим.[1]

1.2 Різновиди мікромереж за струмом

Дослідники класифікують мікромережі на (Alternating current micro grid – ACMG), (Direct current micro grid – DCMG) та (Hybrid micro grid –HMG) залежно від їхньої робочої частоти. Ці три архітектури проілюстровано на рисунках 1, 2 та 3 відповідно.

Мікромережа змінного струму (Alternating current micro grid –ACMG) - переваги мікромереж змінного струму, такі як їхня трансформаційна здатність до різних рівнів напруги та ефективна пропускна здатність передачі на великі відстані, призвели до їх використання в якості маршрутизатора протягом багатьох десятиліть. Залежно від номінальної частоти, оператори можуть використовувати цю мережу змінного струму з перетворювачем або без нього для підключення розподілених енергетичних ресурсів, пристроїв накопичення енергії та різних типів навантажень. Пряме підключення до мережі змінного струму можливе без перетворювачів для звичайних джерел змінного струму. У ACMG джерела постійного струму потребують перетворювачів постійного струму в змінний. З боку навантаження ACMG навантаження постійного струму потребують випрямлячів, а навантаження змінного струму можуть бути безпосередньо підключені до мережі. На рис. 1.1 показано архітектуру мікромережі змінного струму.

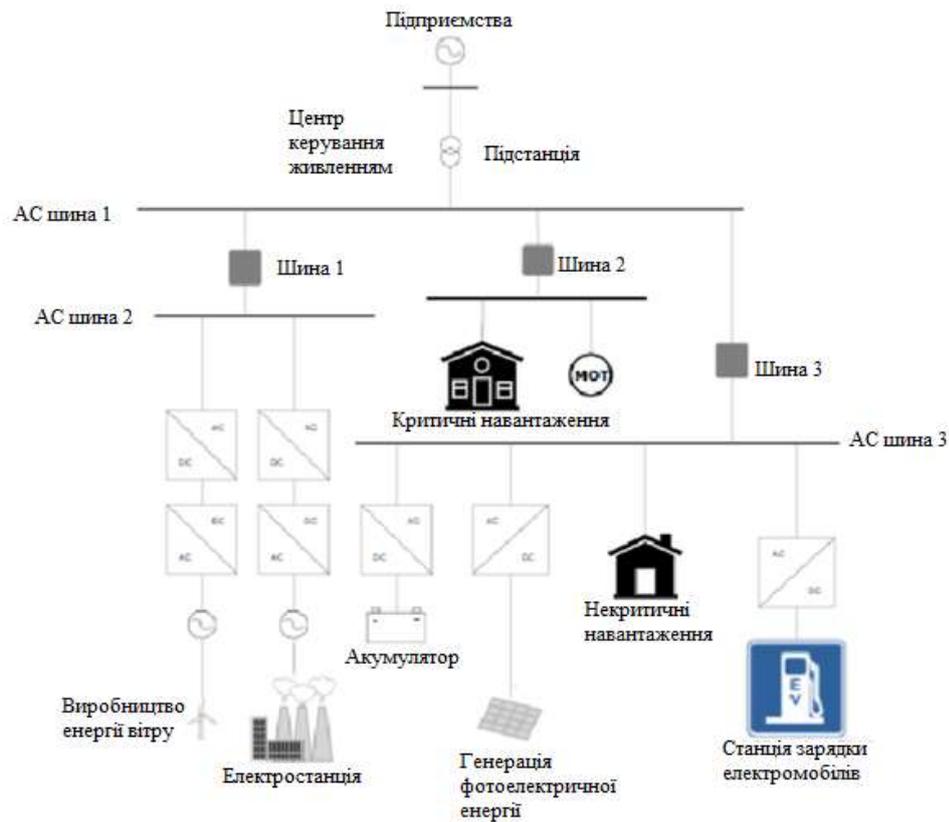


Рисунок 1.1 – Мікромережа змінного струму

Мікромережа постійного струму (Direct current micro grid – DCMG) - на рис. 1.2 показано архітектуру DCMG. DCMG вимагає з'єднувального перетворювача (IC), підключеного до основної мережі на РСС, а також для регулювання напруги на шинах постійного струму. Вищезазначені недоліки мікромереж змінного струму, такі як складне керування та синхронізація комунальної мережі, є меншою проблемою в DCMG. Переваги мікромереж постійного струму (DC) включають зниження витрат на паливо, відмову від інверторів та простоту встановлення. Коли йдеться про мікромережі постійного струму, проблеми з якістю електроенергії також трапляються рідко. Зі зростанням поширеності обладнання, що живиться від постійного струму, мікромережі постійного струму стають дедалі важливішими.

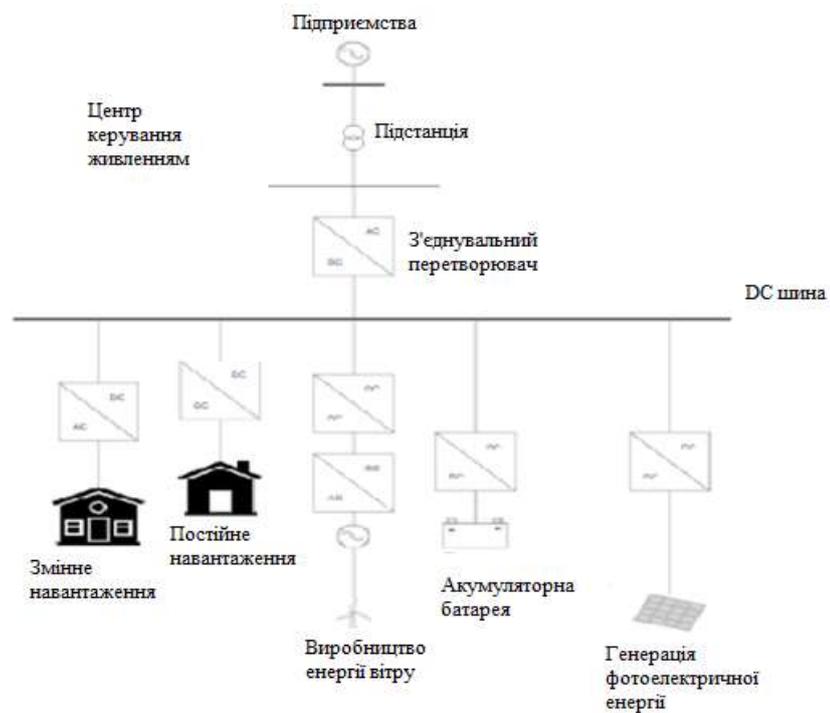


Рисунок 1.2 – Мікромережа постійного струму

Гібридна мікромережа змінного та постійного струму (Hybrid micro grid – HMG) – поєднує найкращі риси конструкцій ACMG та DCMG, що призвело до зростання її популярності та перевершило конкурентів. Підключення генераторів змінного та постійного струму та навантажень можливе без перетворювачів силової електроніки в архітектурі HMG. Тут двонаправлені перетворювачі дозволяють системі обмінюватися потужністю між підсистемами постійного та змінного струму, підключаючи їх до відповідних джерел постійного та змінного струму та навантажень. Рекомендується підключення ESS до підсистеми постійного струму. На рис. 1.3 показано архітектуру HMG. [1]

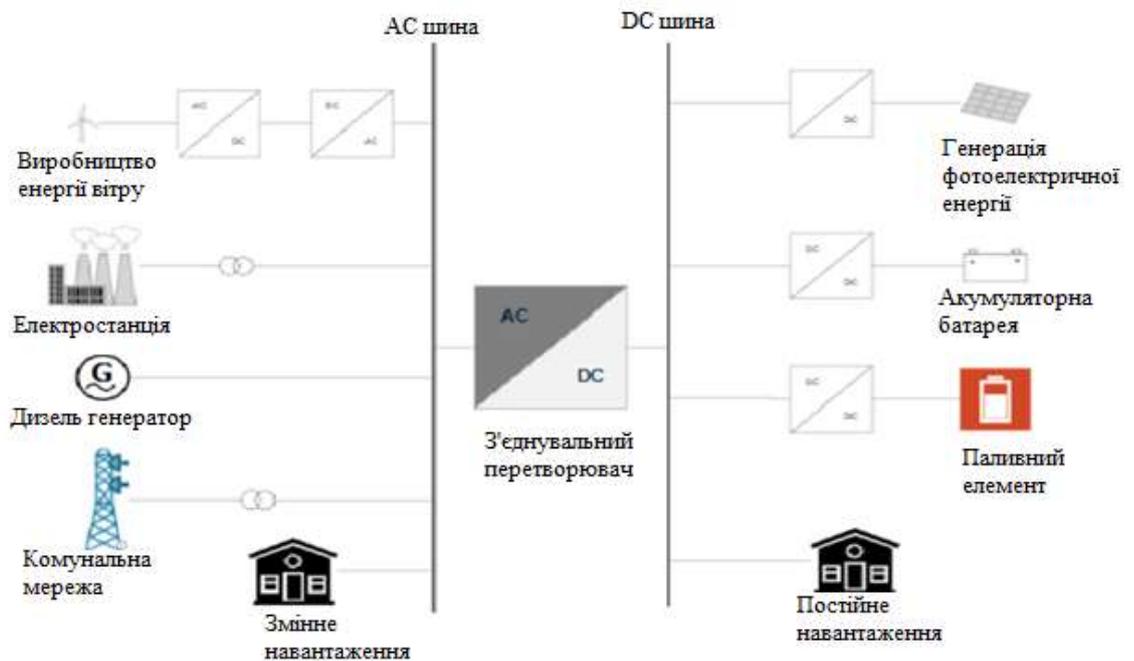


Рисунок 1.3 – Гібридна мікромережа змінного та постійного струму

1.3 Використання ESS для підвищення енергоефективності мікромереж

Розвиток мікромереж значною мірою залежить від удосконалених систем накопичення енергії ESS, які є життєво важливим ключем до стабілізації мережі. Поєднання різних систем накопичення енергії в мікромережах значно підвищує енергоефективність, надійність та сталий розвиток. Гібридна система накопичення енергії поєднує різні технології накопичення для подальшої синхронізації частоти, зменшення коливань та проблем з переривчастістю, створюваних відновлюваними джерелами енергії.

Деякі з важливих висновків стверджують, що гібридні системи накопичення енергії, такі як акумулятор-суперконденсатор та накопичувач водню, покращують управління навантаженням та стабільність мережі. Складні стратегії управління енергією, такі як оптимізований для штучного інтелекту моніторинг на основі Інтернету речей та багатоагентне керування, навіть оптимізують продуктивність системи. Тим не менш, зростаюча складність сучасних енергетичних мереж підкреслює необхідність диверсифікації варіантів накопичення енергії для задоволення кожного

унікального експлуатаційного попиту. Пристрої накопичення енергії мають різні переваги залежно від швидкості реакції, енергетичної ємності та масштабованості. Наприклад, хоча літій-іонні акумулятори залишаються кращим вибором завдяки своїй високій ефективності, натрій-іонні акумулятори є більш сталим та економічно ефективним варіантом. Системи накопичення водню забезпечують тривалі потреби в енергії та інтеграцію сектора, тоді як суперконденсатори забезпечують надшвидку реакцію для регулювання частоти. Гідроакумуляції та накопичення теплової енергії також відіграють важливу роль у великомасштабному балансуванні енергії. Незважаючи на ці розробки, залишається ряд суттєвих проблем. Забезпечення стабільності мережі в умовах стохастичного виробництва енергії з відновлюваних джерел та динамічних коливань навантаження вимагає розробки сильних, широко визнаних стратегій управління. Забезпечення гнучкості мікромережі для підтримки майбутніх технологій зберігання та джерел енергії продовжує залишатися критичним питанням. Необхідно розробити єдині стандарти взаємоз'єднання для майбутніх систем зберігання енергії, а також заходи протидії кібератакам та безпечні енергетичні транзакції. Крім того, впровадження енергетичних систем малої потужності створює проблеми інтеграції, тоді як відсутність належних механізмів обліку та виставлення рахунків ускладнює торгівлю енергією та управління нею в системах мікромереж. Найновіші технологічні прориви, такі як Інтернет речей, штучний інтелект, блокчейн та ІКТ (інформаційно-комунікаційні технології), пропонують потенційні рішення цих проблем. Моніторинг мікромережі за допомогою Інтернету речей може покращити прийняття рішень у режимі реального часу, оптимізація енергії за допомогою штучного інтелекту може покращити планування реагування на попит, а смарт-контракти на основі блокчейну можуть забезпечити безпечну та прозору торгівлю енергією між рівними користувачами. Крім того, адаптивні системи управління мають вирішальне значення для синхронізації використання та виробництва енергії, підвищення гнучкості мережі та усунення вузьких місць у передачі. [2]

Структура планування для систем накопичення енергії (ESS) у мікромережах на основі багатоагентного глибокого навчання з підкріпленням (Deep reinforcement learning – DRL) у поєднанні з оптимізацією Парето. Для вирішення проблеми багатоцільової оптимізації в плануванні заряду та розряду систем накопичення енергії (ESS) у пропонується структура багатоагентної проксимальної оптимізації політики (Multi-agent proximal policy optimization – MAPPO). Запропонований метод спрямований на вирішення компромісів між мінімізацією витрат на електроенергію та зниженням частоти перемикачів заряду/розряду, обидва з яких є важливими, але часто суперечливими цілями в роботі мікромережі. У запропонованій структурі використовуються два агенти. Перший агент присвячений мінімізації витрат на електроенергію, включаючи як вартість споживання енергії, так і базову вартість на основі пікового попиту, які зазвичай виникають у системах ціноутворення за часом використання. Другий агент зосереджений на мінімізації частоти переходів станів заряду/розряду, щоб зберегти довговічність акумулятора та стабільність роботи. Обидва агенти працюють у спільному середовищі, спостерігаючи один і той самий простір станів та генеруючи дії в одному просторі дій. Незважаючи на цю спільну основу, кожен агент навчається за допомогою незалежно визначеної функції винагороди, що дозволяє їм спеціалізуватися на відповідних цілях. Простір станів, спільний між агентами, включає ключову операційну інформацію, таку як стан заряду (SoC), навантаження, генерація фотоелектричних (Photo-voltaic – PV) елементів, ціноутворення на електроенергію та дані, пов'язані з часом. Простір дій для обох агентів складається з безперервних керуючих сигналів, які визначають рівень потужності ESS, зазвичай у діапазоні від -250 кВт до $+250$ кВт.

Хоча агенти використовують одну мережу акторів для сприяння навчанню за спільними ознаками, кожен підтримує власну мережу критиків, яка оцінює дії на основі окремого сигналу винагороди. Ця архітектура спільного використання параметрів покращує ефективність навчання та стабілізує навчання, водночас дозволяючи кожному агенту оптимізувати

власну мету. Навчання проводиться за централізованою парадигмою навчання, в якій централізований критик має доступ до інформації про стан та дії всіх агентів. Однак виконання здійснюється децентралізовано, де кожен агент використовує лише власну політику для прийняття рішень на основі спостережуваного стану. Під час логічного висновку кожен агент генерує дію керування для ESS на основі своєї вивченої політики. Ці кандидати на дії потім оцінюються за допомогою відповідних функцій винагороди для побудови вектора винагороди на кроці часу t , що позначається як $R_t = [R_{costt}, R_{switcht}]$. Використовуючи ці вектори винагород, система будує фронт Парето, що складається з недомінованих дій. Кінцева керуюча дія потім вибирається з фронту Парето за допомогою методу скаляризації, такого як зважена сума, яка відображає уподобання оператора або операційну стратегію. Щоб вибрати кінцеву керуючу дію ESS, до фронту Парето застосовується функція скаляризації. Ця функція визначається як:

$$a_t^* = \arg \max_{a \in A_{Perto}} (\omega_1 \cdot R_t^{cost}(a_t) + \omega_2 \cdot R_t^{switch}(a_t)).$$

де ω_1 та ω_2 – це вагові коефіцієнти, визначені оператором, такі що $\omega_1 + \omega_2 = 1$.

Ці ваги дозволяють операторам динамічно встановлювати пріоритети між економічною ефективністю та захистом акумулятора без перепідготовки. Розділенням цілей між агентами та інтеграцією їхніх виходів за допомогою скаляризації на основі Парето, структура MAPPO забезпечує інтерпретоване, гнучке та багатоцільове планування в режимі реального часу для систем накопичення енергії. Важливо зазначити, що процес скаляризації не задіяний під час фази навчання. Кожен агент у структурі MAPPO навчається незалежно для оптимізації власної функції винагороди без використання будь-яких вагових коефіцієнтів. Скаляризація застосовується лише під час фази виведення, де набір дій-кандидатів, згенерованих навченими політиками, оцінюється за допомогою вагових коефіцієнтів, визначених оператором. Таке

розділення дозволяє оператору динамічно коригувати переваги між конфліктуєчими цілями (мінімізація витрат та зменшення перемикання) без перенавчання політик. Зберігаючи фіксовані політики та коригуючи лише ваги скаляризації, запропонована структура MAPPO забезпечує гнучке та ефективне прийняття рішень за різних операційних стратегій. Розділяючи процеси навчання для кожної цілі, одночасно забезпечуючи скоординоване прийняття рішень за допомогою інтеграції на основі Парето, запропонована архітектура MAPPO ефективно балансує економічні показники та стан акумулятора. Ця модульна та інтерпретована структура дозволяє гнучко контролювати політики в практичних середовищах мікромереж та надає операторам можливість коригувати пріоритети керування без перенавчання моделі. Запропонована багатоагентна архітектура планування ESS на основі PPO(Proximal Policy Optimization). Для подальшого пояснення технічних переваг запропонованого методу планування на основі MAPPO. Більшість попередніх досліджень використовували або одноагентний DRL, або традиційні методи оптимізації, такі як MILP (Mixed-Integer Linear Programming) та евристичний пошук. Ці методи зазвичай обробляють окремі або сукупні цілі, часто не маючи гнучкості для явного управління конфліктуєчими цілями. Більше того, лише кілька досліджень враховують наслідки деградації батареї або дозволяють адаптувати політику з урахуванням уподобань. На противагу цьому, запропонований MAPPO запроваджує багатоагентну структуру з окремими агентами, призначеними для різних цілей — зниження витрат на електроенергію та збереження стану акумулятора, та інтегрує їхні рішення за допомогою оптимізації Парето. Це дозволяє створювати масштабовані, інтерпретовані та налаштовувані оператором політики планування ESS, що підходять для реальних застосувань.

Запропонована стратегія планування на основі MAPPO продемонструвала значно покращену продуктивність порівняно з базовими алгоритмами DRL, такими як TD3(Twin Delayed Deep Deterministic Policy Gradient), SAC(SoftActorCritic) та PPO(Proximal Policy Optimization). Модель

MAPPO досягла зниження загальних витрат на електроенергію на 14,68% порівняно з випадком No-ESS та на 3,56% більшої економії коштів, ніж одноагентні моделі DRL з використанням скаляризованих винагород. Крім того, частота перемикання заряду/розряду була зменшена на 35,2% порівняно з PPO. Ці результати свідчать про те, що за чинних тарифних структур, які роблять акцент на базових платіжних системах, переваги ESS можуть бути обмежені. Зміна політики в бік збільшення частки тарифів на основі використання може ще більше підвищити економічну цінність впровадження ESS. Як напрямок у майбутньому, це дослідження буде розширено для спільної оптимізації розміру потужності систем ESS та фотоелектричних систем, враховуючи як капітальні інвестиції, так і витрати на заміщення. Інтегруючи довгострокову економічну оцінку з короткостроковим операційним контролем, ми прагнемо розробити комплексну систему кооптимізації для планування мікромереж та розгортання ESS-PV, яка максимізує економічну ефективність та експлуатаційну надійність. [3]

Оскільки якість електроенергії набуває все більшого значення в сучасних електричних мережах, системи накопичення енергії є рішенням. За умови правильного забезпечення попиту та пропозиції, підтримки стабільних рівнів напруги та частоти, а також пом'якшення переривчастих ефектів відновлюваної енергетики, це може обмежити безперервний, стійкий та легше запобігти перехідному джерелу енергії та прокласти шлях до сталого енергетичного результату.

Кваліфіковані літій-іонні типи акумуляторів від BESS демонструють чудовий контроль напруги та швидкість реакції. Тематичні дослідження підтвердили ці результати, показавши кращу стабільність напруги та менші відхилення частоти в установках, де використовувалася BESS. Аналогічно, PHS продемонструвала свою здатність до застосування у великих системах, навіть незважаючи на те, що її географічні обмеження створюють перешкоди для масштабніших застосувань. BESS була корисною у цих швидких імпульсних впровадженнях потужності, покращуючи загальну стійкість

системи, тоді як CAES(Compressed-air energy storage) зробила можливими довгострокові рішення ESS. Однак такі бар'єри, як вартість входу, регуляторні бар'єри та експлуатаційні труднощі, залишаються найсуттєвішими викликами для широкого впровадження.

Додаткові дослідження та інновації необхідні для повного розкриття потенціалу ESS, особливо щодо наступного покоління технологій накопичення та гібридних систем. Також необхідна взаємодія між різними сторонами – комунальними підприємствами, постачальниками технологій та керівними органами – для створення зручних акціонерів регуляторних структур, які скористаються перевагами впровадження ESS. [4]

Інновації та досягнення систем накопичення енергії в акумуляторах (BESS) для електричних мереж також порівнюються з іншими технологіями накопичення енергії. Оскільки BESS має значні переваги, такі як швидка реакція, керованість, висока щільність, ринок BESS поступово зростає протягом останнього десятиліття завдяки розширенню спектру застосування. Порівняно з іншими технологіями ESS, сучасні акумулятори (літій-іонні, натрієві та проточні окисно-відновні акумулятори) за останні роки дедалі частіше впроваджуються в електричних системах. Незважаючи на вимоги BESS та поточні прориви, акумуляторні накопичувачі не застаріють у найближчі роки. Таким чином, найближчим часом буде досягнуто більш вдосконалених батарей з підвищеною довговічністю, розширеною щільністю потужності та кращою ефективністю, і все це за помірною ціною, що сприятиме швидшому досягненню довгострокової перспективи роботи від батарей. Обговорюються проблеми та перешкоди, щоб надати дослідникам BESS повну картину.

1.4 Застосування систем накопичування енергії (ESS) для регулювання попиту

Стійкість енергетичних мереж стає дедалі важливішою зі зростаючої складністю енергетичних систем. Щоб забезпечити безперервне постачання електроенергії під час перебоїв, стресових ситуацій, кібератаками або збоями інфраструктури комунальні підприємства та оператори мереж досліджують інноваційні рішення. У відповідь на ці виклики оператори мереж все частіше звертаються до інноваційних рішень, таких як системи накопичення енергії (ESS) та програми реагування на попит (Demand response – DR), для підвищення стабільності мережі та оптимізації використання енергії. Ці технології пропонують суттєві переваги, як окремо, так і в поєднанні, для підвищення стійкості мережі, забезпечення операційної гнучкості та сприяння інтеграції відновлюваних джерел енергії в мережу. Потреба в стійких енергомережах ще ніколи не була такою нагальною. Збої в енергомережах можуть мати серйозні наслідки, що призводять до масових відключень, які порушують повсякденне життя, економічну діяльність та критично важливу інфраструктуру. Північноамериканське знеструмлення 2003 року, яке торкнулося понад 50 мільйонів людей у Сполучених Штатах та Канаді, є яскравим нагадуванням про вразливість сучасних енергомереж до каскадних збоїв. Такі масштабні перебої підкреслюють важливість підвищення стійкості мережі, особливо враховуючи, що енергетичний ландшафт зазнає кардинальних змін зі зростанням використання відновлюваних джерел енергії, таких як енергія вітру та сонця, які за своєю суттю є періодичними. Оскільки мережа стає більш децентралізованою та складною, інтегруючи розподілені енергетичні ресурси (PER), такі як сонячні батареї на даху та електромобілі (EV), оператори мережі повинні впроваджувати передові технології, які можуть впоратися зі змінами та забезпечити надійність під час пікового попиту або неочікуваних перебоїв.

Системи накопичення енергії (ESS) стали ключовою технологією для вирішення цих проблем. ESS, такі як акумулятори, гідроакумулятори та накопичувачі енергії в стисненому повітрі, дозволяють зберігати надлишок електроенергії в періоди низького попиту та вивільняти її під час пікового зростання попиту або під час надзвичайних ситуацій. Згладжуючи коливання попиту та пропозиції, ESS підвищує стабільність та надійність мережі, допомагаючи уникнути перебоїв та зменшити залежність від електростанцій на основі викопного палива в періоди пікового навантаження. Ця можливість особливо цінна в регіонах з високим рівнем проникнення відновлюваної енергії, де періодична генерація може дестабілізувати роботу мережі. ESS також підтримує регулювання частоти, що є життєво важливим для підтримки балансу мережі між попитом та пропозицією. З боку попиту, програми реагування на попит (DR) набирають обертів як засіб оптимізації роботи мережі та підвищення гнучкості. DR стимулює споживачів змінювати своє споживання електроенергії у відповідь на сигнали мережі, такі як коливання цін або навантаження на мережу в періоди пікового попиту. Споживачам або платять, або пропонують стимули для зменшення споживання електроенергії в періоди високого попиту або перенесення споживання на позапікові години, тим самим зменшуючи навантаження на мережу та зменшуючи потребу в дорогих та забруднюючих докільля пікових електростанціях. Успіх програм DR добре задокументований на різних ринках, включаючи Каліфорнію та Техас, де технології ESS та DR інтегруються в роботу мережі для підвищення стійкості, зниження витрат та підтримки цілей сталого розвитку. Спільне використання ESS та DR може синергетично впливати на стійкість енергомережі. У той час як ESS враховує мінливість у виробництві відновлюваної енергії та забезпечує резервне живлення під час перебоїв, DR допомагає знизити піковий попит та запобігає перевантаженню мережі. Разом ці технології можуть згладжувати потоки енергії, зменшувати залежність від викопного палива та надавати операторам мережі більшу гнучкість в управлінні попитом та пропозицією. Інтеграція цих технологій в мережеві

операції стала можливою завдяки появі інноваційних мережевих технологій, які використовують передову інфраструктуру вимірювання (Advanced measurement infrastructure – AMI), аналіз даних у режимі реального часу та системи зв'язку для більш ефективного моніторингу та контролю роботи мережі. Здатність інтелектуальної мережі сприяти інтеграції ESS та DR у щоденні операції підвищує надійність та стійкість мережі, мінімізуючи витрати. Крім того, комбіноване використання ESS та DR підтримує декарбонізацію енергетичної системи, забезпечуючи більшу проникність відновлюваних джерел енергії без шкоди для надійності. Зберігаючи відновлювану енергію в періоди достатку та зміни моделей споживання, ці технології допомагають збалансувати мережу та зменшити потребу в резервному виробництві електроенергії на основі викопного палива. Оскільки глобальний енергетичний перехід прискорюється, інтеграція ESS та DR в мережеві операції є ключовою для побудови більш стійких, гнучких та стійких енергетичних систем, здатних адаптуватися до майбутніх викликів.

Глобальні тематичні дослідження, такі як Ener-giewende в Німеччині, Hornsdale Power Reserve в Австралії та програми DR у Каліфорнії, демонструють, що успішне впровадження ESS та DR забезпечило відчутні переваги, включаючи економію коштів, зменшення кількості перебоїв у роботі мережі та підвищення надійності системи. Однак, залишаються проблеми в інтеграції ESS та DR, особливо щодо координації між операторами мереж, регуляторних перешкод та залучення споживачів. Хоча багато країн почали визнавати переваги цих технологій, необхідні подальші дослідження для усунення прогалин у політичних рамках, ринкових моделях та технічній інтеграції систем ESS та DR в існуючі мережеві інфраструктури. Для майбутнього прогресу політики повинні створити сприятливі регуляторні стимули та рамки для заохочення інвестицій у технології ESS та DR. Мережеві оператори повинні продовжувати інвестувати в інноваційні мережеві технології, які покращують зв'язок між ESS, DR та мережею. Крім того, передові методи прогнозування та моделі машинного навчання відіграватимуть

вирішальну роль в оптимізації диспетчеризації ESS та забезпеченні того, щоб програми DR могли адаптуватися до потреб мережі в режимі реального часу. [5]

Враховуючи, що традиційне планування накопичення енергії в мережі не враховує вплив попиту на електроенергію на ефективність розгортання накопичувачів, отримана система страждає від обмежених експлуатаційних економічних показників та обмежених можливостей інтеграції відновлюваної енергії. У відповідь на цю проблему, представлено багатоцільовий підхід до оптимізації конфігурації станції накопичення енергії (ESS) розподільчої мережі шляхом включення гнучкості навантажень з регульованою температурою. Цей підхід спрямований на підвищення ефективності використання накопичувачів енергії, сприяння місцевому споживанню та досягнення взаємовигідних результатів як для постачальників енергії, так і для споживачів. По-перше, було розроблено модель керованого навантаження для розподільчої мережі, що включає обмеження балансу потужності та гнучкість навантажень з регульованою температурою. По-друге, представлено багатоцільову стратегію оптимізації для розподільчої мережі, спрямовану на мінімізацію як експлуатаційних витрат мікромережі, так і витрат на розподіл накопичувачів енергії. [6]

1.5 Висновок до першого розділу

У проведеному дослідженні було розглянуто ключові аспекти побудови та функціонування мікромереж, їх взаємодію з відновлюваними джерелами енергії та роль систем накопичення енергії у забезпеченні стабільності локальних енергетичних систем. Аналіз показав, що мікромережі є перспективним напрямом розвитку електроенергетики, оскільки здатні працювати як автономно, так і в складі загальної енергосистеми, забезпечуючи гнучкість, надійність та можливість інтеграції розподілених джерел генерації.

Системи накопичення є ключовим елементом сучасних мікромереж, оскільки вони забезпечують згладжування коливань генерування, підтримку частоти та напруги, резервування навантажень і зменшення пікових потоків потужності. Вони підвищують стійкість і ефективність роботи мікромережі, а також покращують якість електроенергії. Розглянуті архітектури АС-, DC- та гібридних мікромереж продемонстрували, що кожен тип має свої особливості, а найбільш універсальним та перспективним є саме гібридний варіант, який дає змогу гнучко інтегрувати різні типи джерел і накопичувачів.

Оцінка сучасних технологій накопичувачів показала, що лідером залишаються літій-іонні батареї, однак значний потенціал мають також водневі системи, суперконденсатори, натрій-іонні та інші типи накопичувачів, які забезпечують різну тривалість віддачі енергії та різні характеристики швидкодії. Особливо перспективними є гібридні накопичувачі, що поєднують можливості швидкого реагування та високу енергетичну ємність, що робить їх оптимальними для роботи у мікромережах із суттєвими коливаннями навантаження та генерування.

Проведений аналіз сучасних методів керування ESS, зокрема багатоагентних моделей на основі глибокого навчання з підкріпленням, показав, що такі підходи забезпечують високу ефективність у керуванні зарядом і розрядом накопичувачів, сприяючи зменшенню експлуатаційних витрат і продовженню терміну їх служби. Інтелектуальні методи оптимізації дозволяють знаходити баланс між техніко-економічними показниками системи, забезпечуючи стабільну роботу мікромережі за різних умов.

Особливу увагу у роботі приділено взаємодії ESS із програмами управління попитом (Demand Response). Доведено, що поєднання цих технологій створює значний синергетичний ефект, підвищуючи гнучкість і стійкість енергомережі, а також зменшуючи потребу в дорогих пікових потужностях. Застосування ESS у рамках Demand Response допомагає ефективніше балансувати навантаження та зменшувати навантаження на інфраструктуру мережі.

2. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1. Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантаження з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворення і споживання, а також витрати власні потреби станції.

Побудова графіків навантаження в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

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

де P'_{pt} – навантаження місцевого району, %;

P_{pmax} – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

- в мережах місцевого району $\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015)$; $\Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08)$;
- в мережах системи $\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03)$; $\Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16)$.

Навантаження місцевого району (МВт):

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

$$P_{pt} = \frac{80 \cdot 110}{100} = 88 \text{ (МВт)};$$

Навантаження системи в (МВт):

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

$$P_{ct} = \frac{70 \cdot 650}{100} = 455 \text{ (МВт)};$$

Постійні втрати в мережах МР:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 110 = 1,1 \text{ (МВт)};$$

Постійні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{cmax}; \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 650 = 13 \text{ (МВт)};$$

Змінні втрати в мережах МР:

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

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{88^2}{110} = 4,22 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{2c} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{cmax}}; \quad (2.6)$$

$$\Delta P_{2p} = 0,14 \cdot \frac{455^2}{650} = 44,59 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

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

$$P_{\text{рвід}} = 88 + 1,1 + 4,22 = 93,32 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

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

$$P_{\text{свід}} = 455 + 13 + 44,59 = 512,59 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається з шин станції:

$$P_{\text{від}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}}; \quad (2.9)$$

$$P_{\text{від}} = 93,32 + 512,59 = 605,91 \text{ (МВт)};$$

Встановлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 4 \cdot 200 + 3 \cdot 50 = 950 \text{ (МВт)};$$

Потужність, яка віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{вп}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{від}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{від,max}}}{100}; \quad (2.10)$$

$$P_{\text{вп}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{605,91}{950} \right) \cdot \frac{7 \cdot 871,7}{100} = 47,76 \text{ (МВт)};$$

Потужність, яка виробляється генераторами:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{вп}}; \quad (2.11)$$

$$P_{\text{вир}} = 605,91 + 47,76 = 653,67 \text{ (МВт)};$$

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Дані заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 - Результати розрахунку електричних навантажень

Складові витрат потужності	Режим	Години доби							
		0-6	6-12	12-15	15-16	16-18	18-20	20-24	
Навантаження місцевого району, %	Зима	80	100	90	95	85	95	95	
	Літо	75	95	85	90	80	90	90	
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	88	110	99	104,5	93,5	104,5	104,5	
	Літо	82,5	104,5	93,5	99	88	99	99	
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
	Літо	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	4,22	6,6	5,35	5,96	4,77	5,96	5,96	
	Літо	3,71	5,96	4,77	5,35	4,22	5,35	5,35	
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	93,32	117,7	105,45	111,56	99,37	111,56	111,56	
	Літо	87,13	111,56	99,37	105,45	93,32	105,45	105,45	
Навантаження системи, %	Зима	70	100	82	70	77	90	65	
	Літо	65	95	77	65	72	82	60	
Навантаження системи, МВт	Зима	455	650	533	455	500,5	585	422,5	
	Літо	422,5	617,5	500,5	422,5	468	55,25	390	
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	13	13	13	13	13	13	13	
	Літо	13	13	13	13	13	13	13	
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	44,59	91	61,19	44,59	53,95	73,71	38,45	
	Літо	38,45	82,13	53,95	38,45	47,17	65,75	32,76	
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	512,59	754	607,19	512,59	567,45	671,71	473,95	
	Літо	473,95	712,63	567,45	473,95	528,17	631,25	435,76	
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	605,91	871,7	712,63	624,15	666,82	783,27	585,5	
	Літо	561,26	824,18	666,82	579,39	621,5	736,69	541,21	
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	47,76	58	51,87	48,46	50,11	54,59	46,97	
	Літо	46,04	56,17	50,11	46,74	48,36	52,8	45,26	

Продовження таблиці 2.1

Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	653,67	929,7	764,51	672,61	716,93	837,86	632,48
	Літо	607,3	880,35	716,93	626,13	669,86	789,49	586,47

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо техніко-економічні показники роботи електричної станції:

- 1) Максимальне навантаження станції:

$$P_{\max} = 929,7 \text{ (МВт)};$$

- 2) Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i \quad (2.12)$$

$$E_p = \left(6 \cdot (653,67 + 929,7) + 4 \cdot 632,48 + 3 \cdot 764,51 + 2 \cdot (716,93 + 837,86) + 672,61 \right) \cdot 183 + \left(6 \cdot (607,3 + 880,35) + 4 \cdot 586,47 + 3 \cdot 716,93 + 2 \cdot (669,86 + 789,49) + 626,13 \right) \cdot 182 = 6401438,539 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

- 3) Встановлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 950 \text{ (МВт)};$$

- 4) Середнє навантаження станції:

$$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}; \quad (2.13)$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{6401438,539}{8760} = 730,758 \text{ (МВт)};$$

5) Коефіцієнт заповнення графіка:

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

$$K_3 = \frac{730,758}{929,701} = 0,786;$$

6) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}; \quad (2.15)$$

$$K_B = \frac{730,758}{950} = 0,769;$$

7) Число годин використання максимального навантаження:

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

$$T_{max} = \frac{6401438,539}{929,701} = 6885,478 \text{ (год)};$$

8) Число годин використання встановленої потужності:

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

$$T_{вст} = \frac{6401438,539}{950} = 6738,356 \text{ (год)};$$

9) Коефіцієнт резерву:

$$K_p = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\text{max}}}; \quad (2.18)$$

$$K_p = \frac{950}{929,701} = 1,022;$$

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Формула	Значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	929,7
Річне вироблення електроенергії, МВт · год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	6401438,539
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	950
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760};$	730,758
Коефіцієнт заповнення графіка	$K_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}};$	0,786
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$K_v = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}};$	0,769
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\text{max}} = \frac{E_p}{P_{\text{max}}};$	6885,478
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}};$	6738,356
Коефіцієнт резерву	$K_p = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\text{max}}};$	1,022

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 2.1.

По вертикальній вісі відкладаємо величину потужності для даного періоду, а по горизонтальній – тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість замірюється в годинах.

За цим же принципом складаємо графіки навантажень, тобто потужності, що віддається в систему (для зимового та літнього періоду) і графік потужності, що виробляється генераторами ЕС (для зимового та літнього періоду).

Для побудови річного графіка навантаження будуємо дві вісі. По вертикалі відкладаємо величину потужності, що виробляється генераторами ЕС, по ступені зменшення величини. По горизонталі відкладаємо кількість годин в році. Час тривалості навантаження визначається шляхом добутку тривалості навантаження на протязі доби на тривалість періоду. Графік складається для всіх значень потужності, що знаходяться в останній графі таблиці.

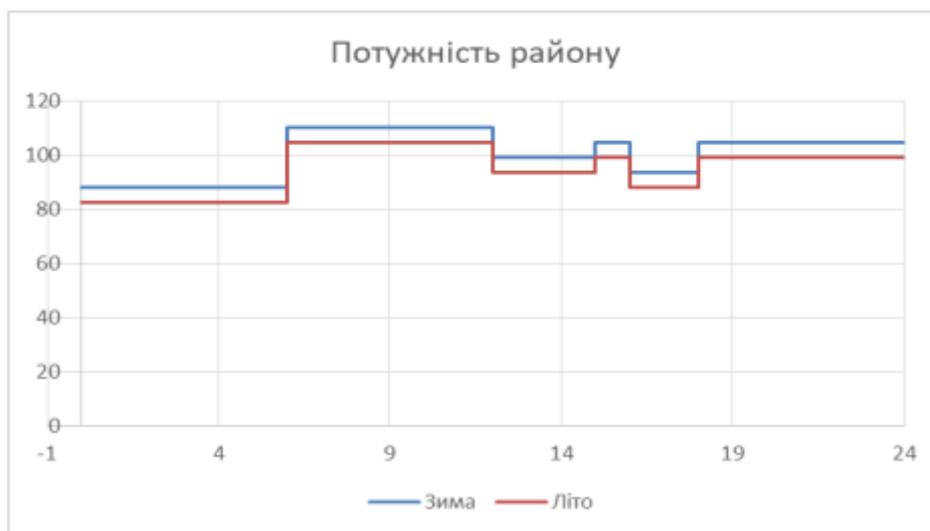


Рисунок 2.1 - Добовий графік потужності, яка віддається в місцевий район

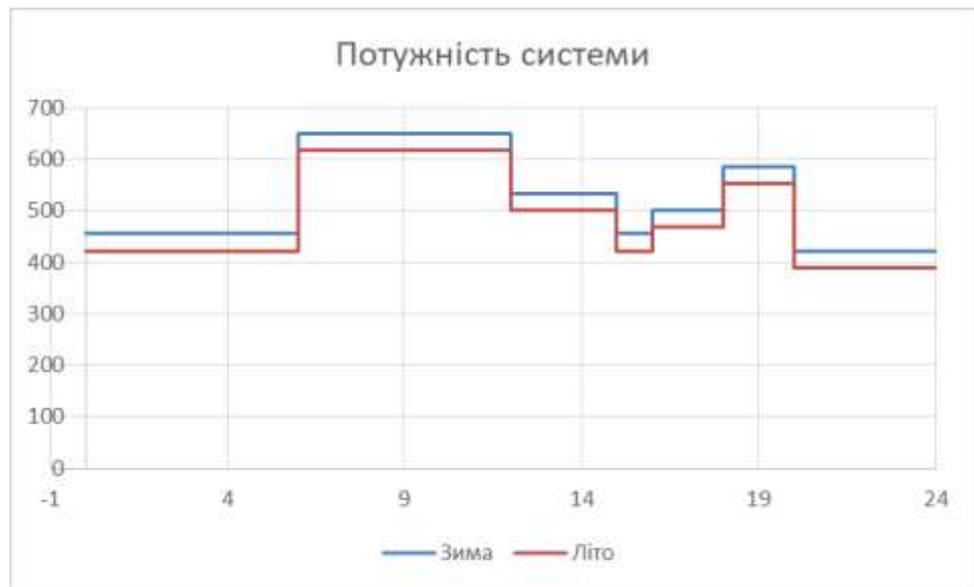


Рисунок 2.2 - Добовий графік потужності, яка віддається в систему

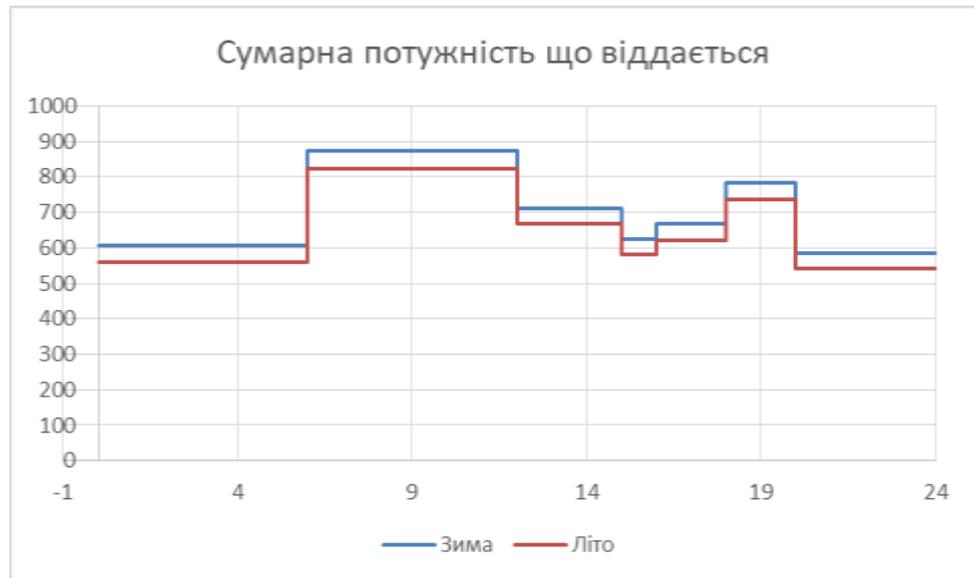


Рисунок 2.3 - Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами



Рисунок 2.4 - Річний графік навантаження

2.2. Вибір типу та потужності генераторів, турбін та котельних агрегатів

Тип та одинична потужність турбін, які встановлюються на ТЕС, визначаються виходячи з типу та встановленої потужності станції. На КЕС встановлюються конденсаційні турбіни типу К. Згідно завдання вибираємо блоків 50 МВт турбіни К-50-90. Для блоків 200 МВт беремо К-200-130. Технічні характеристики вибраних турбін приведено в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики турбіни

Тип турбіни	Ном. потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Температура свіжої пари, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрати свіжої пари, т/год	Кількість
К-50-90	50	90	535	540	186	3
К-200-130	200	130	565	570	564	4

Параметри пари (температура, тиск) і кількість котлів на КЕС визначаються зробленим раніше вибором конденсаційних турбін. Паровиробництво парогенераторів вибирається по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з врахуванням власних потреб і запасом до 3%.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики парогенератора

Марка котла-агрегата	Продуктивність, т/год	Ел. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо	ККількість
			Тиск на виході	Температура пари			
				Первинної	Вторинної		
Пп-640/140	660	200	140	570	570	Вугілля	4
Е-220/100	220	50	100	540	-	Вугілля	3

Число та одинична потужність генераторів повинні відповідати числу та електричній потужності турбін.

Таблиця 2.5 – Основні характеристики генератора

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	$I_{н}$, кА	$\cos\varphi_{н}$	x''_d	Кількість
	S , МВА	P , МВт					
ТГВ-200-2УЗ	235,5	200	15,75	8,625	0,85	0,19	4
ТВ-50-2	62,5	50	10,5	3,44	0,8	0,135	3

2.3. Вибір структурної схеми станції. Вибір блочних трансформаторів, автотрансформаторів зв'язку, трансформаторів власних потреб, кількості ЛЕП та іншого обладнання

При виборі числа та пропускної здатності ліній напругою 110 кВ і вище повинні виконуватись умови:

1) при відключенні однієї лінії повинна забезпечуватись видача всієї потужності станції;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, але по можливості без зупинки блоків.

Кількість ліній зв'язку з системою:

$$n_c = \frac{P_{c.від.маx}}{P_{гр}} + 1; \quad (2.19)$$

де $P_{гр}$ – максимально можлива потужність, яку може передати одна ЛЕП;

$P_{маx}$ – максимальна потужність, що віддається з РУ по всіх ЛЕП

$$n_c = \frac{754}{200} + 1 = 4,77 \approx 5;$$

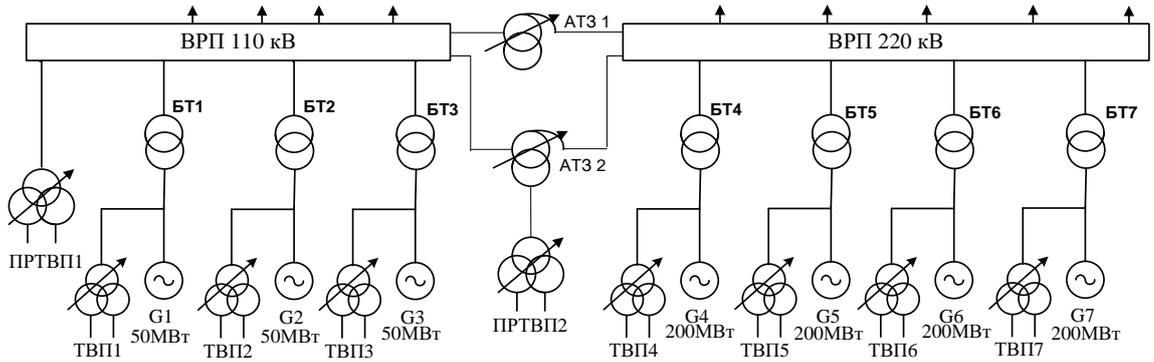
Кількість ліній зв'язку з місцевим районом:

$$n_p = \frac{P_{р.від.маx}}{P_{гр}} + 1; \quad (2.20)$$

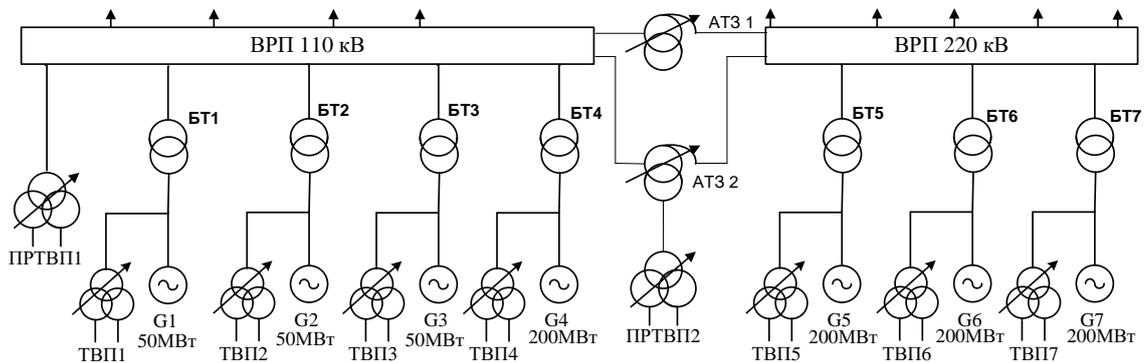
$$n_p = \frac{117,7}{50} + 1 = 3,354 \approx 4;$$

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, склад блоків генератор - трансформатор і вид електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні).

Розподіл генераторів між РП різних напруг робиться з обліком потужності, що віддається із шин різної напруги $P_{від}$. При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік із РП однієї напруги в РП іншої напруги в нормальному й аварійному режимах був мінімальним.



А) варіант 1



Б) варіант 2

Рисунок 2.5 – Варіанти структурних схем КЕС

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб:

$$S_{\text{ВП}} = \frac{P'_{\text{ВП.мак}}}{100} \cdot P_{\text{г.ном}} \cdot k_{\text{П}} \quad , \quad (2.21)$$

де $P'_{\text{ВП.мак}}$ – максимальне навантаження власних потреб, %;

$k_{\text{П}} = 0,85$ – коефіцієнт попиту;

$P_{\text{г.ном}}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

Для РУ-110 кВ:

$$S_{\text{ВП}} = \frac{8}{100} \cdot 50 \cdot 0,85 = 3,4 \text{ (МВА)},$$

Для РУ-220 кВ:

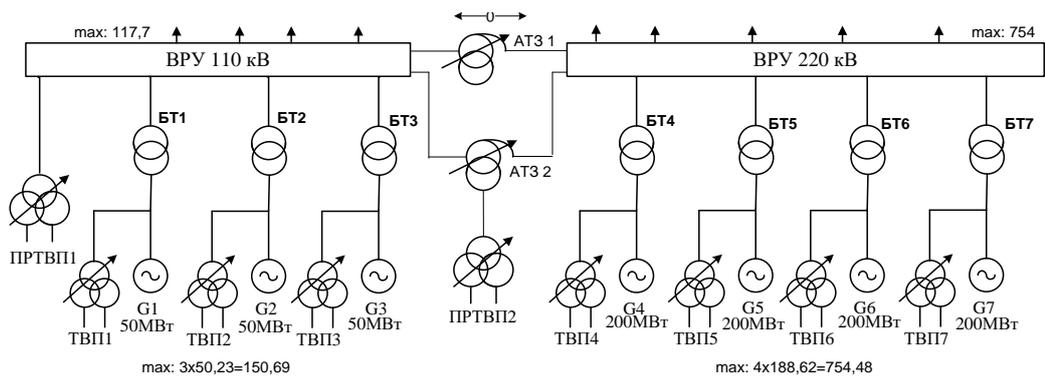
$$S_{\text{ВП}} = \frac{8}{100} \cdot 200 \cdot 0,85 = 13,6 \text{ (МВА)},$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб на КЕС:

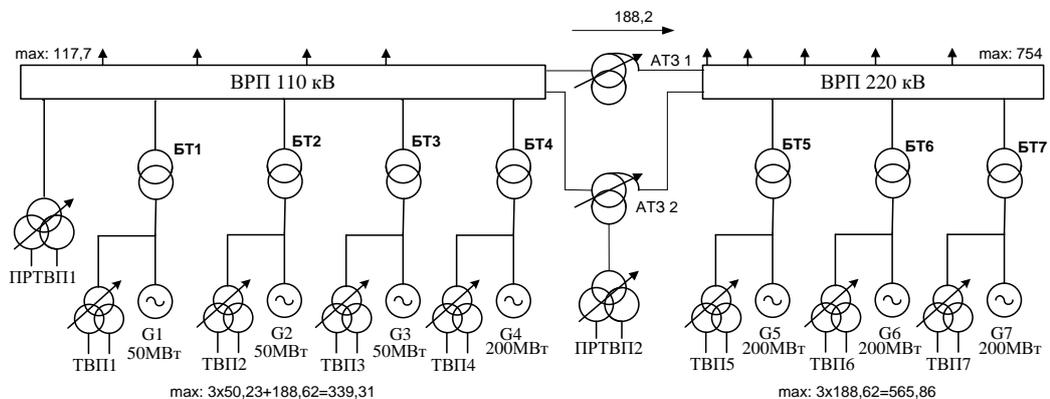
$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП}}, \quad (2.22)$$

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot 13,6 = 17,68 \text{ (МВА)}.$$

На структурних схемах вказуємо розрахункові перетоки потужності через силові трансформатори.



А) Варіант 1



Б) Варіант 2

Рисунок 2.6 – Перетоки потужності КЕС показано на рисунках А та Б

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТ.розр}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах}} , \quad (2.23)$$

Для РУ-110 кВ:

$$S_{\text{БТ.розр}} = 62,5 - 3,4 = 58,9 \text{ (МВА)}.$$

Для РУ-220 кВ:

$$S_{\text{БТ.розр}} = 235,5 - 13,6 = 221,9 \text{ (МВА)}.$$

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатори зв'язку:

а) максимальний режим

$$S_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах}} - S_{\text{р.мах}}}{1,4} \quad (2.24)$$

$$S_{\text{maxAT31}} = \frac{3 \cdot 62,5 - 3 \cdot 4 - \frac{117,7}{0,8}}{1,4} = 20,268 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{maxAT32}} = \frac{(3 \cdot 62,5 + 1 \cdot 235,5) - \left(3 \cdot 4 + 1 \cdot 15 + \frac{117,7}{0,8} \right)}{1,4} = 131,938 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим

$$S_{\text{min}} = \frac{S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах}} - S_{\text{р.мін}}}{1,4} \quad (2.25)$$

$$S_{\text{minAT31}} = \frac{3 \cdot 62,5 - 3 \cdot 4 - \frac{87,31}{0,8}}{1,4} = 47,402 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\min AT32} = \frac{(3 \cdot 62,5 + 1 \cdot 235,5) - \left(3 \cdot 4 + 1 \cdot 15 + \frac{87,31}{0,8}\right)}{1,4} = 150,9 \text{ (MBA)};$$

в) аварійний режим

$$S_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВП.маx}} - S_{\text{р.маx}}}{2} \quad (2.26)$$

$$S_{\min AT31} = \frac{2 \cdot 62,5 - 2 \cdot 4 - \frac{117,7}{0,8}}{2} = -15,063 \text{ (MBA)};$$

$$S_{\min AT32} = \frac{(3 \cdot 62,5 + 0 \cdot 235,5) - \left(3 \cdot 4 + 0 \cdot 15 + \frac{117,7}{0,8}\right)}{2} = 14,188 \text{ (MBA)};$$

Всі марки та параметри трансформаторів зводимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри трансформаторів для варіанту 1

Позначення	Тип	$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	Напряга обмоток			Втрати, кВт		$U_k, \%$			$I_x, \%$
			ВН	СН	НН	P_x	P_k	ВН-СН	ВВН-НН	СН-НН	
ТВП 1-3	ТМН-4000/35	4	15,75	-	6,3	5,6	33,5	-	7,5	-	0,9
ТВП 4-7	ТРДНС-25000/35	25	15,75	-	10,5	25	115	-	10,5	30	0,65
БТ 1-3	ТРДН-63000/110	63	115	-	10,5	50	245	-	10,5	30	0,5
БТ 4-7	ТДЦ-250000/220	250	242	-	15,75	207	600	-	11	-	0,5
АТЗ	АТДЦТН- 63000/220/110	63	230	121	38,5	74	320	11	35	22	0,45
ПРТВП1	ТРДН-25000/110	25	115	-	6,3-6,3	25	120	-	10,5	30	0,65
ПРТВП2	ТРДНС-25000/35	35	36,75	-	6,3-6,3	25	115	-	10,5	30	0,65

Таблиця 2.4 – Параметри трансформаторів для варіанту 2

Позначення	Тип	$S_{ном}, МВА$	Напруга обмоток			Втрати, кВт		$U_k, \%$			$I_x, \%$
			ВН	СН	НН	P_x	P_k	ВН-СН	ВВН-НН	СН-НН	
ТВП 1-3	ТМН-4000/35	4	15,75	-	6,3	5,6	33,5	-	7,5	-	0,9
ТВП 4-7	ТРДНС-25000/35	25	15,75	-	10,5	25	115	-	10,5	30	0,65
БТ 1-3	ТРДН-63000/110	63	115	-	10,5	50	245	-	10,5	30	0,5
БТ 4	ТДЦ-250000/110	250	121	-	15,75	200	640	-	105	-	0,5
БТ 5-7	ТДЦ-250000/220	250	242	-	15,75	207	600	-	11	-	0,5
АТЗ	АТДЦТН- 200000/220/110	200	230	121	10,5	105	430	11	32	20	0,45
ПРТВП1	ТРДН-25000/110	25	115	-	6,3- 6,3	25	120	-	10,5	30	0,65
ПРТВП2	ТРДНС-25000/35	35	36,75	-	6,3- 6,3	25	115	-	10,5	30	0,65

Вибране силове обладнання зможе забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, усі перетоки потужності між РП і надійний зв'язок з системою та місцевим районом.

2.4. Вибір схем ВРУ високої напруги

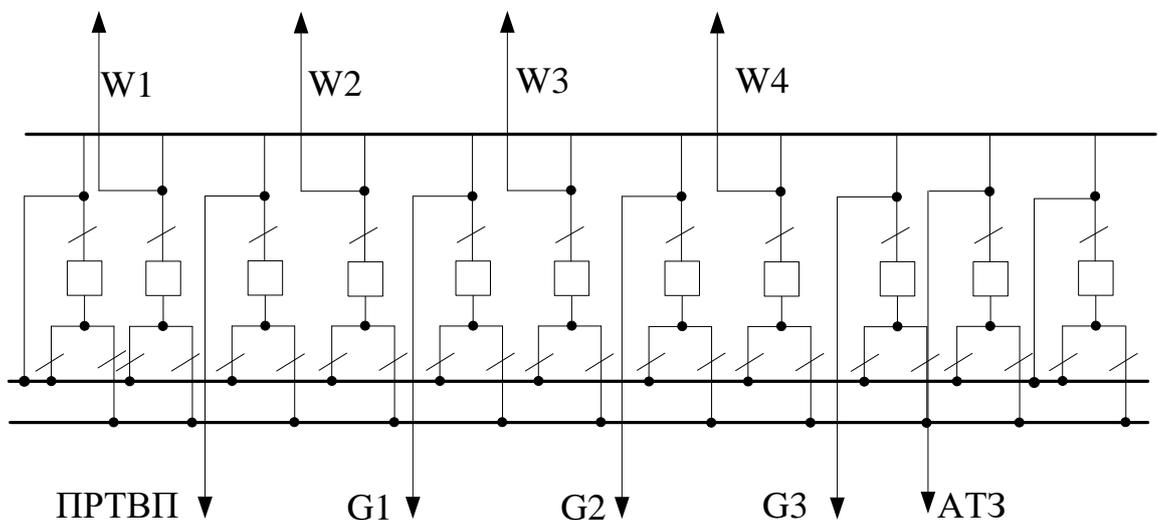


Рисунок 2.7 – Схема ВРУ 110кВ

Варіант 1:

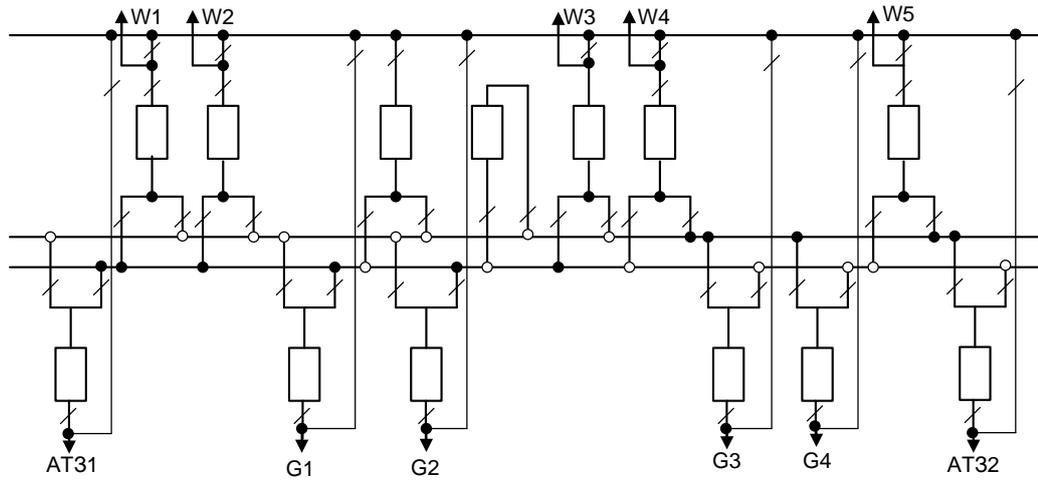


Рисунок 2.7 – Схема ВРП 220кВ, дві робочі і обхідна системи шин

Варіант 2:

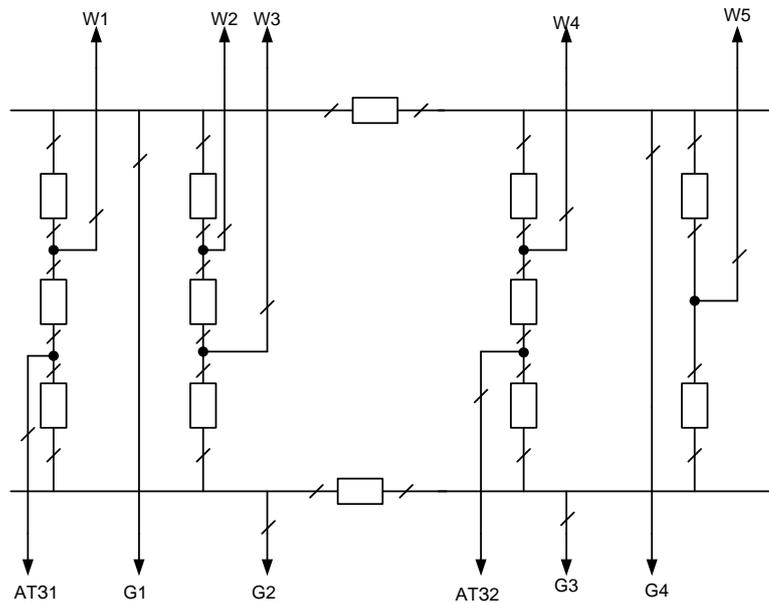


Рисунок 2.9 – Схема ВРП 220кВ,

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_H \cdot K + B, \quad (2.27)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0.12$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати.

Капіталовкладення K при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо за показниками вартості неоднакових елементів варіантів схеми, в даному випадку трансформаторів, вимикачів 220 кВ, 110 кВ.

Оскільки грошові показники відповідають рівню цін 1989 року, то для їх приведення до сучасного рівня вводимо ціновий коефіцієнт 41,5. Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо в таблицю 2.5 .

Таблиця 2.5 – Розрахунок капіталовкладень
Перший варіант

Тр-ри		Варт.од (тис.грн)	К-сть (шт.)	Сум.вартість (тис.грн)
Позн.	Тип			
БТ 1-3	ТРДН-63000/110	2054,25	3	6162,75
БТ 4-7	ТДЦ-250000/220	5303,7	4	21214,8
ТВП 1-3	ТМ-4000/10	156,87	3	470,61
ТВП 4-7	ТДНС-16000/20	1045,8	4	4183,2
ПРТВП 1	ТМН-6300/110	672,3	1	672,3
ПРТВП 2	ТДТН-25000/220	2142,02	1	2142,02
АТЗ	АТДЦТН- 63000/220/110	3529,58	2	7059,16
Вимикачі 110 кВ	ВВУ-110- 40/2000УІ	2600	12	31200
Вимикачі 220 кВ	ВВБ-220Б- 31,5/2000УІ	6200	13	80600
Заг.вартість				153659,84

Другий варіант

Тр-ри		Варт.од (тис.грн)	К-сть (шт.)	Сум.вартість (тис.грн)
Позн.	Тип			
БТ 1-3	ТРДН-63000/110	2054,25	3	6162,75
БТ 4-7	ТДЦ-250000/110	5303,7	4	21214,8
ТВП 1-3	ТМ-4000/10	156,87	3	470,61
ТВП 4-7	ТДНС-16000/20	1045,8	4	4183,2
ПРТВП 1	ТМН-6300/110	672,3	1	672,3

Продовження таблиці 2.5 другий варіант

ПРТВП 2	ТДТН-25000/220	2142,02	1	2142,02
АТЗ	АТДЦТН- 220000/220/110	5042,25	2	10084,5
Вимикачі 110 кВ	ВВУ-110 40/2000УІ	2600	13	33800
Вимикачі 220 кВ	ВВБ-220Б- 31,5/2000УІ	6200	12	74400
Заг.вартість				153130,18

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5}; \quad (2.28)$$

де $\alpha_a + \alpha_0$ – відрахування на амортизацію і обслуговування, $(p_a + p_0) = 0,094\%$;

β – вартість 1 кВт · год втрат електроенергії;

ΔW_{Σ} – втрати електроенергії.

Втрати в блочному двохобмотковому трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot (8760 - T_p) + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (2.29)$$

де P_{xx}, P_{kz} – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

S_{max} розрахункове максимальне навантаження трансформатора, яке знаходиться за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно;

T_{max} – час максимальних втрат в рік;

τ – час максимальних втрат в рік;

$$\tau = \left(0,124 \cdot \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right) \cdot 8760; \quad (2.30)$$

де T_{max} - кількість годин використання максимального навантаження.

$$\tau = \left(0,124 \cdot \frac{6885,478}{10^4} \right) \cdot 8760 = 5783,6 \text{ (год.)};$$

Перший варіант:

$$\Delta W_{BT1-3} = 3 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 245 \cdot \left(\frac{175,5}{63} \right)^2 \cdot 5783,6 = 4979356,5 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{BT4-7} = 4 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 600 \cdot \left(\frac{902}{250} \right)^2 \cdot 5783,6 = 18546624,2 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{AT3} = 1 \cdot 74 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 320 \cdot \left(\frac{20,3}{63} \right)^2 \cdot 5783,6 = 324140,765 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma 1} = 4979356,5 + 18546624,2 + 324140,765 = 23850121,5 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$B_1 = 0,094 \cdot 153659,84 + 50 \cdot 23850121,5 \cdot 10^{-5} = 26369,086 \text{ (тис.грн)};$$

$$Z_1 = 0,12 \cdot 153659,84 + 26369,086 = 44808,147 \text{ (тис.грн)};$$

Другий варіант:

$$\Delta W_{BT1-3} = 3 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 245 \cdot \left(\frac{175,5}{63} \right)^2 \cdot 5783,6 = 4979356,5 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{BT4} = 1 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 640 \cdot \left(\frac{225,5}{250} \right)^2 \cdot 5783,6 = 4763558,5 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{BT5-7} = 3 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 600 \cdot \left(\frac{676,5}{250} \right)^2 \cdot 5783,6 = 13909968,2 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{AT3} = 1 \cdot 105 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 430 \cdot \left(\frac{131,9}{200} \right)^2 \cdot 5783,6 = 2001473,8 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma 2} = 4979356,5 + 4763558,5 + 13909968,2 + 2001473,8 = 25654357 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$B_2 = 0,094 \cdot 153130,18 + 50 \cdot 25654357 \cdot 10^{-5} = 27221,415 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 153130,18 + 27221,415 = 45597,037 \text{ (тис.грн);}$$

Схему обираємо за приведеними затратами:

$$z = p_H K + B + M(z) ; \quad (2.31)$$

де $p_H = 0,15$;

$M(z)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання.

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} ; \quad (2.32)$$

де n – число комірок з вимикачами;

$C_{\text{ком}}$ – вартість комірки, тис. грн.

$$B = \frac{a}{100} \cdot K ; \quad (2.33)$$

$$M(z) = y_0 \sum_j K_j \sum_j^n w_i \cdot \Delta P \cdot \Delta T_i ; \quad (2.34)$$

де $y_0 = 32$ грн/кВт*год – питомий збиток;

$a = 8,4$ %;

$C_k = 6200$ тис. грн.;

n – кількість комірок з вимикачами;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

w_i – параметр потоку раптових відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – втрачаєма потужність, МВт;

T_i – час простою елемента, год.

Таблиця 2.7 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складові параметра поточку відмов, 1/рік		Час відновлення T_B , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту T_{Π} , год
	ω_1	ω_2			
220	0,015	0,005	80	0,2	150

Таблиця 2.8 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ – 220 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт	n_k	13	13
Вартість коміррки, тис. грн.	C_k	6200	6200
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot l / 100)$	0,0153	0,0153
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$	0,0034	0,0034
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,956	0,956
Час простою елемента, год	T_0	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / 2 \cdot T_{\Pi}$	58.667	58.667
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0086	0,00863
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,01463	0,01463
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000306	0,0000306
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000052	0,000052

Таблиця 2.9 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-220 кВ

Елементи, що відключились	P,(МВт)	t,(год)	Ko		Kp	
			ωЛВ	ωГВ	ωЛВ	ωГВ
(G4,G3),(G2,G1),(W1,G4,G1), (AT1,G3,G2),(G3,G2,D(W2,W3)), (W2,G4,G1),(W3,G3,G2),(G4,G1, D(W2,W3)),(W4,G4,G1),(AT2,G3,G2), (W5,G3,G2),(W5,G4,G1)	343,8	12	0	2	0	20
(W1,G1),(AT1,G2),(W2,G1),(W3,G2), (W4,G4),(AT2,G3),(W5,G4),(W5,G3), (AT2,G3,D(G4,W4,W5),(AT1,W1,G2), (W2,W1,G1),(W3,AT1,G2),(AT1,W1, G1),(AT1,G2,D(W2,W3)),(W3,W2,G2), (W3,W2,G1),(AT2,W4,G3), (W5,W4,G4),(W5,AT2,G3),(AT2,W4,G 4), (W3,W2),(D(W2,W3)),	155,2	20	6	2	65	23
(W5,G3,D(G4,W4,AT2)),(W4,G4, D(G3,AT2,W5)),(W5,G4,D(G3,W4,AT2) ,	143,8	3	0	0	3	0
(G3,G2,D(W1,AT1)),(G4,G1,D(W1,AT1)),(G3,G2,D(W4,AT2)),(G4,G1,D(W4,AT 2)),	310,8	4	0	0	0	4
(W3,G2,D(W1,AT1)),(W2,G1, D(W1,AT1)),(W5,G3,D(W4,AT2)), (W5,G4,D(W4,AT2)),	122,2	4	0	0	4	0
(W1,G1,D(W2,W3)),	354	1	0	0	1	0

Таблиця 2.10 – Приведені затрати схем ВРУ-220 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн
	I варіант
Капіталовкладення	80600
Щорічні експл. витрати	6770,4
Очікуваний збиток	677.55
Приведені витрати	19537,95

2.5 Вибір схеми власних потреб

Кожний турбогенератор має робочий трансформатор власних потреб (ТВП) з двома секціями на стороні 6 кВ. Резервне живлення здійснюється від

двох пускорезервних трансформаторів (TR1 та TR2) через магістраль резервного живлення (МРЖ-6 кВ).

Аварійне живлення забезпечується дизель-генератором. Всі трансформатори мають пристрій РПН.

До секцій 6 кВ підключаємо по одному трансформатору 6/0,4 кВ для живлення споживачів 0,4 кВ.

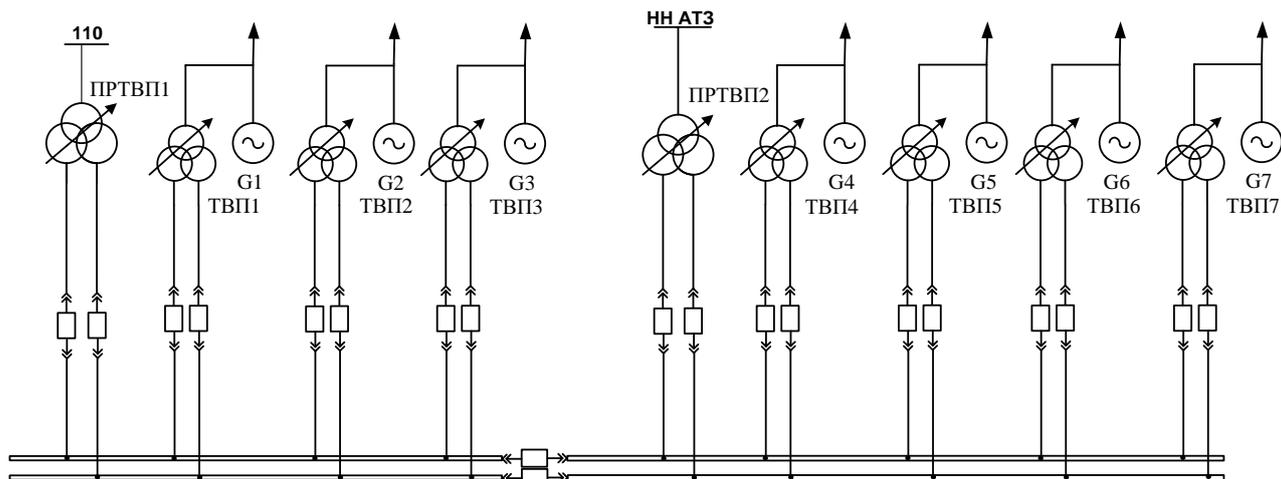


Рисунок 2.10 – Схема власних потреб станції

2.6. Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційного обладнання будемо проводити по максимальному робочому струму приєднання .

Проведемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ 220кВ. Вибираємо вимикач типу **200SFMT50SE**.

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (2.35)$$

$$220кВ \leq 220 / 245кВ.$$

- за тривалим струмом:

$$I_{роб.маx} \leq I_{ном}; \quad (2.36)$$

$$650A \leq 2000A.$$

Проводимо перевірку:

а) на відключаючу здатність вимикача:

- перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{н.т} \leq I_{відк.ном}; \quad (2.37)$$

$$15,822кА \leq 50кА.$$

3- перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{відк.ном}; \quad (2.38)$$

$$23,301 \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,51 \cdot 50 = 36,304;$$

де β_n – нормативне значення наявності аперіодичної складової у струмі, що відключає,

б) на електродинамічну стійкість:

$$I_{н.0} \leq I_{дин}; \quad (2.39)$$

$$23,642кА \leq 50кА;$$

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (2.40)$$

$$24,742кА \leq 128кА.$$

в) на термічну стійкість:

$$\beta_k \leq I_m^2 \cdot t_m; \quad (2.41)$$

$$258,242кА^2 \cdot с \leq 50^2 \cdot 3 = 7500кА^2 \cdot с.$$

Вибираємо роз'єднувач типу **РНД-220/2000У1**

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (2.42)$$

$$220кВ \leq 220кВ.$$

- за тривалим струмом:

$$I_{роб.мах} \leq I_{ном}; \quad (2.43)$$

$$0,65кА \leq 2кА.$$

Проводимо перевірку:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (2.44)$$

$$24,742кА \leq 100кА.$$

- на термічну стійкість:

$$\beta_k \leq I_m^2 \cdot t_m; \quad (2.45)$$

$$258,242кА^2 \cdot с \leq 40^2 \cdot 3 = 4800кА^2 \cdot с.$$

Результати вибору наведені в таблиці 2.11.

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 220 кВ	200SFMT50SE	РНД-220/2000У1
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220/245$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{роб.мах} = 0,65$ кА	$I_{ном} = 2000$ кА	$I_{ном} = 2000$ кА
$I_{п.т} = 15,822$ кА	$I_{н.відк} = 50$ кА	—
$i_{а.т} = 23,301$ кА	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_H = 36,304$ кА	—
$I_{п.0} = 23,642$ кА	$I_{дин} = 50$ кА	—

Продовження таблиці 2.11

$i_y = 24,742 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 258,242 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір інших вимикачів та роз'єднувачі покажемо в додатку.

2.7. Вибір струмоведучих частин.

Вибір збірних шин 220 кВ

Вибираємо шини з проводу 3×АС 300/39

Параметри шини:

Таблиці 2.12 – параметри збірної шини 220 кВ

Параметр	Зачення
d	24 мм
I _{доп}	710 А
D	400 см
$\alpha_{\text{доп}}$	0,95 м
m ₁	0,82 кг/м
r ₀	1,2 см

Розряд у виді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.46)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63 \text{ (кВ / см)};$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорхуватість поверхні проводу ($m = 0,82$);

$$r_0 = \frac{d}{20} = \frac{24}{20} = 1,2 \text{ (мм)} \text{ – радіус проводу.}$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ek}}}, (\text{кВ} / \text{см}); \quad (2.47)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі

$$K = 1;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі (для 3 проводів);

$$r_{ек} = r_0 ;$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.48)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ (см)};$$

де D – відстань між фазами ;

$$U_{\max} = 242 \text{ кВ} ;$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{3 \cdot 1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 3,94 \text{ (кВ} / \text{см)}.$$

– умова перевірки:

$$0,9 \cdot 31,63 = 28,46 > 1,07 \cdot 3,94 = 4,215 \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевірка на схрещування :

- зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п0}^{(3)2}}{D}; \quad (2.49)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{23,642^2}{4} = 20,96 \text{ (Н} / \text{м)};$$

- сила тяжіння 1 м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot m_1; \quad (2.50)$$

$$g = 9,8 \cdot 0,82 = 8,04 \left(\frac{H}{M} \right);$$

- визначення співвідношення:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ek}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54; \quad (2.51)$$

$$\frac{f}{g} = \frac{20,96}{8,04} = 2,61; \quad (2.52)$$

де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному погоні, м; t_{ek} – еквівалентний за імпульсом час дії диференційного захисту, с.

Визначаємо відхилення проводу складає

$$\frac{b}{h} = 0,43 \Rightarrow b = 2,5 \cdot 0,43 = 1,075 \text{ (м)};$$

Допустиме відхилення проводу:

$$b_{дон} = \frac{D - d - a_{дон}}{2}; \quad (2.53)$$

$$b_{дон} = \frac{4 - 0,024 - 0,95}{2} = 1,513 \text{ (м)} > b = 1,075 \text{ (м)};$$

Відгалуження до блочного трансформатора БТ4:

Економічний переріз:

$$q_e = \frac{I_{ном}}{J_e}; \quad (2.54)$$

де $I_{ном}$ - струм нормального режиму, А;

$J_e = 1$ - економічна густина струму, А/мм².

$$I_{ном} = 650 \cdot 0,95 = 617,5 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{617,5}{1,1} = 561,4 \text{ (мм}^2\text{)};$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 240/32.

Відгалуження до автотрансформатора зв'язку:

$$I_{ном} = \frac{710,846}{1,5} = 473,9 \text{ (A)};$$

$$q_e = \frac{473,9}{1,1} = 430,8 \text{ (мм}^2\text{)};$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 150/19.

Вибір збірних шин 110 кВ

Вибираємо шини з проводу 3×АС 185/24

Параметри шини:

Таблиці 2.13 – параметри збірної шини 110 кВ

Параметр	Зачення
d	18,9 мм
I _{доп}	520 А
D	350 см
α _{доп}	0,45 м
m ₁	0,82 кг/м
r ₀	0,945 см

Розряд у виді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,49 \text{ (кВ / см)};$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорухуватість поверхні проводу ($m = 0,82$);

$$r_0 = \frac{d}{20} = \frac{18,9}{20} = 0,945 \text{ (мм)} - \text{ радіус проводу.}$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ (см)};$$

$$U_{max} = 121 \text{ кВ};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{3 \cdot 0,945 \cdot \lg \frac{441}{0,945}} = 7,38 \text{ (кВ / см)}.$$

– умова перевірки:

$$0,9 \cdot 32,49 = 29,241 > 1,07 \cdot 7,38 = 7,9 \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевірка на схрещування :

- зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{9,614^2}{3,5} = 3,96 \text{ (H/м)};$$

- сила тяжіння 1 м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot 0,82 = 8,04 \text{ (H/м)};$$

- визначення співвідношення:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ek}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54;$$

$$\frac{f}{g} = \frac{3,96}{8,04} = 0,49;$$

де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному погоні, м; t_{ek} – еквівалентний за імпульсом час дії диференційного захисту, с.

Визначаємо відхилення проводу складає

$$\frac{b}{h} = 0,43 \Rightarrow b = 2,5 \cdot 0,43 = 1,075 \text{ (м)};$$

Допустиме відхилення проводу:

$$b_{дон} = \frac{3,15 - 0,024 - 0,45}{2} = 1,513 \text{ (м)} > b = 1,075 \text{ (м)};$$

Відгалуження до блочного трансформатора БТ1:

Економічний переріз:

$$I_{ном} = 350,8 \cdot 0,95 = 333,3 \text{ (A)};$$

$$q_e = \frac{333,3}{1,1} = 303 \text{ (мм}^2\text{)};$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 95/16.

Відгалуження до автотрансформатора зв'язку:

$$I_{ном} = \frac{496}{1,5} = 330,7 \text{ (A)};$$

$$q_e = \frac{330,7}{1,1} = 300,6 \text{ (мм}^2\text{)};$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 95/16.

Відгалуження до пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$q_e = \frac{92,8}{1} = 92,8 \text{ (мм}^2\text{)};$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 16/2,7.

Вибрати комплектний струмопровід в колі генератора Г1:

$$I_{z.max} = \frac{3440}{0,8} = 4300 \text{ (A)} ;$$

Встановлюємо струмопровід типу ТЕКНЕ-20/5000-250У1

Відгалуження до трансформатора власних потреб: ТЕКНЕ-20/1600-375У1

Вибрати комплектний струмопровід в колі генератора Г4:

$$I_{z.max} = \frac{8625}{0,85} = 10147,06 \text{ (A)} ;$$

Встановлюємо струмопровід типу ТЕКНЕ-20/10000-300У1

Відгалуження до трансформатора власних потреб: ТЕКНЕ-20/1600-375У1

Вибрати жорсткі шини в ПРТВП-10 кВ:

Вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 40 З;

$$I_{\text{дон}} = 625 \text{ (A)} ;$$

$$q = 40 \cdot 4 = 160 \text{ (мм}^2\text{)} ;$$

$$I_{\text{p.max}} = 594,8 \text{ (A)} < I'_{\text{дон}} = 625 \text{ (A)} ;$$

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ.

Тепловий імпульс:

$$B_{\text{к}} = 23,642^2 \cdot (0,2 + 0,3) = 279 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

Умова термічної стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}; \tag{2.58}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{279 \cdot 10^6}}{90} = 185,8 \text{ (мм}^2\text{)};$$

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

$$q_{\text{min}} = 185,8 \text{ (мм}^2\text{)} < q = 695 \text{ (мм}^2\text{)};$$

Приймаємо, що шини встановлені горизонтально відносно фаз, а на опорних ізоляторах :відстань між фазами : $a = 0,5 \text{ м}$;

довжина прогону:

$$l^2 \leq \frac{125,2}{200} \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.59)$$

де I – момент інерції шин

$$I = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.60)$$

$$I = \frac{1 \cdot 10^3}{12} 83,3 \text{ (см}^4\text{)} ;$$

Момент опору шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.61)$$

$$W = \frac{1 \cdot 10^2}{6} = 16,7 \text{ (см}^3\text{)} ;$$

$$l^2 \leq \frac{125,2}{200} \sqrt{\frac{83,3}{10}} = 1,81 \text{ (м}^2\text{)} ;$$

$$l \leq 1,345 \text{ м} ;$$

Приймаємо $l = 1,3 \text{ м}$

Перевірка на механічну стійкість.

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{розр} = \sigma_{\phi} \cdot \sigma_n \leq \sigma_{доп}; \quad (2.62)$$

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

σ_ϕ – напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа;

σ_π – напруга в матеріалі шин від взаємодії полос, Мпа. Приймаємо, що швелери жорстко зварені по всій довжині і розташовані в горизонтальній площині, тоді

$\sigma_\pi = 0$, момент опору пакету шин $W_{y_0-y_0} = 30,1 \text{ см}^3$

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{y_0-y_0}} \cdot i_y^2 ; \quad (2.63)$$

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1,5^2}{0,8 \cdot 30,1} \cdot 61,269^2 = 6,075 \text{ (МПа)};$$

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

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

$$\sigma_{розр} = \sigma_\phi = 6,075 \text{ (МПа)} \leq \sigma_{дон} = 40 \text{ (МПа)};$$

Вибір ізоляторів

Розрахункова сила, що діє на опорний ізолятор:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \frac{i^2 \cdot l}{0,5} \cdot 10^{-1} ; \quad (2.64)$$

$$F_{розр} = \sqrt{3} \frac{38,105^2 \cdot 1,3}{0,5} \cdot 10^{-1} = 653,88 \text{ (Н)};$$

Приймаємо опорні ізолятори типу М0-6-3,75 У3:

$$U_{ном} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$F_p = 3750 \text{ (Н)};$$

$$H_{із} = 100 \text{ (мм)}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну стійкість:

$$F_{розр} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.65)$$

$$653,88 \leq 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)};$$

Умова виконується

Приймаємо прохідні ізолятори типу ПІ-10/3150-3000У:

$$U_{ном} = 10 \text{ (кВ)};$$

$$I_{ном} = 3150 \text{ (А)};$$

$$F_p = 30000 \text{ (Н)};$$

$$I_{із} = 510 \text{ (мм)}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну стійкість:

$$F_{розр} \leq 0,6 \cdot F_p;$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 653,88 = 326,94 \leq 0,6 \cdot 30000 = 18000;$$

Умова виконується

2.8. Вибір вимірювальних трансформаторів.

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-220 кВ

Таблиця 2.14 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТФЗМ 220Б-

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст}=220$ кВ	$U_{ном}=220$ кВ
$I_{max}=650$ кА	$I_{ном}=1500$ кА
$i_y=15,531$ кА	$I_{дин}=100$ кА
$B_k=17,126$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T=4610$ кА ² ·с
$r_2=$	$r_{2ном}=30$ Ом

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження ТС

Назва приладу	Тип	Навантаження фази, В·А		
		С	А	В
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
Лічильник активної енергії	СА3І680	2,5	-	2,5
Разом:		6	0,5	6

Вибір інших трансформаторів струму проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо у табл. 21.

Загальний опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2} ; \quad (2.66)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{np} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k; \quad (2.207)$$

$$r_{np} = 30 - 6 - 0,1 = 23,9 \text{ (Ом)};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = \rho \cdot \frac{l_{розр}}{r_{np}}; \quad (2.68)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot \frac{150}{23,9} = 0,18 \text{ (мм}^2\text{)};$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами 2,5 мм².

Вторинне навантаження:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 150}{2,5} + 6 + 0,1 = 7,8 \text{ (Ом)};$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу НКФ-220-58:

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{33^2 + 9,72^2} = 34,4 < S_{2ном} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ В} \cdot \text{А};$$

Для з'єднання приладів з ТН використовуємо контрольний кабель марки АКРВГ перерізом 2,5 мм².

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм.}$ В·А	$n_{обм.}$ шт.	$\cos\phi$	$\sin\phi$	$n_{при.}$., шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, В·А
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активної енергії	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної енергії	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Лічильник активної енергії	САЗ- І680	2 Вт	2	0,38	0,92 5	1	4	9,7
Фіксуєчий приклад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
РАЗОМ:							33	9,72

Таблиця 2.17 – Вимірювальні ТН та ТС

Місце розташування	Трансформатори струму	Трансформатори напруги
ВРУ - 220 кВ	ІМВ 245	SVS 245
ВРУ – 110 кВ	ІМВ 123	SVS 123
БТ 1-3		
- сторона ВН	ІМВ 123	-
- сторона НН	ТОЛУ 10	-
БТ 4-7		
- сторона ВН	ІМВ 245	-
- сторона НН	ТШ-20 0,5/10Р	-

Продовження таблиці 2.17

Автотрансформатор зв'язку	TG 245	-
- сторона ВН	TG 145	-
- сторона СН	TG 72.5	-
- сторона НН		
Генератор 200 МВт	ТШ-20 0,5/10Р	НАМИ 20
Генератор 50 МВт	ТПЛУ 10	ЗНОЛ 10
ПРТВП 1		
- сторона ВН	TG 145	-
- сторона НН	ТЗЛМ 6	ЗНОЛ 6
ПРТВП 2		
- сторона ВН	ІМВ 36	-
- сторона НН	ТЗЛМ 6	ЗНОЛ 6
ТВП 1-3		
- сторона ВН	ТШ-20 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТЗЛМ 6	ЗНОЛ 6
ТВП 4-7		
- сторона ВН	ТШ-20 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТОЛУ 10	ЗНОЛ 10

2.9 Висновок до другого розділу

У результаті виконаних розрахунків було детально проаналізовано електричну частину конденсаційної електростанції та визначено основні

параметри її роботи в різних режимах. На основі добових і річних графіків навантажень визначено необхідну генераційну потужність, втрати електроенергії в мережах, величини перетоків між системою та місцевим районом, а також отримано техніко-економічні показники станції, такі як середнє та максимальне навантаження, коефіцієнти використання встановленої потужності та заповнення графіка. Проведений аналіз показав достатню надійність та ефективність роботи станції за прийнятою структурною схемою.

На основі потужності та режимів роботи обґрунтовано вибір типів і кількості турбін, генераторів, котлів, блочних та автотрансформаторів, трансформаторів власних потреб та іншого силового обладнання. Порівняння варіантів структурних схем дозволило визначити оптимальне компонування електричних зв'язків між розподільчими пристроями різних напруг, забезпечивши мінімальні перетоки потужності та високу надійність роботи станції.

Виконано розрахунки струмів короткого замикання у визначених точках електричної мережі, складено схеми заміщення та визначено періодичні, аперіодичні й ударні складові струмів. Це дозволило коректно підібрати комутаційну апаратуру за умовами тривалого струму, відключаючої здатності, електродинамічної та термічної стійкості. Окремо виконано вибір провідників, збірних шин, комплектних струмопроводів та ізоляторів на основі перевірок за нагріванням, механічною міцністю, коронними розрядами та економічними критеріями.

Проведено вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги, визначено вторинні навантаження та допустимі параметри підключення вимірювальних приладів.

3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Визначення кошторисної вартості проектованої КЕС

Повні витрати на спорудження КЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 глав, кожна 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 таблиці 3.1. 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 "Електротехнічна частина", виходячи з питомих капіталовкладень.

Таблиця 3.1 – зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

№	Розподіли звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від Роз. 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, млн. грн.
			Будівельно монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
			%	млн. грн.	%	млн. грн.	%	млн. грн.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Підготовка території для будівництва	3,5	50	33,25	2,0	1,33	48,0	31,92	66,5
2	Об'єкти основного виробничого призначення	2000	60	1140	39,0	741	1,0	19	1900

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	2,0	80	30,4	20,0	7,6	-	-	38
4	Об'єкти енергетичного господарства	2,2	85	35,53	15,0	6,27	-	-	41,8
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	90,25	5,0	4,75	-	-	95
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	5,8	90	99,18	10,0	11,020	-	-	110,2
7	Упорядкування території	1,0	100	19	-	-	-	-	19
8	Тимчасові будівлі та споруди	9,0	80	136,8	10,0	17,1	10,0	17,1	171
9	Інші роботи та затрати	8,0	-	-	-	-	100,0	152	152
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,4	-	-	-	-	100,0	7,6	7,6
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,2	-	-	-	-	100,0	2,85	2,85
12	Проектні і дослідні роботи	8,0	-	-	-	-	100,0	152	152
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	0,0	-	-	-	-	100,0	0,0	0,0
	Всього по розділах 1-13			1584,41		789,070		382,47	2755,95
	-5% від К _{БМР}			1505,19					2618,153

Визначимо питомі вкладення на один кВт встановленої потужності

$$K_{num} = \frac{K_{\Sigma}}{P_{вст}} = \frac{2618152500}{950 \cdot 1000} = 2755,95 ; \quad (3.1)$$

3.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма економічними елементами:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- паливо;
- інші.

3.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація - це перенесення вартості основних фондів на вартість готової продукції, з метою відшкодування їх зношеної частини. Амортизаційні відрахування здійснюють за певними нормами відносно балансової вартості об'єкта основних фондів. Амортизація основних фондів — відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.[14]

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 3.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи (Ф3) ввійшли бідь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi_1 = 0,6 \cdot (Ц_{БМР\Sigma} - Ц_{БМРmp}) = \frac{0,6 \cdot (1584410000 - 9020000)}{1000000} = 896,496 \text{ (млн.грн)} \quad (3.2)$$

$$\Phi_2 = \frac{Ц_{mp\Sigma}}{1000000} = 95 \text{ (млн.грн)} ; \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned} \Phi_3 &= \frac{0,4 \cdot (Ц_{БМР\Sigma} - Ц_{БМРmp}) + (Ц_{обл} - Ц_{обл.mp}) + Ц_{ини.\Sigma}}{1000000} = \\ &= \frac{0,4 \cdot (1584410000 - 9020000) + (789070000 - 4750000) + 382470000}{1000000} = 1764,454 \text{ (млн.грн)} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 3.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ млн. грн.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань млн. грн.
Φ_1	896,496	7%	62,755
Φ_2	95	28%	26,
Φ_3	1764,454	20%	352,891
Разом	2755,95		442,246

$$\Phi_{\Sigma} = \sum \Phi_i \cdot H_i = (896,456 \cdot 0,07) + (95 \cdot 0,28) + (1764,454 \cdot 0,2) = 442,246 \text{ (млн.грн)} . \quad (3.5)$$

де Φ_{Σ} – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

3.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат за зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{шт} \cdot P_{вст} = 1,4 \cdot 950 = 1330 \text{ (чол.)} . \quad (3.6)$$

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

$k_{шт}$ для КЕС дорівнює 1,4.

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:

Робітники	81,3% –	1081 чол.
ІТР	15% –	200 чол.
Службовці	3,0% –	40 чол.
МОП	0,7% –	9 чол.

Робочий фонд основної зарплати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot z_i \cdot n_i ; \quad (3.7)$$

$$B_{зп} = (1,57 \cdot (\sum (S_{сер\ роб} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ МОП} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\sum (S_{сер\ сл} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ ІТР} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_b . \quad (3.8)$$

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

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

κ_k – коефіцієнт, що враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймаємо рівним 0,7);

κ_b – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

$$S_{зп\ роб} = N_{роб} \cdot S_{сер\ роб} \cdot 12 = \frac{1081 \cdot 21000 \cdot 12}{1000000} = 272,412 \text{ (млн.грн.)}$$

$$S_{зп\ ІТР} = N_{роб} \cdot S_{сер\ ІТР} \cdot 12 = \frac{200 \cdot 31800 \cdot 12}{1000000} = 76,32 \text{ (млн.грн.)}$$

$$S_{зп\ сл} = N_{роб} \cdot S_{сер\ сл} \cdot 12 = \frac{40 \cdot 26100 \cdot 12}{1000000} = 12,528 \text{ (млн.грн.)}$$

$$S_{зп\ МОП} = N_{роб} \cdot S_{сер\ МОП} \cdot 12 = \frac{9 \cdot 16800 \cdot 12}{1000000} = 1,814 \text{ (млн.грн.)}$$

$$B_{зп} = (1,57 \cdot (272,412 + 1,814) + 1,8 \cdot (12,528 + 76,32)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 568,32 \text{ (млн.грн.)}$$

Таблиця 3.3 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія персоналу	Кількість, чол.	Зарплата, грн./місяць	Нарахована за рік зарплата, млн. грн.
Робітники	1081	21000	272,412
ІТР	200	31800	76,32
Службовці	40	26100	12,528
МОП	9	16800	1,814
Разом за рік	1330		363,074

3.2.3 Розрахунок витрат на паливо для виробництва електроенергії на КЕС

Усі особливості КЕС пов'язані з тим, що основною її продукцією являється електрична енергія. Електроенергія виробляється на базі виробітку теплової енергії. Амортизаційні відрахування, фонд заробітної плати та інші загально станційні і цехові витрати діляться на електричні складові у відповідності з коефіцієнтом k_e , який визначається із відношення:

$$K_e = \frac{B_{КЕС} - B_T}{B_{КЕС}} = \frac{B_e}{B_{КЕС}} \quad (3.9)$$

де $B_{КЕС}$ - сумарні витрати палива на виробництво електричної енергії;

B_T - витрати палива на виробництво теплової енергії у випадку окремого виробництва теплової та електричної енергії, $B_T=0$.

$$\begin{aligned} B_{КЕС} &= \frac{Q_{yn}}{Q_p^H \cdot \eta_k \cdot \eta_{ТП}} \cdot B \cdot (1 + \alpha_{ном}) = \\ &= \frac{29330}{32500 \cdot 0,6 \cdot 0,85} \cdot 1114744067,457 \cdot (1 + 0,015) = 2002,164 \text{ (млн.грн.)} \end{aligned} \quad (3.10)$$

де $\alpha_{пот}=0,015\%$ (для вугілля),

B – витрати умовного палива визначаються по енергетичних характеристиках блоків,

$$Q_{\text{від } i} = 0$$

$$B_{165} = 0$$

Витрати палива на виробництво теплової енергії:

$$B_{\Pi} = B_{\text{КЕС}} \cdot S_n = 2002,164 \cdot \frac{4500}{1000000} = 90097,399 \text{ (млн.грн.)} \quad (3.11)$$

де S_n – ціна натурального палива.

3.2.4 Розрахунок інших витрат

При визначенні затрат на інші витрати використовуємо метод розрахунку по укрупнених показниках, тому вони визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$B_{\text{ін}} = \frac{(S_{\text{ам}} + S_{\text{ЗП}}) \cdot \text{Ін}}{100} = \frac{(442,246 + 568,32) \cdot 45}{100} = 454,754 \text{ (млн.грн.)} . \quad (3.12)$$

де Ін – процент інших витрат, що визначається по графіку [40].

З графіка вибираємо для КЕС з встановленою потужністю 950 МВт $\text{Ін} \approx 45\%$.

3.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. Собівартість є відношенням сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції:

$$C = \frac{B}{E_{\text{вiдп}}} = \frac{91562,718}{5889,323} = 15,3 \text{ (грн / кВт}\cdot\text{год)} \quad (3.13)$$

Сумарні експлуатаційні витрати на виробництво дорівнюють:

$$B = B'_a + B'_{3\text{II}} + B'_{\text{in}} + B_{\text{II}} = 442,246 + 568,320 + 90097,399 + 454,754 = 91562,718 \text{ (млн.грн)} \quad ; \quad (3.14)$$

3.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 3.6.

Таблиця 3.4 – Результати визначення собівартості електроенергії

Елементи затрат	Сума річних витрат, млн. грн.	Собівартість енергії	
		%	грн/ кВт·год
Амортизація	442,246	0,48%	0,07
Заробітна плата	568,320	0,62%	0,09
Паливо	90097,399	98,40%	15,05
Інші витрати	454,754	0,50%	0,08
Разом	91562,718	100%	15,30

3.4 Висновок до третього розділу

У межах економічної частини було проведено комплексну оцінку ефективності спорудження та експлуатації проектованої конденсаційної електростанції встановленою потужністю 950 МВт. На основі укрупнених

нормативних показників визначено кошторисну вартість будівництва станції та структуру капітальних вкладень за основними розділами. Проведений розрахунок амортизаційних відрахувань дозволив визначити величину щорічного відшкодування вартості основних фондів за укрупненими групами, що є важливою складовою формування собівартості електроенергії.

На основі штатної чисельності персоналу розраховано фонд заробітної плати, який разом із амортизацією, витратами на пальне та іншими експлуатаційними статтями сформував повні річні витрати на виробництво електроенергії. Визначено, що найбільшу частку у структурі собівартості займає паливна складова, що є характерним для КЕС та підтверджує високий вплив паливно-енергетичних ресурсів на економічну ефективність роботи станції.

Отримана величина собівартості відпущеної електроенергії становить 15,30 грн/кВт·год, що відповідає сучасним техніко-економічним показникам теплової генерації в Україні. Порівняння результатів із даними діючих електростанцій свідчить про конкурентоспроможність проєктованої КЕС за рахунок оптимального структурування капітальних витрат, застосування сучасного обладнання та відповідності нормативним вимогам.

Таким чином, проведені економічні розрахунки підтверджують доцільність будівництва та експлуатації електростанції, а також забезпечують необхідне обґрунтування техніко-економічних рішень, прийнятих у рамках дипломного проєкту.

РОЗДІЛ 4

ЗАСТОСУВАННЯ ПРОМИСЛОВИХ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КЕС

Використання систем накопичення електроенергії (ESS) на конденсаційній електростанції (КЕС) дозволяє істотно підвищити ефективність роботи та покращити режими функціонування енергоблоків. КЕС як джерело основного навантаження, зазвичай працює в сталому режимі та має обмежені можливості швидкого маневрування. Додавання до складу накопичувачів електроенергії (ESS) забезпечує низьку важливих техніко-економічних та експлуатаційних переваг:

- Дозволяють згладжувати добові коливання навантаження і зменшувати кількість пусків та зупинок турбоагрегатів. Конденсаційні блоки характеризуються тривалим і енерговитратним процесом пуску, що супроводжується значними тепловими втратами та зношуванням обладнання. Накопичувач дає змогу акумулювати надлишок електроенергії у нічні години та віддавати її в мережу під час ранкового чи вечірнього максимуму споживання, що знижує потребу в маневруванні блоків та подовжує їх ресурс.
- Інтеграція ESS підвищує маневреність КЕС і дозволяє їй ефективно працювати на ринку допоміжних послуг. Накопичувачі здатні дуже швидко реагувати на зміну частоти або потужності в системі, забезпечуючи первинне та вторинне регулювання. Це суттєво покращує частотну стабільність і підвищує загальну надійність енергосистеми, не вимагаючи глибокої реконструкції турбін чи котлоагрегатів.
- Використання ESS позитивно впливає на економіку роботи станції. Завдяки накопиченню дешевої нічної електроенергії та її продажу в години високого попиту зростає прибутковість роботи енергоблоків. Крім того, зменшення кількості холодних та гарячих пусків скорочує витрати палива та знижує експлуатаційні витрати. Накопичувач також допомагає працювати в оптимальній зоні теплового ККД, уникаючи

частих переходів на неповне навантаження, де ефективність установки суттєво зменшується.

- ESS підвищують екологічні показники КЕС. Менша кількість пусків, стабільні режими роботи та зниження частки неповного навантаження приводять до зменшення викидів CO₂, NO_x та твердих частинок. Це робить станцію більш відповідною до сучасних екологічних вимог і стандартів.
- Інтегровані накопичувачі покращують надійність живлення власних потреб станції. Вони забезпечують резерв для критичного обладнання та захист від короткочасних провалів напруги в мережі, що особливо важливо під час роботи на великих потужностях котлоагрегатів.

4.1. Використання промислового накопичувача електроенергії, для регулювання КЕС

У місцевому районі конденсаційної електростанції спостерігається характерна добова нерівномірність електричних навантажень. Виділяються ранкові та вечірні максимуми, під час яких споживання електроенергії різко зростає, а також нічний період і проміжок між піковими навантаженнями, коли потужність споживання залишається мінімальною й відносно стабільною. Така структура добового графіка навантаження визначає специфіку роботи КЕС і потребу в засобах вирівнювання енергобалансу.

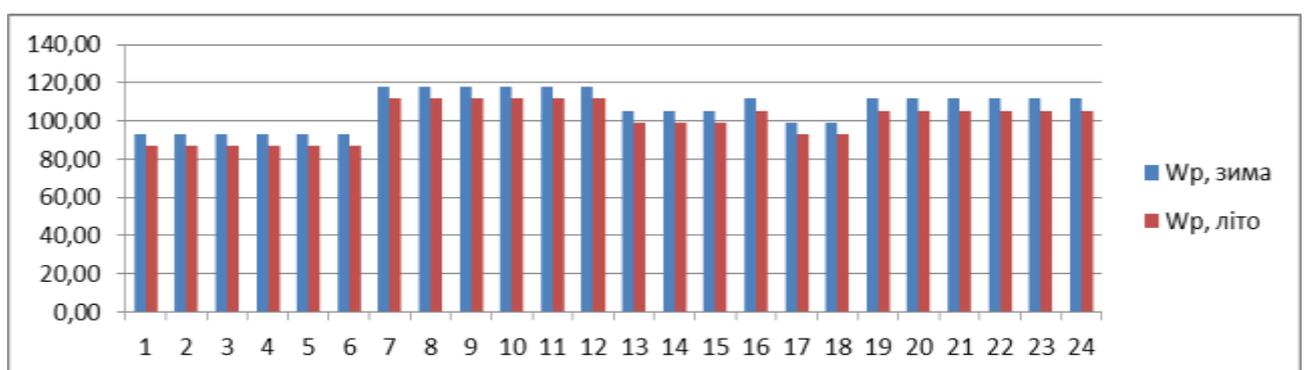


Рисунок 4.1 – Графік добового відпуску електроенергії

На рисунку 4.1 наведено добовий графік відпуску електроенергії у вихідні та робочі дні, який демонструє нерівномірність навантаження. Нерівномірність навантаження змушує КЕС робити прогноз навантаження для забезпечення безперебійного та надійного електропостачання. В умовах стрімкого зростання інтеграції ВДЕ, робити відносно точні прогнози дуже складно. Тому інструментом, який може підтримувати нормальну роботу системи, є промислова система накопичення електроенергії.

На рисунках 4.2 та 4.3 наведено графіки динаміки цін за період 24 години в літку та зимою. Якщо врахувати зміну ціни на електроенергію упродовж доби, то заряд промислового накопичувача електроенергії доцільно проводити в нічний період часу та в період найменших і рівномірних навантажень, тоді витрати на електроенергію значно зменшаться, відповідно, ESS працюватиме найбільш ефективно з економічної точки зору.



Рисунок 4.2 – Ціна на електроенергію літом



Рисунок 4.3 – Ціна на електроенергію зима

4.2 Розрахунок ємності ESS для місцевого району КЕС

Для того, щоб проаналізувати доцільність підключення ESS до КЕС, необхідно оцінити економічну складову. Для визначення економічної результативності в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капітальних вкладень. Оскільки в даному проекті спорудження енергетичного об'єкта здійснюється протягом одного року, цей показник може бути поданий вигляді:

$$E'_a = \frac{dB_w - B_{ESS}}{K_{ESS}}, \quad (4.1)$$

де K_{ESS} - капіталовкладення в ESS за рік, тис. грн;

B_{ESS} - відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ESS, тис. грн;

dB_w – річне зменшення втрат на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів місцевого району КЕС, тис. грн.

Для розрахунку ємності ESS для місцевого району розраховуємо середню потужність в зимовий та літній період протягом однієї доби

$$P_{c.з} = \frac{\sum P_з}{24} = (93,32 \cdot 6 + 117,7 \cdot 6 + 105,45 \cdot 3 + 111,56 + 99,37 \cdot 2 + 111,56 \cdot 6) / 24 = 106,76 \text{ (кВт)} \quad (4.2)$$

$$P_{c.л} = \frac{\sum P_л}{24} = (87,13 \cdot 6 + 111,56 \cdot 6 + 99,37 \cdot 3 + 105,45 + 93,32 \cdot 2 + 105,45 \cdot 6) / 24 = 99,64 \text{ (кВт)} \quad (4.3)$$

де $P_{c.з}$ – середня потужність що віддається в район в зимовий період.

$P_{c.л}$ – середня потужність що віддається в район в літній період.

$P_з$ – потужність що віддається в район із станції в зимовий період;

$P_л$ – потужність що віддається в район із станції в літній період.

Розрахуємо ємність накопичувачів електроенергії для КЕС в зимовий та літній період, для визначення враховується лише ті години коли потужність що віддається в місцевий район перевищує середнє значення потужності, розраховується за формулою:

$$W_з = \sum P_з - P_{c.з} = (117,7 - 106,76) \cdot 6 + (111,56 - 106,76) \cdot 7 = 99,3 \text{ (МВт} \cdot \text{год)} \quad (4.4)$$

$$W_л = \sum P_л - P_{c.л} = (111,56 - 99,64) \cdot 6 + (105,45 - 99,64) \cdot 7 = 112,23 \text{ (МВт} \cdot \text{год)} \quad (4.5)$$

де $W_з$ – ємність накопичувачів електроенергії для зимового періоду;

$W_л$ – ємність накопичувачів електроенергії для літнього періоду.

Отже для забезпечення вирівнювання графіка видачі потужності у місцевий район слід встановити накопичувачі ємністю 112 МВт год. Однак для оцінювання рентабельності розглядається пілотний проект зі встановлення 6 контейнерів на 24 МВт год.

4.3 Розрахунок графіка забезпечення місцевого району за цінами РДН зими та літа

Розрахує витрати на електроенергію за добу для літа та зими за цінами РДН, дані для розрахунку показано в таблиці 4.1.[16]

Таблиця 4.1 – Дані про витрати на придбання електроенергії за цінами РДН

Година	ЗИМА		ЛІТО	
	W _p , (тис. кВт/год.)	B _w (тис. грн/кВт.)	W _p , (тис. кВт/год.)	B _w (тис. грн./кВт)
1	93,32	5 099,56	83,17	5 452,28
2	93,32	3 265,60	83,17	5 564,50
3	93,32	2517,41	83,17	5 321,99
4	93,32	1060,71	83,17	5 059,84
5	93,32	1066,89	83,17	5 149,56
6	93,32	4036,24	83,17	5 183,96
7	117,7	4295,81	111,56	5 503,52
8	117,7	6881,06	111,56	6 784,36
9	117,7	6900	111,56	6 821,41
10	117,7	6900	111,56	6 784,73
11	117,7	6900	111,56	6 774,13
12	117,7	5600	111,56	5 528,29
13	105,45	5600	99,37	5 249,69
14	105,45	5600	99,37	4 163,82
15	105,45	5600	99,37	3 427,29
16	111,56	5600	105,45	3 470,73
17	99,37	5600	93,32	3 839,69
18	99,37	11319,44	93,32	4 988,17
19	111,56	12799,57	105,45	6 187,92
20	111,56	10109,25	105,45	8 014,58
21	111,56	13958	105,45	7 689,00
22	111,56	12428,41	105,45	8 858,23
23	111,56	7804,87	105,45	8 760,36
24	111,56	6731,91	105,45	6 426,01

Виходячи з даних таблиці 4.1, підсумовуючи значення за кожен годину, отримаємо витрати на закупівлю електроенергії для зими та літа за один день:

$$\begin{aligned} B_{з1} &= 17\,200,48 \text{ (тис.грн.)} \\ B_{л1} &= 14\,210,11 \text{ (тис.грн.)} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Визначимо витрати на закупівлю електроенергії за один рік як:

$$B_{вл} = B_{л} \cdot n_{л} \cdot k_{\text{нерівномірності}} \quad (4.7)$$

$$B_{вз} = B_{з} \cdot n_{з} \cdot k_{\text{нерівномірності}} \quad (4.8)$$

де $n_{з}$, $n_{л}$ – кількість днів у 2025 році, що становить 365;

$k_{\text{нерівномірності}}$ – коефіцієнт, що дозволяє розрахувати витрати з урахуванням нерівномірності навантаження в зимовий і літній періоди і дорівнює 0,7.

$$\begin{aligned} B_{вл1} &= B_{л1} \cdot n_{л} \cdot k_{\text{нерівномірності}} = \\ &= 14210,11 \cdot 365 \cdot 0,7 = 3630683,105 \text{ (тис. грн.)} \\ B_{вз1} &= B_{з1} \cdot n_{з} \cdot k_{\text{нерівномірності}} = \\ &= 17200,48 \cdot 365 \cdot 0,7 = 4394722,64 \text{ (тис. грн.)} \end{aligned}$$

4.4 Розрахунки з мінімізації витрат та максимізації рівномірності графіка навантаження місцевого району КЕС для зими та літа

Оптимізація режимів роботи накопичувача за критеріями максимізації рівномірності графіка навантаження місцевого району КЕС та мінімізації витрат. Дані для наступних розрахунків показано в таблиці 4.2.

Таблиці 4.2 – Витрати на електроенергію при підключенні ESS, при розрахунку мінімізації витрат

Година	ЗИМА		ЛІТО	
	Wp, (тис. кВт/год.)	Bw (тис. грн./кВт)	Wp, (тис. кВт/год.)	Bw (тис. грн./кВт)
1	93,32	5 099,56	83,17	5 452,28
2	93,32	3 265,60	83,17	5 564,50
3	93,32	2517,41	83,17	5 321,99
4	101,32	1060,71	91,17	5 059,84
5	101,32	1066,89	91,17	5 149,56
6	101,32	4036,24	91,17	5 183,96

Продовження таблиці 4.2

7	113,7	4295,81	107,56	5 503,52
8	113,7	6881,06	107,56	6 784,36
9	113,7	6900	107,56	6 821,41
10	113,7	6900	107,56	6 784,73
11	113,7	6900	107,56	6 774,13
12	113,7	5600	107,56	5 528,29
13	113,45	5600	107,37	5 249,69
14	113,45	5600	107,37	4 163,82
15	113,45	5600	107,37	3 427,29
16	103,56	5600	97,45	3 470,73
17	107,37	5600	101,32	3 839,69
18	99,37	11319,44	93,32	4 988,17
19	103,56	12799,57	97,45	6 187,92
20	95,56	10109,25	89,45	8 014,58
21	111,56	13958	105,45	7 689,00
22	111,56	12428,41	105,45	8 858,23
23	111,56	7804,87	105,45	8 760,36
24	111,56	6731,91	105,45	6 426,01

Виходячи з даних таблиці 4.2, підсумовуючи значення за кожен годину, отримаємо витрати на закупівлю електроенергії для зими та літа за один день:

$$\begin{aligned} V_{з2} &= 16\,970,14 \text{ (тис.грн.)} \\ V_{л2} &= 14\,041,32 \text{ (тис.грн.)} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Визначимо витрати на закупівлю електроенергії за один рік після приєднання ESS:

$$\begin{aligned} V_{w2л} &= V_{л2} \cdot n_{л} \cdot k_{\text{нерівномірності}} = \\ &= 14041,32 \cdot 365 \cdot 0,7 = 3587557,26 \text{ (тис. грн.)}, \end{aligned} \quad (4.10)$$

$$\begin{aligned} V_{w2з} &= V_{з2} \cdot n_{з} \cdot k_{\text{нерівномірності}} = \\ &= 16970,14 \cdot 365 \cdot 0,7 = 4335870,77 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned} \quad (4.11)$$

Проведемо розрахунки для літніх цін

Розрахуємо як при літніх цінах відбуваються витрати на електроенергію за методом мінімізації витрат.

Річне зменшення витрат на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів місцевого району КЕС, визначимо як:

$$dB_{W_{лmax1}} = B_{W_{л1}} - B_{W_{л2}} = 14210,11 - 14041,32 = 168,79 \text{ (тис.грн.)}, \quad (4.12)$$

де $B_{W_{л1}}$ - витрати на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів місцевого району КЕС до впровадження ESS, тис.грн,

$B_{W_{л2}}$ – витрати на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів місцевого району КЕС після впровадження ESS, тис.грн.

Визначимо дохід при мінімізації витрат, за формулою:

$$\begin{aligned} K_{Длmax1} &= dB_{W_{лmax1}} \cdot \frac{365}{8760} \cdot 5000 = \\ &= 168,79 \cdot \frac{365}{8760} \cdot 5000 = 35164,8 \text{ (тис. грн)}. \end{aligned} \quad (4.13)$$

Варто врахувати, що за вихідними даними, розглядається встановлення накопичувача загальною ємністю 24 МВт*год (1 контейнер = 4 МВт*год), що вартує 200 000 \$/МВт*год, що за нинішнім курсом 8 400 000 грн (за курсом 1\$=42 грн), звідси:

$$K_{ESS} = 24 \cdot 8400 = 201600 \text{ (тис. грн.)}, \quad (4.14)$$

Відрахування від капітальних витрат на технічне обслуговування та ремонт ESS визначається як:

$$B_{ESS} = \frac{K_{ESS} \cdot P_{ESS} \%}{100} = \frac{201600 \cdot 8}{100} = 16128 \text{ (тис. грн.)} \quad (4.15)$$

де K_{ESS} - капіталовкладення в ESS за рік, які визначено в (3.10),

$P_{ESS}\%$ - норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування ESS (8,0%).

Для ESS амортизаційні відрахування визначається як:

$$A_{ESS} = \frac{K_{ESS} \cdot P_A \%}{100} = \frac{201600 \cdot 10}{100} = 20160 \text{ (тис. грн.)}, \quad (4.16)$$

де $P_A\%$ - норма щорічних відрахувань на амортизацію електрообладнання ESS (10%).

Використовуючи отримані значення, а саме капітальні інвестиції в ESS, відрахування від капітальних витрат та відпуску електроенергії в мережу, отримуємо:

$$E'_{ал\max1} = \frac{(dB_{Wл\max1} + A_{ESS}) - B_{ESS}}{K_{ESS}} = \frac{168,79 + 20160 - 16128}{201600} = 0,19. \quad (4.17)$$

Виходячи з цього приведений термін окупності становить:

$$T_{ал\max1} = \frac{1}{E'_{ал\max1}} = \frac{1}{0,19} = 5,14. \quad (4.18)$$

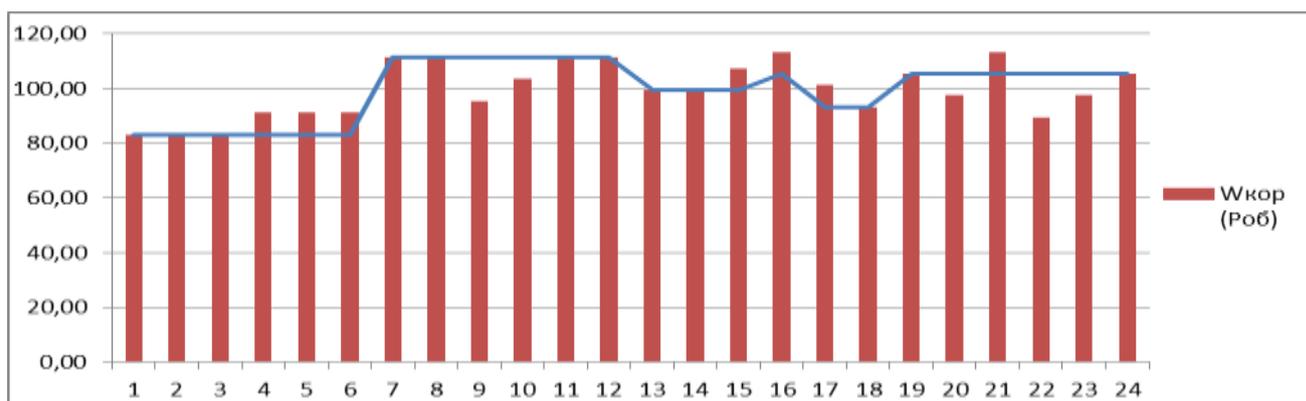


Рисунок 4.4 – Вирівнювання графіка навантаження методом мінімізації витрат(літніми цінами)

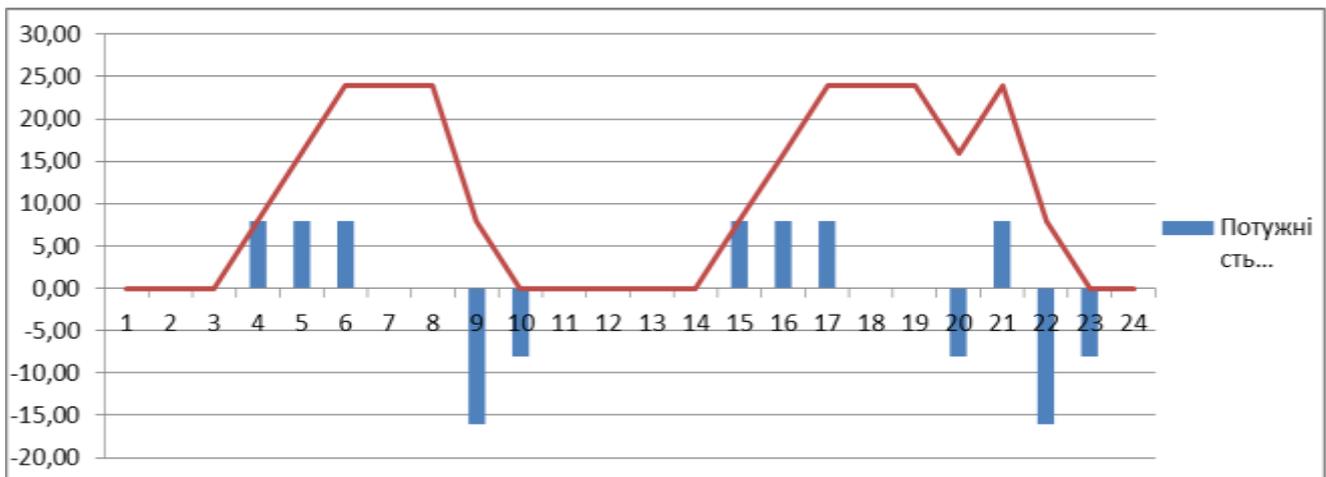


Рисунок 4.5 – Графік використання накопичувачів електроенергії в розрахунку методом мінімізації витрат (літніми цінами)

Проведемо розрахунок за методом максимізації рівномірності графіка виробництва електроенергії КЕС для місцевого району (літніми цінами).

Таблиці 4.3 – Витрати на електроенергію при підключенні ESS, за розрахунком максимізації рівномірності графіка виробництва

Година	ЗИМА		ЛІТО	
	W _p , (тис. кВт/год.)	B _w (тис. грн./кВт)	W _p , (тис. кВт/год.)	B _w (тис. грн./кВт)
1	93,32	5 099,56	91,17	5 452,28
2	93,32	3 265,60	75,17	5 564,50
3	101,32	2517,41	83,17	5 321,99
4	101,32	1060,71	91,17	5 059,84
5	101,32	1066,89	91,17	5 149,56
6	93,32	4036,24	91,17	5 183,96
7	117,7	4295,81	111,56	5 503,52
8	117,7	6881,06	111,56	6 784,36
9	109,7	6900	95,56	6 821,41
10	109,7	6900	103,56	6 784,73
11	109,7	6900	111,56	6 774,13
12	117,7	5600	111,56	5 528,29
13	113,45	5600	99,37	5 249,69
14	113,45	5600	99,37	4 163,82
15	113,45	5600	107,37	3 427,29
16	103,56	5600	113,45	3 470,73
17	107,37	5600	101,32	3 839,69
18	99,37	11319,44	93,32	4 988,17

Продовження таблиці 4.3

19	95,56	12799,57	105,45	6 187,92
20	119,56	10109,25	97,45	8 014,58
21	95,56	13958	113,45	7 689,00
22	111,56	12428,41	89,45	8 858,23
23	111,56	7804,87	97,45	8 760,36
24	111,56	6731,91	105,45	6 426,01

Виходячи з даних таблиці 4.3, підсумовуючи значення за кожен годину, отримаємо витрати на закупівлю електроенергії для зими та літа за один день:

$$\begin{aligned} B_{зз} &= 16\,859,19 \text{ (тис.грн.)} \\ B_{лз} &= 14\,040,42 \text{ (тис.грн.)} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Річне зменшення витрат на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів місцевого району КЕС, визначимо як:

$$dB_{W_{лmax2}} = B_{W_{л1}} - B_{W_{зл}} = 14210,11 - 14040,42 = 169,69 \text{ (тис.грн.)}. \quad (4.20)$$

Визначимо дохід при максимізації витрат за формулою:

$$\begin{aligned} K_{Длmin2} &= dB_{W_{лmin2}} \cdot \frac{365}{8760} \cdot 5000 = \\ &= 169,69 \cdot \frac{365}{8760} \cdot 5000 = 35351,83 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned} \quad (4.21)$$

Використовуючи отримані значення, а саме капітальні інвестиції в ESS, відрахування від капітальних витрат та відпуску електроенергії в мережу, отримуємо:

$$E'_{a\ лmin2} = \frac{(dB_{W_{лmin2}} + A_{ESS}) - B_{ESS}}{K_{ESS}} = \frac{169,69 + 20160 - 16128}{201600} = 0,2. \quad (4.22)$$

Виходячи з цього приведений термін окупності становить:

$$T_{a_{\text{лmin}2}} = \frac{1}{E'_{a_{\text{лmin}2}}} = \frac{1}{0,2} = 5,12. \quad (4.23)$$

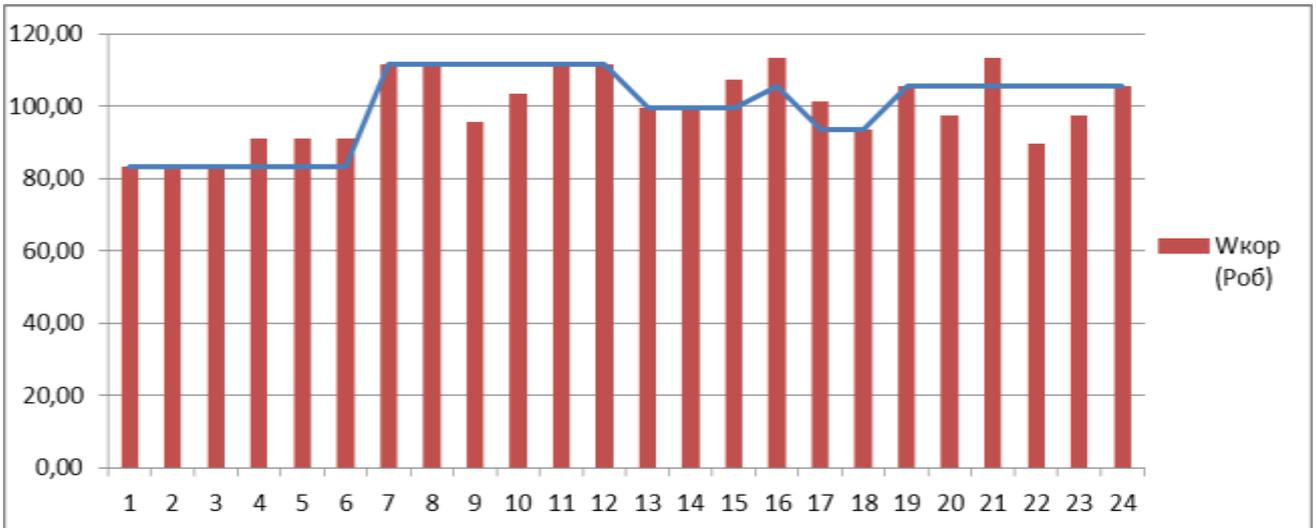


Рисунок 4.6 – Оптимізація режимів роботи накопичувача для максимізації рівномірності графіка навантаження місцевого району КЕС (літніми цінами)

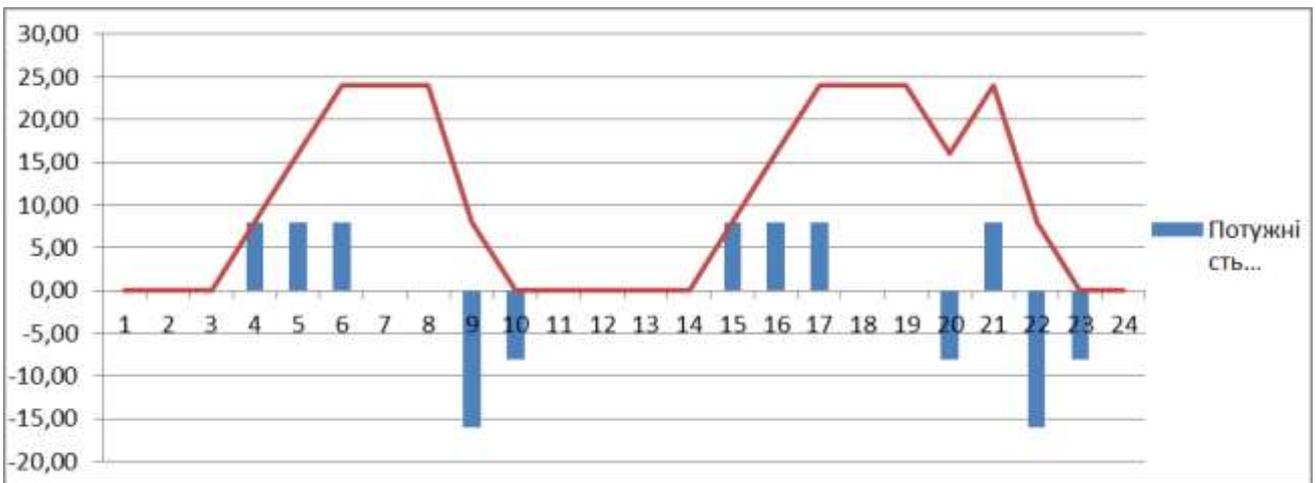


Рисунок 4.7 – Графік використання накопичувачів електроенергії в розрахунку методом максимізації рівномірності графіка(літніми цінами)

Таблиця 4.4 – Результати по розрахунках за двома методами для літніх цін

Методи	Мінімізація витрат	Максимізація рівномірності графіка	Одиниці вимірювання
Зниження витрат	1,19	1,19	%
Дохід	35164,8	35351,83	тис. грн/рік
Капіталовкладення	201600	201600	тис. грн/рік

Продовження таблиці 4.4

Відрахування	16128	16128	тис. грн/рік
Прибуток	19036,8	19223,83	тис. грн/рік
Амортизація	20160	20160	тис. грн/рік
Чистий грошовий потік	39196,8	39383,83	тис. грн/рік
Рентабельність	0,19	0,2	в. о.
Термін окупності	5,14	5,12	рік

Отже було проведено два розрахунки для літніх цін РДН. Судячи з двох методів, а саме мінімізації витрат та максимізації рівномірності графіка навантаження місцевого району КЕС. Було визначено що, дохід та термін окупності краще у вирівнюванні графіка навантаження, це показано як і в більшій дохідності так як і в терміні окупності які показані в таблиці 4.4.

Проведемо розрахунки для зимових цін

Розрахуємо як при зимових цінах відбуваються витрати на електроенергію за методом мінімізації витрат.

Річне зменшення витрат на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів місцевого району КЕС, визначимо як:

$$dB_{W_{3max1}} = B_{W_{13}} - B_{W_{23}} = 17200,48 - 16970,14 = 230,44 \text{ (тис.грн.)}, \quad (4.24)$$

де $B_{W_{11}}$ - витрати на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів місцевого району КЕС до впровадження ESS, тис.грн,

$B_{W_{12}}$ – витрати на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів місцевого району КЕС після впровадження ESS, тис.грн.

Визначимо дохід при мінімізації витрат, за формулою:

$$\begin{aligned} K_{Дзmax1} &= dB_{W_{3max1}} \cdot \frac{365}{8760} \cdot 5000 = \\ &= 230,44 \cdot \frac{365}{8760} \cdot 5000 = 47987,77 \text{ (тис. грн)}. \end{aligned} \quad (4.25)$$

Використовуючи отримані значення, а саме капітальні інвестиції в ESS, відрахування від капітальних витрат та відпуску електроенергії в мережу, отримуємо:

$$E'_{a \text{ з max1}} = \frac{(dB_{W \text{ з max1}} + A_{ESS}) - B_{ESS}}{K_{ESS}} = \frac{230,44 + 20160 - 16128}{201600} = 0,26. \quad (4.26)$$

де A_{ESS} – амортизаційні відрахування, показано у формулі (4.12);

B_{ESS} – відрахування від капітальних витрат на технічне обслуговування та ремонт ESS, показано у формулі (4.11).

Виходячи з цього приведений термін окупності становить:

$$T_{a \text{ л max}} = \frac{1}{E'_{a \text{ л max}}} = \frac{1}{0,26} = 3,88. \quad (4.27)$$

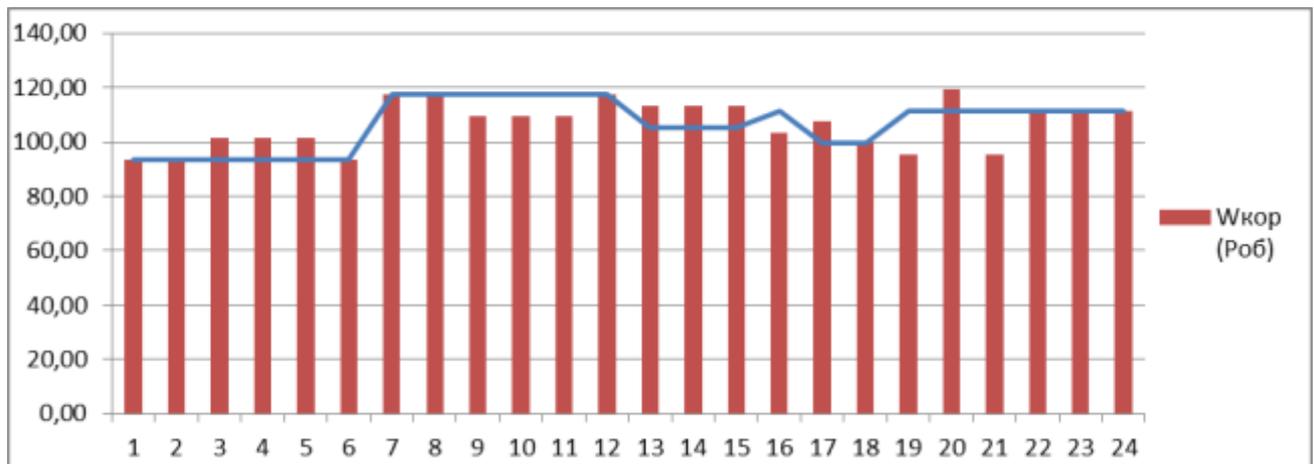


Рисунок 4.8 – Вирівнювання графіка навантаження методом мінімізації витрат(зимовими цінами)

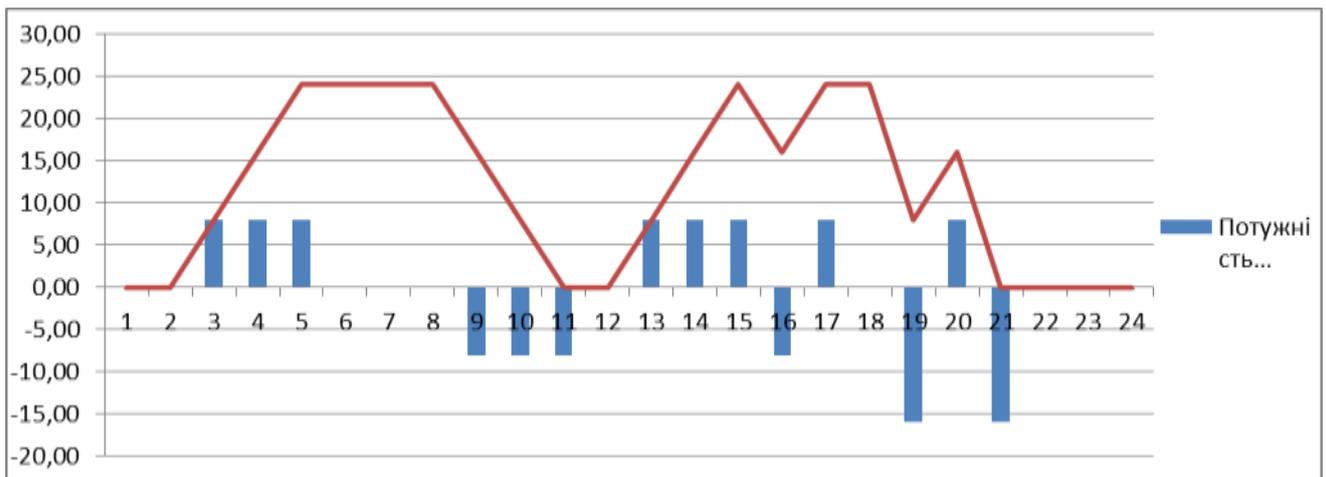


Рисунок 4.9 – Графік використання накопичувачів електроенергії в розрахунку методом мінімізації витрат (зимовими цінами)

Проведемо розрахунок за методом максимізації рівномірності графіка виробництва електроенергії КЕС для місцевого району (зимовими цінами).

Річне зменшення витрат на закупівлю електроенергії для забезпечення абонентів місцевого району КЕС, визначимо як:

$$dB_{W_{3max2}} = B_{W_{13}} - B_{W_{33}} = 17200,48 - 16,859,19 = 341,29 \text{ (тис.грн.)}. \quad (4.28)$$

Визначимо дохід при максимізації рівномірності графіка виробництва за формулою:

$$\begin{aligned} K_{Дзmin2} &= dB_{W_{3min2}} \cdot \frac{365}{8760} \cdot 5000 = \\ &= 341,29 \cdot \frac{365}{8760} \cdot 5000 = 71101,47 \text{ (тис. грн)}. \end{aligned} \quad (4.29)$$

Використовуючи отримані значення, а саме капітальні інвестиції в ESS, відрахування від капітальних витрат та відпуску електроенергії в мережу, отримуємо:

$$E'_{a3min2} = \frac{(dB_{W_{3min2}} + A_{ESS}) - B_{ESS}}{K_{ESS}} = \frac{341,29 + 20160 - 16128}{20160} = 0,37. \quad (4.30)$$

Виходячи з цього приведений термін окупності становить:

$$T_{a_{\text{зmin2}}} = \frac{1}{E'_{a_{\text{зmin2}}}} = \frac{1}{0,37} = 2,68. \quad (4.31)$$

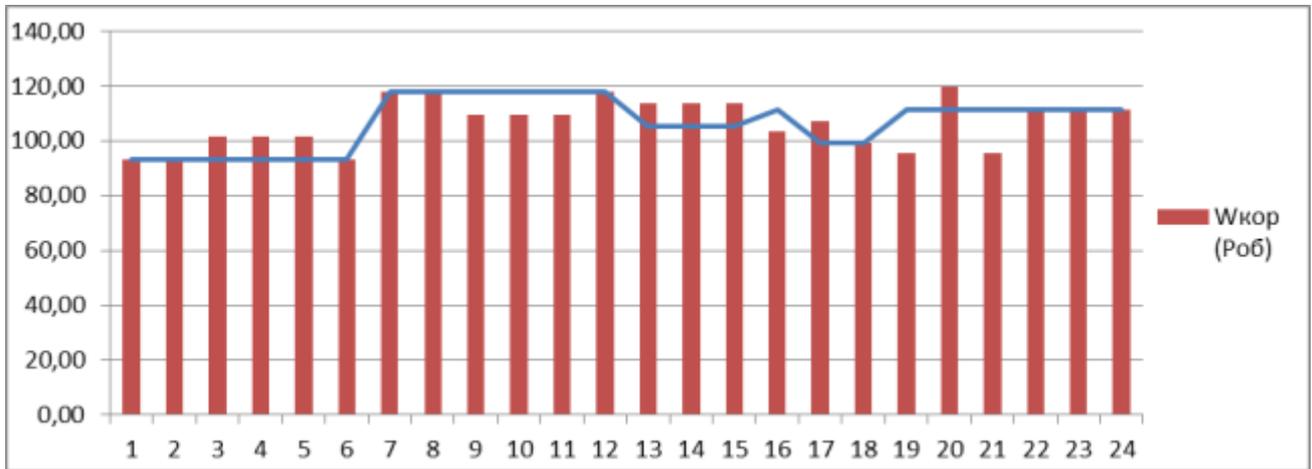


Рисунок 4.10 – Оптимізація режимів роботи накопичувача для максимізації рівномірності графіка навантаження місцевого району КЕС (зимовими цінами)

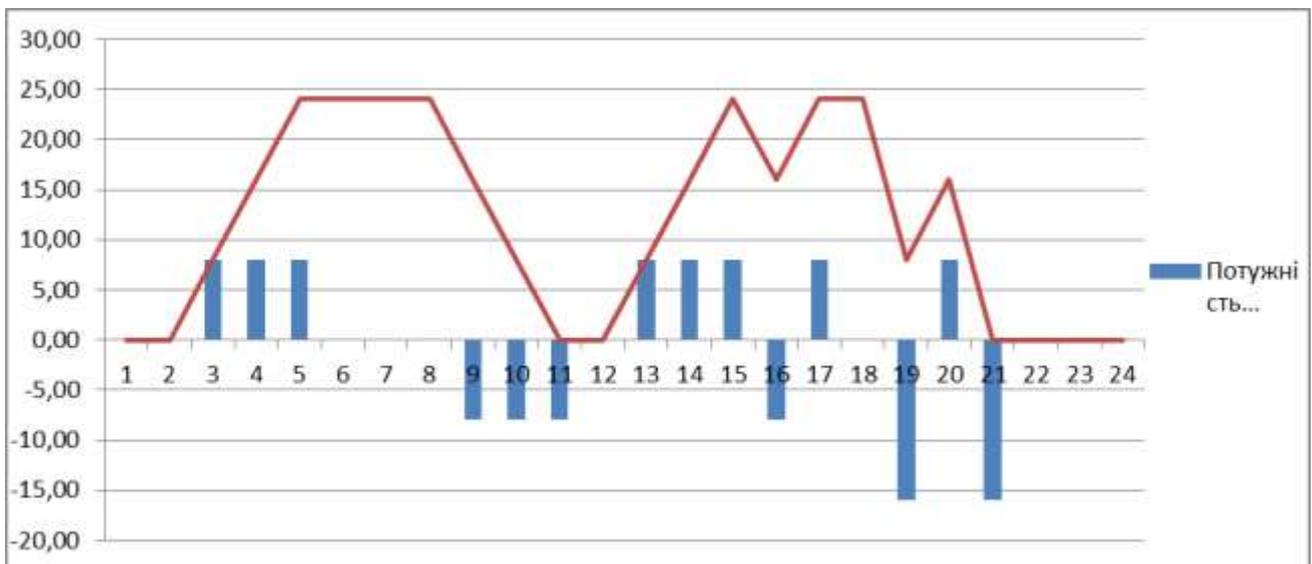


Рисунок 4.11 – Графік використання накопичувачів електроенергії в розрахунку методом максимізації рівномірності графіка(зимовими цінами)

Таблиця 4.5 – Результати по розрахунках за двома методами для зимових цін

Методи	Мінімізація витрат	Максимізація рівномірності графіка	Одиниці вимірювання
Зниження витрат	1,34	1,98	%
Дохід	47987,77	71101,47	тис. грн/рік
Капіталовкладення	201600	201600	тис. грн/рік
Відрахування	16128	16128	тис. грн/рік
Прибуток	31859,77	54973,47	тис. грн/рік
Амортизація	20160	20160	тис. грн/рік
Чистий грошовий потік	52019,77	75133,47	тис. грн/рік
Рентабельність	0,26	0,37	в. о.
Термін окупності	3,88	2,68	рік

Отже було проведено два розрахунки для зимових цін РДН. Судячи з двох методів, а саме мінімізації витрат та максимізації рівномірності графіка навантаження місцевого району КЕС. Було визначено що, дохід та термін окупності най краще у вирівнюванні графіка навантаження, це показано як і в більшій дохідності так як і в терміні окупності які показані в таблиці 4.5.

4.5 Висновок до четвертого розділу

Проведені розрахунки для літнього та зимового періодів підтверджують доцільність використання промислових систем накопичення електроенергії у місцевому районі КЕС для вирівнювання графіка навантаження та підвищення економічної ефективності роботи станції. У межах порівняння двох підходів — методу мінімізації витрат та методу максимізації рівномірності графіка виробництва — встановлено, що обидва методи забезпечують позитивний економічний ефект, зменшують витрати на закупівлю електроенергії та підвищують загальну керованість енергопотоків.

Однак результати розрахунків показують, що метод максимізації рівномірності графіка навантаження є більш ефективним. За цим підходом було отримано вищий річний дохід, більший чистий грошовий потік, а також

менший термін окупності у порівнянні з методом мінімізації витрат. Це твердження справедливе як для літніх, так і для зимових цін на електроенергію. Зокрема, взимку перевага методу вирівнювання графіка є особливо значною, що обумовлено високим коливанням та більшими піковими навантаженнями.

Таким чином, найбільш раціональним для умов місцевого району КЕС є застосування методу максимізації рівномірності графіка навантаження, який забезпечує оптимальну техніко-економічну ефективність, сприяє стабільнішій роботі енергосистеми та забезпечує швидшу окупність впровадження ESS.

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок – це сукупність організаційних, технічних, технологічних та профілактичних дій, спрямованих на підтримання електрообладнання, електричних мереж та систем керування у працездатному стані, запобігання аваріям, мінімізацію ризику ураження електричним струмом, пожеж, техногенних небезпек, а також забезпечення стабільної й ефективної роботи електроустановок відповідно до нормативних вимог.

Шкідливий виробничий фактор – фактор середовища або трудового процесу, вплив якого на працівника за певних умов (інтенсивність, тривалість дії тощо) може спричинити професійне або виробничо обумовлене захворювання, тимчасове або стійке зниження працездатності, підвищення частоти соматичних та інфекційних захворювань, призвести до порушення здоров'я як працівника, так і його нащадків;

Шкідливими виробничими факторами є :

1) Фізичні фактори:

- мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання);
- барометричний тиск;
- неіонізуючі електромагнітні поля та випромінювання: електростатичні поля, постійні магнітні поля, електричні та магнітні поля промислової частоти (50 Гц), електромагнітні випромінювання радіочастотного діапазону, електромагнітні випромінювання оптичного діапазону, зокрема лазерне та ультрафіолетове;
- іонізуючі випромінювання;
- виробничий шум, ультразвук, інфразвук;
- вібрація (локальна, загальна);
- освітлення: природне (відсутність або недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

- іонізація повітря.

Отже, всі ці фактори можуть мати кумулятивний ефект на здоров'я працівників і призводити до різноманітних захворювань та проблем зі здоров'ям. Тому важливо дотримуватися вимог безпеки на робочому місці, використовувати необхідне захисне обладнання і мінімізувати вплив шкідливих фізичних чинників на організм людини.

2) Хімічні фактори:

- речовини хімічного походження,
- речовини біологічної природи, які отримані хімічним синтезом та/або для контролю яких використовуються методи хімічного аналізу,
- аерозолі фіброгенної дії (пил);

Отже, організми людини можуть реагувати по-різному на різні хімічні речовини в залежності від їхньої природи, концентрації та тривалості експозиції. Забезпечення безпеки на робочому місці, правильне використання захисного обладнання та ефективні системи вентиляції і контролю за забрудненням допомагають зменшити ризики впливу хімічних факторів на здоров'я людини.

3) Фактори трудового процесу:

- важкість (тяжкість) праці;
- напруженість праці.

Отже, загальний вплив факторів трудового процесу на організм людини залежить від специфіки робочого місця і умов, а також від індивідуальних особливостей працівників. Важливо вживати заходів безпеки та забезпечення комфортних умов праці для зменшення ризиків впливу негативних факторів на здоров'я.

Важкість (тяжкість) праці – характеристика трудового процесу, що відображає рівень загальних енергозатрат, переважне навантаження на опорноруховий апарат, серцево-судинну, дихальну та інші системи. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується,

загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі.

Категорії робіт за важкістю: легка, середньої важкості, важка, дуже важка.

Напруженість праці – характеристика трудового процесу, що відображає навантаження переважно на центральну нервову систему, органи чуттів, емоційну сферу працівника. До показників, що характеризують напруженість праці, належать: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.[17]

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

У приміщенні КЕС використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.019-79, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимоги безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.0.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання будь якого виду і призначення.

Електропривод насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

5.1.2 Електробезпека

Електробезпека — система організаційних та технічних заходів і засобів, що забезпечують захист людей від шкідливого та небезпечного впливу електричного струму, електричної дуги, статичної електрики і електромагнітного поля.

Категорія умов з небезпеки електротравматизму – з підвищеною небезпекою.

Наведемо технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Технічні рішення із запобігання електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування:

- ізоляція нормально струмоведучих елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів;

- використання засобів орієнтації в електроустаткуванні, що запобігає помилковим діям при обслуговуванні та експлуатації електроустаткування – написи, таблички, попереджувальні знаки, різнокольорова ізоляція провідників окремих елементів електросхем;

2) Технічні рішення щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально неструмопровідні елементи електроустаткування: використання занулення – навмисного електричного з'єднання нормально неструмоведучих елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні пробій на корпус призводить до короткого замикання фази. Спрацьовує захист від короткого замикання – і пошкоджений споживач відключається від мережі.

3) Електрозахисні засоби: обслуговуючий персонал обов'язково повинен мати випробувальні засоби захисту, які перед тим як застосовувати обов'язково необхідно перевірити на справність, відсутність зовнішніх пошкоджень. Перевірити також потрібно дату наступної перевірки засобу

захисту, оскільки, якщо їх термін придатності вийшов, користуватись ними заборонено.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожувальними конструкціями виробничих приміщень, що має висоту 2 м над рівнем підлоги або підмостями, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Відповідно, до параметрів мікроклімату, що нормуються за ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень (додаток Б), відносяться: температура (t , °C) і відносна вологість повітря (W , %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань (Вт/м²). Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт та період року), наводяться в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Параметри мікроклімату виробничих приміщень

Період року	Категорія робіт	t , °C	W , %	V , м/с
Теплий	Па	21 – 23	60 – 40°C	не більш 0,3
Холодний	Па	19 – 21	60 – 40°C	0,2

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату виробничих приміщень, відповідно до ДБНВ.2.5-67:2013. Вентиляція та кондиціонування, проектом передбачено.[18]

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Якість повітря за ДСТУ-Н Б А.3.2.1:2007. Настанова щодо визначення не-безпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва, у першу чергу, залежить від наявності, рівня небезпечності та кількості шкідливих речовин. Шкідливі речовини

можуть потрапляти до організму людини інгаляційними та іншими шляхами надходження (пероральний, шкірно-резорбтивний). [18]

Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,5	4
Зола	0,5	0,5	4
Діоксид сірки	10	-	3
Оксиди азоту	2	-	2
Оксид вуглицю	20	-	4
фтор	0,5	-	1
хлор	1	-	2

Для забезпечення складу повітря робочої зони, відповідно до ДБНВ.2.5-67:2013, в роботі передбачені такі рішення:

1. Герметизація обладнання;
2. Вентиляція;
3. Автоматизація та механізація;
4. Очищення викидів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Для загального штучного освітлення приміщень потрібно використовувати найбільш енергоекономічні джерела світла, віддаючи перевагу при рівній по-тужності джерелам світла з більшою світловіддачею та терміном служби, з ви-конанням вимоги не знижувати якість освітлювального устаткування для зниження енерговитрат. Отже, для загального штучного освітлення доцільно використовувати розрядні та світлодіодні джерела світла, які за однакової потужності з тепловими джерелами (лампи розжарювання), мають більшу світлову від-дачу та з більшим терміном експлуатації. Світлова віддача джерел світла, зокрема світлодіодних ламп, для штучного освітлення

приміщень при мінімально допустимих індексах кольоропередачі не повинна бути менше визначених за ДБН В.2.5-28:2018.

Для загального та місцевого освітлення приміщень необхідно використати джерела світла з колірною температурою від 2400 К до 6800 К. Інтенсивність ультрафіолетового опромінення спектрального діапазону 320-400 нм не повинна перевищувати 0,03 Вт/м². Випромінювання з довжиною хвилі менше 320 нм не допускається. Наразі в Україні дозволено використання та затверджені вимоги до світлодіодних світлотехнічних пристроїв та електричних ламп, що використовуються в мережах змінного струму з метою освітлення.

Рівень ефективності споживання електроенергії електричними лампами та світильниками повинен відповідати вимогам Технічного регламенту енергетичного маркування електричних ламп та світильників. При відсутності відповідного маркування підтвердження має бути отримано за результатами вимірювань.

За найменшим або еквівалентним розміром освітлення визначаються характеристика та розряд зорової роботи, за характеристикою фону та контрастом об'єкту з фоном – підрозряд зорової роботи та, відповідно, нормовані значення комбінованого та загального штучного освітлення. Визначені нормовані значення штучного освітлення вносимо до таблиці 5.3.

[18]

Таблиця 5.3 – Нормовані значення виробничого освітлення

Харак-ка зорової роботи	Найменш ий або еквівале н тний розмір об'єкта розрізне н ня, мм	Розряд зорової роботи	Підрозря д зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характе - ристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Прир одне Ен пр	Сумісне Е сум
						в сього	у т. ч. від загально го		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	V	малий середній великий	світлий середній темний	750	300	-	-

Для забезпечення нормованого значення штучної освітленості передбачено:

1. забезпечення чистоти повітря у приміщенні;
2. встановлення діодних ламп;
3. забезпечити чистоту ламп.

5.2.4 Виробничий шум

Нормуються за ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвучу та інфразвучу допустимі рівні звукового тиску $L=20lg(P1/P0)$, дБ ($P1$ – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па - за період часу, що розглядається, і $P0$ – значення звукового тиску на нижньому порозі чутливості в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами – ГС), або допустимі рівні звуку $LA=20lg(PA/P0)$, Дба (PA – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Допустимі рівні звукового тиску у октавних смугах частот, еквівалентні рівні звуку на робочих місцях за ДСН 3.3.6.037-99 наведені в додатку Д.

Для умов, що розглядаються в БКР, чи умов виконання роботи (вказати характер робіт і характер шуму) допустимі рівні звукового тиску мають відповідати ГС ... (вказати номер спектра), а рівні звуку LA не повинні перевищувати ... дБА – дивись таблицю 5.4.

Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця	95	87	82	78	75	73	71	69	68

Джерелами шуму в умовах, що розглядаються в роботі, є генератори.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

1. безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;

2. для боротьби з обігрівуючим шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори. [18]

5.2.5 Виробничі вібрації

Нормуються за ДСНЗ.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої за-гальної та локальної вібрації допустимі величини віброшвидкості (м/с) чи віброприскорення (м/с²), або логарифмічні рівні віброшвидкості $L=20\lg(V1/V0)$, дБ ($V1$ – середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с, $V0 = 5 \cdot 10^{-8}$, м/с – вихідне значення віброшвидкості) залежно від частоти ко-ливань, їх виду (транспортні, транспортно-технологічні, технологічні, вібрації робочого інструменту чи робочих місць), напрямку (X, Y, Z) і часу дії протягом зміни.

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в роботі, є генератори.

Можливі параметри вібрацій, виходячи з вібраційних характеристик (ВХ) відповідного обладнання, знаходяться в межах.....(навести можливі значення параметрів вібрацій для ряду частот).

Для умов, що розглядаються в роботі (вібрації робочого інструменту чи робочих місць, транспортні, транспортно-технологічні, технологічні) параметри вібрацій не повинні перевищувати наведені в таблиці 5.5 середньоквадратичні значення, м/с · 10⁻² та логарифмічні рівні, дБ. [18]

Таблиця 5.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях (лінійна величина)	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-

Для зменшення дії вібрацій на працюючих у роботі передбачено:

1. Встановлення амортизаторів вібрації;
2. Регулярна перевірка генератора на зношування деталей.

5.3 Пожежна безпека

В третьому підрозділі заходи з пожежної безпеки розробляються у відповідності до вимог Закону України «Про пожежну безпеку», НАПБА.01.001- 14 «Правила пожежної безпеки в Україні». При цьому розробляються конкретні інженерно-технічні заходи з підвищення стійкості роботи промислового об'єкта в умовах пожежі та її ліквідації.

Категорії приміщень за вибухопожежною небезпекою (ДСТУ Б В.1.1-36:2016): В пожежонебезпечна – Горючі гази, легкозаймисті, горючі і/або важкогорючі рідини, а також речовини і/або матеріали, як здатні вибухати та горіти або тільки горіти під час взаємодії з водою, киснем повітря і/або один з од-ним; тверді горючі і/або важкогорючі речовини та матеріали (включно горючий пил і/або волокна), за умови, що приміщення, в яких вони знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються), не відносяться до категорій А або Б і питома пожежна навантага для твердих і рідких легкозаймистих, горючих та важкогорючих речовин і/або матеріалів на окремих ділянках площею не менше 10 м² кожна перевищує 180 МДж•м⁻². Якщо питома

пожежна навантага не перевищує 180 МДж•м-2, то приміщення відноситься до категорії Д за умови виконання вимог пунктів 7.6.1, 7.6.5 та 7.6.8

Ступінь вогнестійкості: I, II – будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати вогонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвилинах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них за ДБН В.1.1.7-20

Таблиця 5.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них.

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	Стіни				колони	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	перекрыття між поверхами (у т.ч. горищні та над підвалами)	Плити, проники	
	несучі та сходових кліток	самонесучі	зовнішні несучі	внутрішні несучі (перегородки)				Плити, проники	Балки, ферми, арки, рами
I	150	120	30	30	120	120	90	90	90
II	120	90	15	15	90	90	60	60	60

Противопожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 наведено в таблиці 5.7

Таблиця 5.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	1	REI 150	1	1
Перегородки	1	EI 45	2	-
Перекриття	1	REI 90	1	1

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 5.8 В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 5.8 Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків, сільськогосподарських будівель і споруд потрібно приймати за таблицею 5.8.[19]

Таблиця 5.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд.

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I,II	III	IIIa,IIIб,IV,IVa,V
I	8/10	8/10	12/15

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: повідомити головний щит управління, потім місце, яке загорілось слід гасити вогнегасниками, при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки порошковими вогнегасниками або піском.

5.4 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (80 \cdot 204) = 16320 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 1000 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$; $\rho_2 = 500 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$;
- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 44 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 3 \text{ м}$.

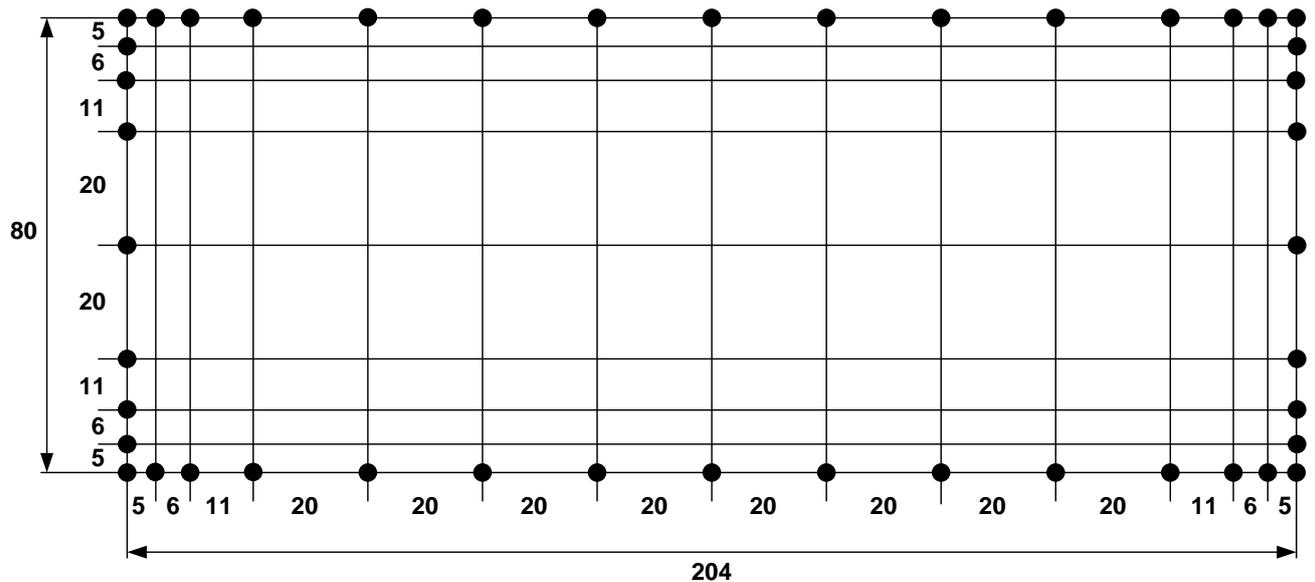


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{p}{n_v} = \frac{2 \cdot (204 + 80)}{44} = 12,9 \text{ (м)};$$

де P – периметр контуру заземлення, м;

n_B – кількість вертикальних заземлювачів, шт.

Визначимо величини:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{1000}{500} = 2 ;$$

$$\frac{a}{l_g} = \frac{12,9}{3} = 4,3 ;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{16320} = 127,75 \text{ (м)} ;$$

Опір штучного заземлюючого пристрою:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B} , \quad (5.1)$$

де A – функція відношення ; $\frac{l_g + t}{\sqrt{S}}$

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·м;

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1 , \quad (5.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5 , \quad (5.3)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0,5}{127,75} = 0,027 < 0,1 ;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,027 = 0,421 ,$$

$$\frac{h - t}{l_g} = \frac{2 - 0,5}{3} = 0,5 ;$$

$$L_r + L_B = (80 \cdot 9 + 204 \cdot 15) + 44 \cdot 3 = 3912 \text{ (м)} ;$$

Визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,19$.

$$\rho_{екв} = 1,14 \cdot 500 = 595 \text{ (Ом} \cdot \text{м)},$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{ш} = 0,421 \cdot \frac{595}{127,75} + \frac{595}{3912} = 0,298 < 0,5 \text{ (Ом)},$$

5.5 Висновок до п'ятого розділу

У розділі було проведено комплексний аналіз умов праці на конденсаційній електростанції (КЕС) та визначено основні небезпечні й шкідливі виробничі фактори, що можуть впливати на працюючих. Встановлено, що характер технологічних процесів на електростанції супроводжується дією фізичних, хімічних та психофізіологічних факторів, серед яких провідними є електричний струм, підвищені рівні шуму й вібрації, висока температура обладнання та наявність забруднюючих речовин у повітрі робочої зони.

На основі чинних нормативних документів розроблено технічні та організаційні заходи, спрямовані на забезпечення надійної й безпечної експлуатації електроустановок. Особлива увага приділена електробезпеці, яка є ключовою складовою охорони праці на енергетичних об'єктах. Запропоновано застосування заземлення, занулення, ізолювальних конструкцій, попереджувальних знаків, а також використання персоналом сертифікованих засобів індивідуального захисту.

Проведено нормування параметрів мікроклімату, освітлення, шуму та вібрацій згідно з вимогами ДСН, ДБН та ДСТУ. Встановлено відповідність режимів роботи нормативним значенням для категорії робіт Па у холодний та теплий періоди року. Запропоновані інженерні рішення — вентиляція,

очищення повітря, звуко- та віброзахист, використання LED-освітлення — забезпечують підтримання безпечних умов праці в приміщеннях КЕС.

Окремо розглянуто питання пожежної безпеки, визначено категорію приміщень за вибухопожежною небезпекою та наведено комплекс заходів із запобігання загорянням, локалізації та ліквідації можливих осередків пожеж.

Також виконано розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ, що підтвердив відповідність конструктивних параметрів вимогам безпечної експлуатації електроустановок високої напруги.

ВИСНОВОК

У магістерській кваліфікаційній роботі було проведено комплексне дослідження ефективності застосування промислових систем накопичення електроенергії (ESS) для підвищення енергоефективності та оптимізації роботи місцевого району конденсаційної електростанції потужністю 950 МВт. Робота охопила теоретичні основи функціонування мікромереж, детальне проектування електричної частини КЕС, техніко-економічні розрахунки та моделювання процесів балансування навантаження із використанням ESS.

У першому розділі розглянуто ключові характеристики мікромереж та показано, що системи накопичення електроенергії є необхідним елементом сучасної енергетичної інфраструктури. Вони забезпечують згладжування коливань генерування, підтримання напруги та частоти, резервування навантажень та зменшення пікових перетоків потужності. Доведено, що саме комплексний підхід з використанням мікромереж і ESS забезпечує високу гнучкість, адаптивність і надійність локальних енергосистем.

У другому розділі виконано розрахунок і побудову електричної частини КЕС, обґрунтовано вибір основного та допоміжного обладнання, визначено оптимальні схеми видачі потужності, виконано розрахунки струмів короткого замикання та підібрано вимірювальну й комутаційну апаратуру. Усі вибрані технічні рішення забезпечують надійний зв'язок станції з енергосистемою та необхідний рівень електричної безпеки.

У третьому розділі проведено техніко-економічний аналіз роботи КЕС і оцінено вплив ESS на економіку місцевого району. Виконано розрахунок собівартості, амортизаційних відрахувань, фонду заробітної плати, витрат на паливо та інших експлуатаційних витрат.

У четвертому розділі розглянуто застосування промислового накопичувача електроенергії для регулювання графіка навантаження місцевого району КЕС. Аналіз добових графіків показав суттєву нерівномірність споживання електроенергії, що створює пікові навантаження на обладнання

станції. ESS дозволяє ефективно згладжувати ці коливання, забезпечуючи більш рівномірний режим роботи.

Проведено розрахунки за двома методами оптимізації – методом мінімізації витрат та методом максимізації рівномірності графіка навантаження місцевого району КЕС. Обидва підходи продемонстрували позитивний економічний ефект від використання ESS, проте найбільш вигідним виявився метод оптимізації вирівнювання графіка навантаження місцевого району КЕС. Саме за його застосування отримано:

- більший річний дохід;
- вищу рентабельність;
- більший чистий грошовий потік;
- менший термін окупності інвестицій.

Особливо суттєва перевага цього методу спостерігається в зимовий період, коли нерівномірність навантаження є максимальною. Таким чином, оптимальною стратегією використання ESS у місцевому районі КЕС є саме підхід із максимізацією рівномірності графіка навантаження.

Узагальнюючи результати, можна зробити висновок, що впровадження систем накопичення електроенергії дозволяє значно підвищити технічну й економічну ефективність роботи КЕС. Основними перевагами ESS є підвищення гнучкості та маневреності енергоблоків, можливість економічного арбітражу, підвищення надійності електроживлення, зменшення пікових навантажень та забезпечення стабільної роботи мікромережі. З огляду на отримані результати, впровадження ESS у складі електроенергетичної інфраструктури місцевого району КЕС є технічно обґрунтованим і економічно доцільним рішенням.

Таким чином, поставлена мета роботи досягнута, а всі завдання виконано. Отримані результати можуть бути використані для проектування, модернізації та подальшої оптимізації роботи енергетичних об'єктів із застосуванням сучасних систем накопичення електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Abdulmalik, & Sabo, Aliyu & Ogunleye, Olutosin & Abdul Wahab, Noor Izzri & Shahinzadeh, Hossein & Na'inna, Abdulmajid. (2025). Microgrid Control Techniques: A Review. *Vokasi Unesa Bulletin of Engineering, Technology and Applied Science*. 2. 281-305. 10.26740/vubeta.v2i2.36477.
2. J., Smriti & Sahoo, Subash & Das, Dulal. (2025). MICROGRIDS INTEGRATED WITH DIVERSE ENERGY STORAGE TECHNOLOGIES, ITS CHALLENGES AND OPTIMIZED APPLICATIONS: A REVIEW. *Suranaree Journal of Science and Technology*. 32. 010360(1-13). 10.55766/sujst7894.
3. Jung, Sang-Woo & An, Yoon Young & Suh, Beomkyu & Park, YongBeom & Kim, Jian & Kim, Ki-II. (2025). Multi-Agent Deep Reinforcement Learning for Scheduling of Energy Storage System in Microgrids. *Mathematics*. 13. 1999. 10.3390/math13121999.
4. Shah, Jaymin. (2024). Energy Storage Systems for Power Quality Improvement in Distribution Networks. 15. 10.71097/IJAIDR.v15.i1.1332.
5. Ojo, Oluwafemi & Salman, Muhammad & Agbanusi, Ijeoma & Azubuike, Chinedu & Olaleye, Tosin & Oyesanya, Ayodele & Ajiboye, Joshua. (2025). Enhancing Power Grid Resilience Through Energy Storage And Demand Response. *Path of Science*. 11. 8023. 10.22178/pos.113-25.
6. Wang, Kaikai & Wang, Yao & Gao, Jin & Liang, Yan & Ma, Zhenfei & Liu, Hanyue & Li, Zening. (2025). Multi-Objective Optimization of Energy Storage Station Configuration in Power Grids Considering the Flexibility of Thermal Load Control. *Energies*. 18. 2527. 10.3390/en18102527.
7. Yamuna, Pagidela & Visali, N.. (2025). Optimal placement of energy storage system in hybrid AC/DC microgrid to enhance stability. *International Journal*

- of Power Electronics and Drive Systems (JPEDS). 16. 195. 10.11591/ijped.v16.i1.pp195-203.
8. Nour, Morsy & Magdy, Gaber & Bakeer, Abualkasim & Telba, Ahmad & Beroual, Abderrahmane & Khaled, Usama & Ali, Hossam. (2023). A New Fractional-Order Virtual Inertia Support Based on Battery Energy Storage for Enhancing Microgrid Frequency Stability. *Fractal and Fractional*. 7. 855. 10.3390/fractalfract7120855.
 9. Xu, Haidong & Ding, Yifan & Sun, Feifei & Wang, Renshun & Geng, Guangchao & Jiang, Quanyuan. (2024). Consecutive Year-by-Year Planning of Grid-Side Energy Storage System Considering Demand-Side Response Resources. *Energies*. 17. 3639. 10.3390/en17153639.
 10. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
 11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
 12. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
 13. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, ., В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008.– 102 с.
 14. Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
 15. Суть і призначення амортизації. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/fmib/17nebava_ekonomika_organizaciya_v_irobnichoyi_diyalnosti/54.htm .
 16. Погодинні ціни куплі продажу електроенергії. - [Електронний ресурс]- Режим доступу: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricestr> .

- 17.Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці – М. Й. Бурбело, Т. В. Макарова, М. А. Томчук – 2023, 66 с.
- 18.Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня бакалавра галузі знань 14 «Електрична інженерія» / уклад.: С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 65 с.
- 19.ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
- 20.ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
- 21.ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи: Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення енергоефективності живлення місцевого району конденсаційної електростанції 950 МВт.

Тип роботи: _____ магістерська кваліфікаційна робота _____
(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ _____ ЕСС, ФЕЕЕМ, ЕС-24м _____
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КПІ) 19.17 %

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.
- У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.
- У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Заб кадр ЕСС Камер В.С.
(прізвище, ініціали, посада)

(підпис)

Труш кадр ЕСС Лисенко П.Р.
(прізвище, ініціали, посада)

(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку Випишевський С.Я. к.т.н., доц. каф. ЕСС
(підпис) (прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)
Керівник Кулик В.В., професор кафедри ЕСС
(підпис) (прізвище, ініціали, посада)

Здобувач Таргус В.В.
(підпис)

(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

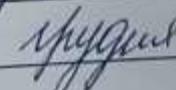
на тему:

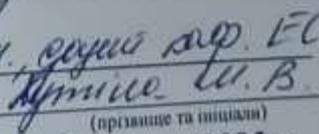
«Застосування промислових накопичувачів енергії для підвищення енергоефективності живлення місцевого району конденсаційної електростанції 950 МВт»
08-21.МКР.016.00.004 ТЗ

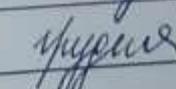
Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Таргус В. В.
(прізвище та ініціали)

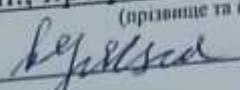
Керівник: професор кафедри ЕСС
Кулик В. В.
(прізвище та ініціали)

« 11 »  2025 р.

Опонує:  К.Т.Н.  Кулик В. В.
(прізвище та ініціали)

« 12 »  2025 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 24 »  2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень полягає в провадженні систем накопичення електроенергії для місцевого району КЕС. Накопичувачі електроенергії (ESS) в свою чергу дозволяють забезпечувати місцевий район електроенергією в пікові навантаження врегульовуючи графіки навантаження. Також накопичувачі певною мірою дозволяють КЕС краще працювати в піки споживання, в запуску блоків, підвищить маневреність та дозволить впливати на економіку.

б) наказ ректора ВНТУ від 08 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) Метою магістерської роботи є підвищення ефективності та надійності роботи КЕС шляхом впровадження систем накопичування електроенергії для підтримання енергетичного балансу. Блоки, що працюють на місцевий район отримують можливість працювати рівномірно, забезпечуючи нерівномірне навантаження.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Yamuna, Pagidela & Visali, N.. (2025). Optimal placement of energy storage system in hybrid AC/DC microgrid to enhance stability. International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS). 16. 195. 10.11591/ijpeds.v16.i1.pp195-203.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження Конденсаційної електростанції (КЕС):

– технічне завдання: з проектувати конденсаційну електростанцію (КЕС) 950 МВт, та приєднати до неї накопичувачі електроенергії 24 МВт.;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва.

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання теплової енергії

– 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.

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб КЕС виконати проектування резервного живлення.

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 КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	08.09.2025	15.09.2025	
2	Обґрунтування проектування КЕС	16.09.2025	19.09.2025	
3	Електротехнічна частина	22.09.2025	06.10.2025	
4	Перспективи розвитку використання ESS в мікромережах	07.10.2025	13.10.2025	
5	Охорона праці	14.10.2025	20.10.2025	
6	Економічна частина	21.10.2025	30.10.2025	
7	Оформлення пояснювальної записки	01.11.2025	20.11.2025	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.2025	26.11.2025	
9	Перевірка мкр на плагіат. Попередній захист мкр	28.11.2025	04.12.2025	
10	Рецензування МКР	05.12.2025	08.12.2025	
11	Захист МКР	За графіком		

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини КЕС потужністю 950 МВт, а також приєднання накопичувачів електроенергії (ESS) для кращої роботи станції та забезпечення безперебійності електроенергії.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. 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, 2021 р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Вибір вимикачів та роз'єднувачі

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 110 кВ	100SFMT40SE	РНД-110/2000У1
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110/123 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 496 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 1200 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 8,892 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 9,55 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 18,622 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 9,614 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 24,742 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 44,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
Г1 – 10,5 кВ	МГУ-20-90/6300У	РВР20/6300УЗ
$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 00 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 4300 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 6000 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 6300 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 67,787 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 90 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 28,826 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 127,28 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 24,812 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 105 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 67,184 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 260 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 6891,248 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ПРТВП – 6,6 кВ	МГГ-10-45/3200У	РВР20/6300УЗ
$U_{\text{НОМ}} = 6,6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 773,3 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 3200 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 6300 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 7,843 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 45 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 16,626 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 20,95 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 5,199 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 45 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 38,105 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 260 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 30,748 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
АТЗ НН – 38,6 кВ	100SFMT63SE	РНД-110/2000ХЛ1
$U_{\text{ном}} = 38,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110/123 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 710,8 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 18,519 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 63 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 5,672 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 45,753 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 4,787 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	—
$i_{\text{y}} = 13,06 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 162 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 10,587 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ДОДАТОК Г

Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вкажемо всі елементи, які впливають на струм КЗ і намічаємо точки КЗ (рис.).

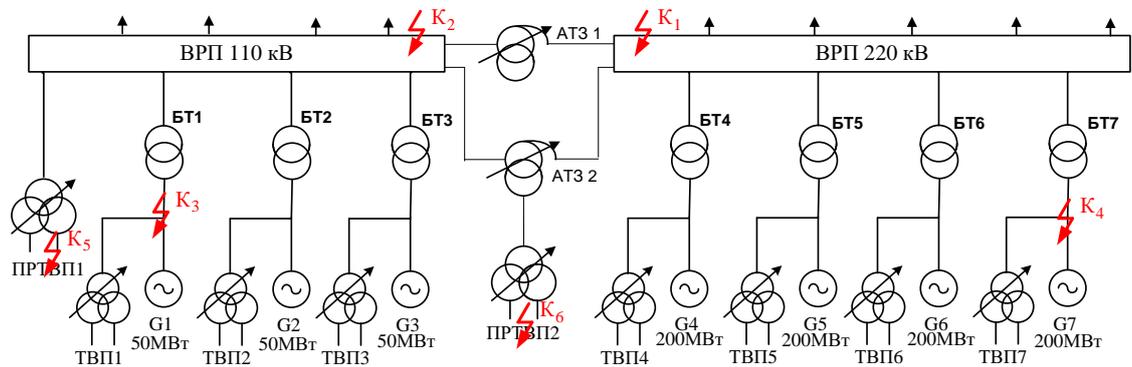


Рисунок Г.1 – Місце знаходження точок короткого замикання

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути представлені в відносних або іменованих одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях усі опори схеми повинні бути представлені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є одна або декілька ступенів трансформації.

$$X_{\text{лел.с}} = X_0 \cdot L_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (2)$$

$$X_{\text{лел.с}} = 0,32 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{220^2} = 0,992(\text{В.о}).$$

Опір генераторів:

$$X_G = X_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Г.НОМ}}}; \quad (3)$$

- 50 МВт

$$X_{G1-3} = 0,135 \cdot \frac{1000}{63,5} = 2,126(\text{В.о}).$$

- 200 МВт

$$X_{G4-7} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,5} = 0,807(\text{В.о}).$$

Опір блочних трансформаторів :

$$X_{\text{БТР}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (4)$$

$$X_{\text{БТР}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,667(\text{В.о}).$$

$$X_{\text{БТС}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (5)$$

$$X_{\text{БТС}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44(\text{В.о}).$$

Опір ПРТВП:

$$X_{\text{ПРТВП1}} = \frac{1,875 \cdot u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (6)$$

$$X_{\text{ПРТВП1}} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875(\text{В.о}).$$

$$X_{\text{ПРТВП2}} = \frac{1,875 \cdot u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (7)$$

$$X_{\text{ПРТВП2}} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{35} = 5,625(\text{В.о}).$$

Опір АТЗ:

$$X_{\text{кВ}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (u_{\text{кВН}} + u_{\text{кВС}} - u_{\text{кСН}})}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Н}}}; \quad (8)$$

$$X_{\text{кВ}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (11 + 35 - 22)}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,905(\text{В.о});$$

$$X_{\text{кС}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (u_{\text{кВН}} - u_{\text{кВС}} + u_{\text{кСН}})}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Н}}}; \quad (9)$$

$$X_{\text{кС}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (11 - 35 + 22)}{100} \cdot \frac{1000}{63} = -0,159 \approx 0(\text{В.о});$$

$$X_{\text{кН}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-u_{\text{кВН}} + u_{\text{кВС}} + u_{\text{кСН}})}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Н}}}; \quad (10)$$

$$X_{\text{кН}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-11 + 35 + 22)}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,651(\text{В.о});$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E''_*}{x_{\text{рез}^*}} \cdot I_B; \quad (11)$$

де E''_* – ЕРС джерела, в.о.; $x_{\text{рез}^*}$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов; I_B – базисний струм, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}}; \quad (12)$$

К₁ Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 (2.13). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (2.14).

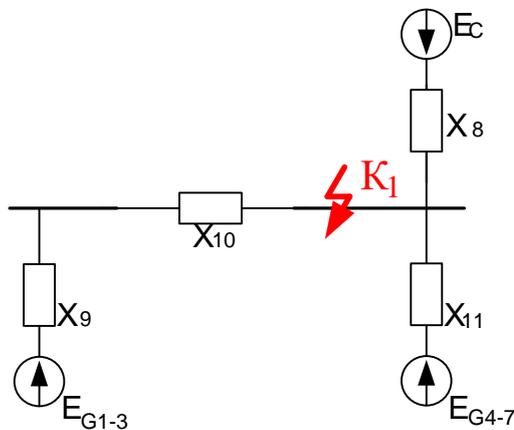


Рисунок Г.3

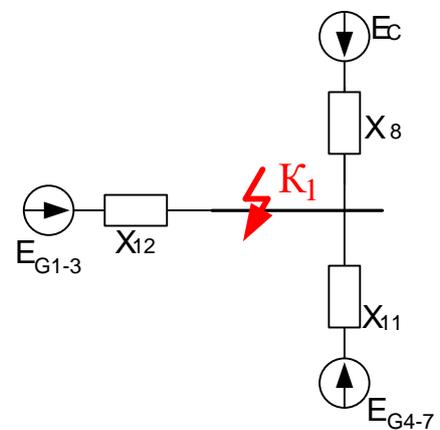


Рисунок Г.4

$$x_1 = x_{B1} + x_{\Gamma 1-3}; \quad (13)$$

$$x_1 = 2,126 + 1,667 = 3,793(\text{в.о.});$$

$$x_2 = x_{B2} + x_{\Gamma 1-3}; \quad (14)$$

$$x_2 = 2,126 + 1,667 = 3,793(\text{в.о.});$$

$$x_3 = x_{B3} + x_{\Gamma 1-3}; \quad (15)$$

$$x_3 = 2,126 + 1,667 = 3,793(\text{в.о.});$$

$$x_4 = x_{B4} + x_{\Gamma 4-7}; \quad (16)$$

$$x_4 = 0,807 + 0,440 = 1,247(\text{в.о.});$$

$$x_5 = x_{B5} + x_{\Gamma 4-7}; \quad (17)$$

$$x_5 = 0,807 + 0,440 = 1,247(\text{в.о.});$$

$$x_6 = x_{B6} + x_{\Gamma 4-7}; \quad (18)$$

$$x_6 = 0,807 + 0,440 = 1,247(\text{в.о.});$$

$$x_7 = x_{B7} + x_{\Gamma 4-7}; \quad (19)$$

$$x_7 = 0,807 + 0,440 = 1,247(\text{в.о.});$$

$$x_8 = x_c + \frac{x_{\text{пен.с}}}{5}; \quad (20)$$

$$x_8 = 0,006 + \frac{0,992}{5} = 0,204(\text{в.о.});$$

$$x_9 = x_C + x_B; \quad (21)$$

$$x_9 = 1,905 + 3,651 = 5,556(\text{в.о.});$$

$$x_{10} = \frac{x_1}{3}; \quad (22)$$

$$x_{10} = \frac{3,793}{3} = 1,264(\text{в.о.});$$

$$x_{11} = \frac{x_6}{2}; \quad (23)$$

$$x_{11} = \frac{1,905}{2} = 0,952(\text{в.о.});$$

$$x_{12} = \frac{x_4}{4}; \quad (24)$$

$$x_{12} = \frac{1,247}{4} = 0,312(\text{в.о.});$$

$$x_{13} = x_9 + x_{10}; \quad (25)$$

$$x_{12} = 1,264 + 0,952 = 2,217(\text{в.о.});$$

$$E_{G1-3}=1,08; E_{G4-7}=1,13; E_c=1.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (26)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2,624 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{E''}{X_8} \cdot I_B; \quad (27)$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{0,204} \cdot 2,624 = 12,850(\text{кА});$$

$$I_{\text{поГ1-3}} = \frac{E''_{G1-3}}{X_{12}} \cdot I_B; \quad (28)$$

$$I_{\text{поГ1-3}} = \frac{1,08}{2,217} \cdot 2,624 = 1,279(\text{кА});$$

$$I_{\text{поГ4-7}} = \frac{E''_{G4-7}}{X_{11}} \cdot I_B; \quad (29)$$

$$I_{\text{поГ4-7}} = \frac{1,13}{0,312} \cdot 2,624 = 9,514(\text{кА});$$

К₂ Приведем схему 2.15 до вигляду рис. 2.16

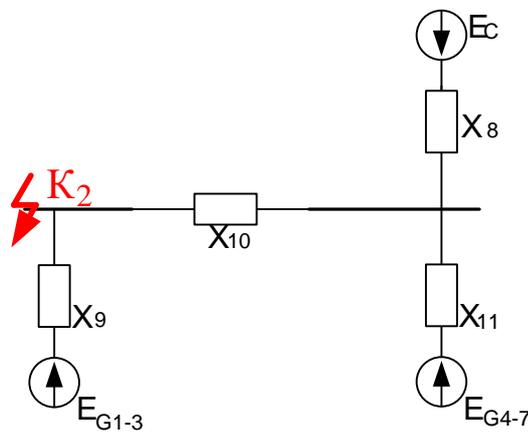


Рисунок Г.5

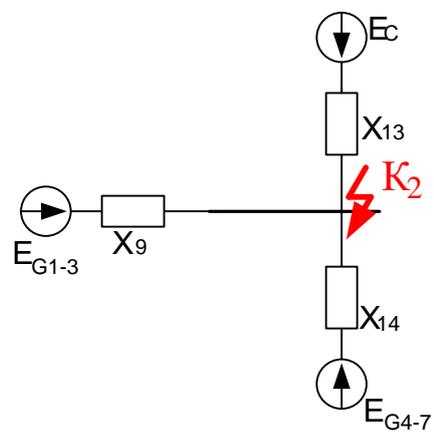


Рисунок Г.6

$$x_{\Delta} = x_{10} \cdot (x_8 + x_{11}); \quad (30)$$

$$x_{\Delta} = 0,952 \cdot (0,204 + 0,312) = 0,491(\text{в.о.});$$

$$x_{13} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_{11}}; \quad (31)$$

$$x_{13} = 0,204 + \frac{0,491}{0,312} = 1,781(\text{в.о.});$$

$$x_{14} = x_{11} + \frac{x_{\Delta}}{x_8}; \quad (32)$$

$$x_{14} = 0,312 + \frac{0,491}{0,204} = 2,718(\text{в.о.});$$

$$E_{G1-3}=1,08; \quad E_{G4-7}=1,13; \quad E_c=1.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (33)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 5,249 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{E''_C}{X_{13}} \cdot I_B; \quad (34)$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{1,781} \cdot 5,249 = 2,948(\text{кА});$$

$$I_{\text{пог}_{1-3}} = \frac{E''_{G1-3}}{X_9} \cdot I_B; \quad (35)$$

$$I_{\text{пог}_{1-3}} = \frac{1,08}{1,264} \cdot 5,249 = 4,484(\text{кА});$$

$$I_{\text{пог}_{4-7}} = \frac{E''_{G4-7}}{X_{14}} \cdot I_B; \quad (36)$$

$$I_{\text{пог}_{4-7}} = \frac{1,13}{2,718} \cdot 5,249 = 2,182(\text{кА});$$

К₃ Приведемо схему 2.17 до вигляду рисунку 2.18

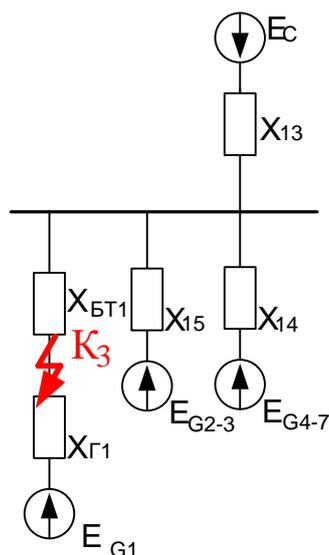


Рисунок Г.7

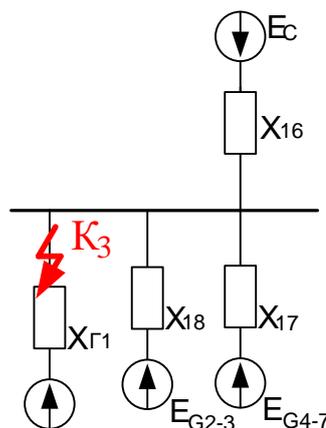


Рисунок Г.8

$$x_{15} = \frac{x_2}{2}; \quad (37)$$

$$x_{15} = \frac{3,793}{2} = 1,896(\text{в.о.});$$

$$x_{\Delta} = x_{BT1} \cdot (x_{14} \cdot x_{13} + x_{14} \cdot x_{15} + x_{13} \cdot x_{15}); \quad (38)$$

$$x_{\Delta} = 1,667 \cdot (2,718 \cdot 1,718 + 1,718 \cdot 1,896 + 2,718 \cdot 1,896) = 22,282(\text{в.о.});$$

$$x_{16} = x_{13} + \frac{x_{\Delta}}{x_{14} \cdot x_{15}}; \quad (39)$$

$$x_{16} = 1,781 + \frac{22,282}{2,718 \cdot 1,896} = 6,104(\text{в.о.});$$

$$x_{17} = x_{14} + \frac{x_{\Delta}}{x_{13} \cdot x_{15}}; \quad (40)$$

$$x_{17} = 2,718 + \frac{22,282}{1,781 \cdot 1,896} = 9,316(\text{в.о.});$$

$$x_{18} = x_{15} + \frac{x_{\Delta}}{x_{13} \cdot x_{14}}; \quad (41)$$

$$x_{18} = 1,896 + \frac{22,282}{1,781 \cdot 2,718} = 6,501(\text{в.о.});$$

$$E_{G1-3}=1,08; \quad E_{G4-7}=1,13; \quad E_c=1.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (42)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)}$$

$$I_{пос} = \frac{E''_C}{X_{16}} \cdot I_B; \quad (43)$$

$$I_{пос} = \frac{1}{6,104} \cdot 54,986 = 9,008 \text{ (кА)};$$

$$I_{пог1к3} = \frac{E''_{G1}}{X_{Г1}} \cdot I_B; \quad (44)$$

$$I_{пог1к3} = \frac{1,08}{2,126} \cdot 54,986 = 27,933 \text{ (кА)};$$

$$I_{пог2-3} = \frac{E''_{G2-3}}{X_{18}} \cdot I_B; \quad (45)$$

$$I_{пог2-3} = \frac{1,08}{6,501} \cdot 54,986 = 9,135 \text{ (кА)};$$

$$I_{пог4-7} = \frac{E''_{G4-7}}{X_{17}} \cdot I_B; \quad (46)$$

$$I_{пог4-7} = \frac{1,13}{9,316} \cdot 54,986 = 6,669 \text{ (кА)};$$

К₄ Приведем схему 2.19 до вигляду рисунок 2.20

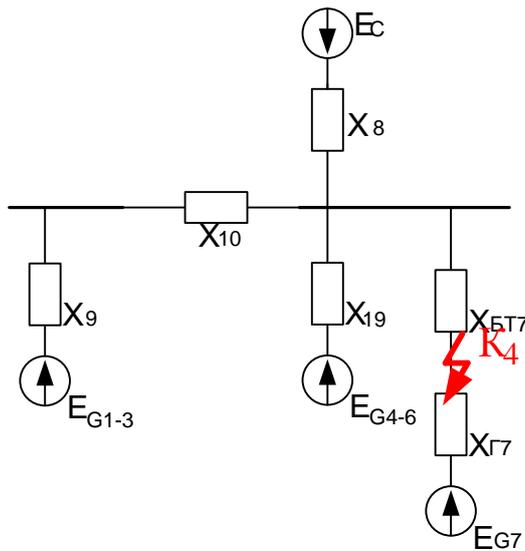


Рисунок Г.9

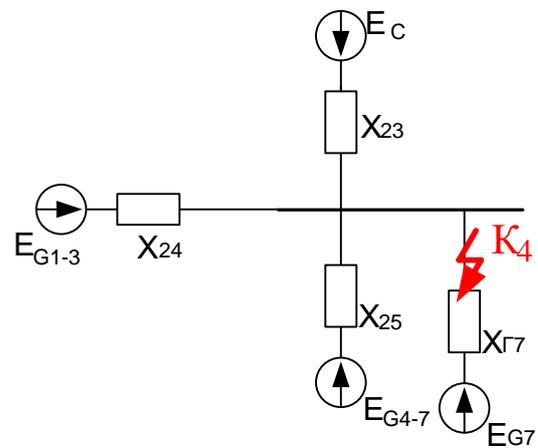


Рисунок Г.10

$$x_{19} = \frac{x_4}{3}; \quad (47)$$

$$x_{19} = \frac{1,247}{3} = 0,416(\text{B.O.});$$

$$x_{\Delta} = x_{10} \cdot (x_8 \cdot x_9 + x_8 \cdot x_{19} + x_9 \cdot x_{19}); \quad (48)$$

$$x_{\Delta} = 0,952 \cdot (0,204 \cdot 1,264 + 0,204 \cdot 0,416 + 1,264 \cdot 0,416) = 0,827(\text{e.o.});$$

$$x_{20} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_{19}}; \quad (49)$$

$$x_{20} = 0,204 + \frac{0,827}{1,264 \cdot 0,416} = 1,778(\text{B.O.});$$

$$x_{21} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_{19}}; \quad (50)$$

$$x_{21} = 1,264 + \frac{0,827}{0,204 \cdot 0,416} = 11,009(\text{B.O.});$$

$$x_{22} = x_{19} + \frac{x_{\Delta}}{x_8 \cdot x_9}; \quad (51)$$

$$x_{22} = 0,416 + \frac{0,827}{0,204 \cdot 1,264} = 3,619(\text{B.O.});$$

$$x_{\Delta} = x_{BT2} \cdot (x_{20} \cdot x_{21} + x_{20} \cdot x_{22} + x_{21} \cdot x_{22}); \quad (52)$$

$$x_{\Delta} = 0,44 \cdot (1,778 \cdot 11,009 + 1,778 \cdot 3,619 + 11,009 \cdot 3,619) = 28,978(\text{e.o.});$$

$$x_{23} = x_{20} + \frac{x_{\Delta}}{x_{21} \cdot x_{22}}; \quad (53)$$

$$x_{23} = 1,778 + \frac{28,978}{11,009 \cdot 3,916} = 2,506(\text{B.O.});$$

$$x_{24} = x_{21} + \frac{x_{\Delta}}{x_{20} \cdot x_{22}}; \quad (54)$$

$$x_{24} = 11,009 + \frac{28,978}{1,778 \cdot 3,916} = 15,511(\text{B.O.});$$

$$x_{25} = x_{22} + \frac{x_{\Delta}}{x_{20} \cdot x_{21}}; \quad (55)$$

$$x_{25} = 3,916 + \frac{28,978}{1,778 \cdot 11,009} = 5,099(\text{в.о.});$$

$$E_{G1-3}=1,08; E_{G4-7}=1,13; E_c=1.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (56)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,657 (\kappa A)$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{E''_C}{X_{23}} \cdot I_B; \quad (57)$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{2,506} \cdot 36,657 = 14,629(\kappa A);$$

$$I_{\text{пос}G1-3} = \frac{E''_{G1-3}}{X_{24}} \cdot I_B; \quad (58)$$

$$I_{\text{пос}G1-3} = \frac{1,08}{15,511} \cdot 36,657 = 2,552(\kappa A);$$

$$I_{\text{пос}G4-6} = \frac{E''_{G4-6}}{X_{25}} \cdot I_B; \quad (59)$$

$$I_{\text{пос}G4-6} = \frac{1,13}{5,099} \cdot 36,657 = 8,123(\kappa A);$$

$$I_{\text{пос}Г7КЗ} = \frac{E''_{G1}}{X_{Г7}} \cdot I_B; \quad (60)$$

$$I_{\text{пос}Г7КЗ} = \frac{1,13}{0,807} \cdot 36,657 = 51,342(\kappa A);$$

К₅ Приведемо схему 2.21 та 2.22 до вигляду рисунок 2.23.

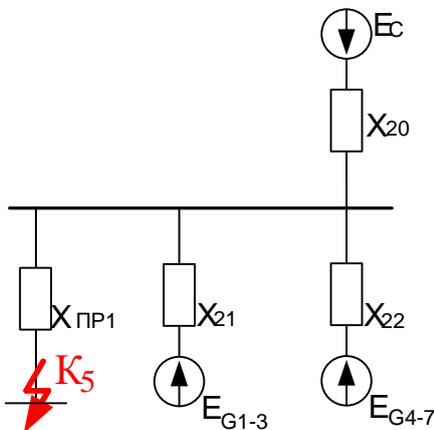


Рисунок Г.11

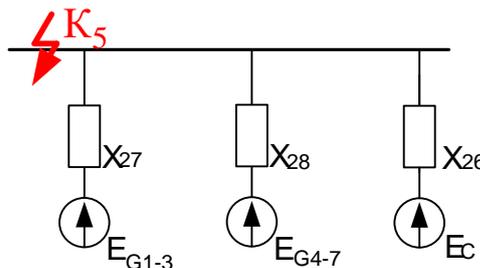


Рисунок Г.12

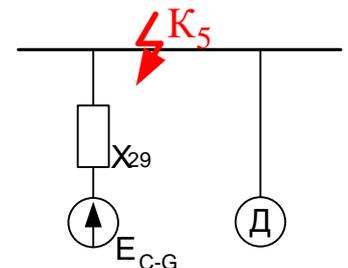


Рисунок Г.13

$$x_{\Delta} = x_{\text{ПРТВИП}} \cdot (x_{20} \cdot x_{21} + x_{20} \cdot x_{22} + x_{21} \cdot x_{22}); \quad (61)$$

$$x_{\Delta} = 7,875 \cdot (1,778 \cdot 11,009 + 1,778 \cdot 3,619 + 11,009 \cdot 3,619) = 518,64(\text{в.о.});$$

$$x_{26} = x_{20} + \frac{x_{\Delta}}{x_{21} \cdot x_{22}}; \quad (62)$$

$$x_{26} = 1,778 + \frac{518,64}{11,009 \cdot 3,619} = 14,796(\text{в.о.});$$

$$x_{27} = x_{21} + \frac{x_{\Delta}}{x_{20} \cdot x_{22}}; \quad (63)$$

$$x_{27} = 11,009 + \frac{518,64}{1,778 \cdot 3,619} = 91,587(\text{в.о.});$$

$$x_{28} = x_{22} + \frac{x_{\Delta}}{x_{20} \cdot x_{21}}; \quad (64)$$

$$x_{28} = 3,619 + \frac{518,64}{11,009 \cdot 1,778} = 30,108(\text{в.о.});$$

$$x_{29} = \frac{x_{26} \cdot x_{27} \cdot x_{28}}{x_{26} \cdot x_{27} + x_{26} \cdot x_{28} + x_{27} \cdot x_{28}} + X_{\text{ПРТВИП}}; \quad (65)$$

$$x_{29} = \frac{14,796 \cdot 91,587 \cdot 30,108}{14,796 \cdot 91,587 + 14,796 \cdot 30,108 + 91,587 \cdot 30,108} + 7,875 = 16,826(\text{в.о.});$$

$$E_{G1-3}=1,08; E_{G4-7}=1,13; E_c=1.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (66)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,477 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{ПОС-Г}} = \frac{E''_C}{X_{29}} \cdot I_B; \quad (67)$$

$$I_{\text{ПОС-Г}} = \frac{1}{16,826} \cdot 87,477 = 5,199(\text{кА});$$

$$I_{\text{ПОД}} = 4 \cdot 1,25 \frac{S_{\text{ТР1}}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 2}; \quad (68)$$

$$I_{\text{ПОД}} = 4 \cdot 1,25 \frac{25}{6,3 \cdot 2} = 9,92(\text{в.о.}) \text{ (кА)};$$

К₆ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₆ представлена на рис. 2.24 та спрощена схема 2.25 .

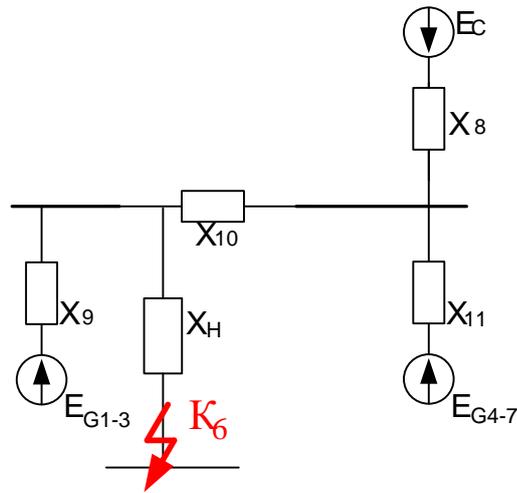


Рисунок Г.14

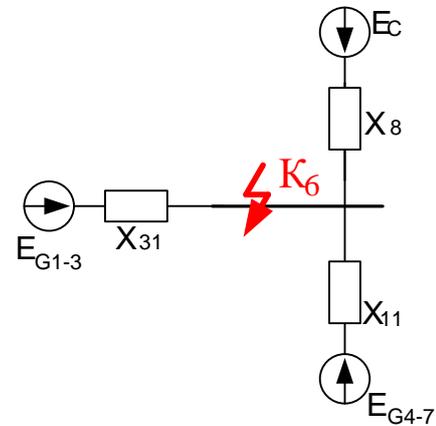


Рисунок Г.15

$$x_{\Delta} = x_H \cdot (x_8 + x_{11}); \quad (69)$$

$$x_{\Delta} = 3,65 \cdot (1,264 + 0,952) = 8,092(\text{в.о.});$$

$$x_{29} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}}; \quad (70)$$

$$x_{13} = 1,264 + \frac{8,092}{0,952} = 9,716(\text{в.о.});$$

$$x_{30} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9}; \quad (71)$$

$$x_{30} = 0,952 + \frac{8,092}{1,264} = 7,353(\text{в.о.});$$

$$x_{31} = x_{29} + x_{30}; \quad (72)$$

$$x_{31} = 9,716 + 7,353 = 17,115(\text{в.о.});$$

$$E_{G1-3}=1,08; \quad E_{G4-7}=1,13; \quad E_c=1.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (73)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 14,996 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{E''_C}{X_{29}} \cdot I_B; \quad (74)$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{9,716} \cdot 14,996 = 1,536(\text{кА});$$

$$I_{\text{пog}_{1-3}} = \frac{E''_{G1-3}}{X_{31}} \cdot I_B; \quad (75)$$

$$I_{\text{пog}_{1-3}} = \frac{1,08}{17,115} \cdot 14,996 = 0,946(\text{кА});$$

$$I_{\text{пog}_{4-7}} = \frac{E''_{G4-7}}{X_{30}} \cdot I_B; \quad (76)$$

$$I_{\text{пog}_{4-7}} = \frac{1,13}{7,353} \cdot 14,996 = 2,304(\text{кА});$$

Таблиця Г.1 – Періодична складова струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА
КЗ1 Шина 220кВ	Система	12,85
	Генератор 1-3	1,279
	Генератор 4-7	9,514
КЗ2 Шина 110кВ	Система	2,948
	Генератор 1-3	4,484
	Генератор 4-7	2,182
КЗ3 Г1	Система	9,008
	Генератор КЗ1	27,933
	Генератор 2-3	9,135
	Генератор 4-7	6,669
КЗ4 Г7	Система	14,629
	Генератор 1-3	2,552
	Генератор 4-6	8,123
	Генератор КЗ7	51,342
КЗ5 ПРТВП 1	Система-Генератори	5,199
	Ел двигуни в.п	9,92

Продовження таблиці Г1

КЗ6 АТЗ НН	Система	1,536
	Генератор 1-3	0,946
	Генератор 4-7	2,304

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot k_y; \quad (77)$$

Таблиця Г.2 – Періодична складова струмів КЗ і час τ для різних КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$, кА	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
КЗ1 Шина 220кВ	Система	12,85	0,05	0,24	1,88	0,812
	Генератор 1-3	1,279	0,04	0,545	1,982	0,929
	Генератор 4-7	9,514	0,02	0,03	1,717	0,513
КЗ2 Шина 110кВ	Система	2,948	0,05	0,24	1,88	0,812
	Генератор 1-3	4,484	0,04	0,55	1,982	0,929
	Генератор 4-7	2,182	0,02	0,02	1,608	0,368
КЗ3 Г1	Система	9,008	0,05	0,24	1,88	0,812
	Генератор КЗ1	27,933	0,05	0,24	1,88	0,812
	Генератор 2-3	9,135	0,04	0,545	1,982	0,929
	Генератор 4-7	6,669	0,02	0,07	1,9	0,751
КЗ4 Г7	Система	14,629	0,05	0,24	1,88	0,812
	Генератор 1-3	2,552	0,04	0,545	1,982	0,929
	Генератор 4-6	8,123	0,04	0,545	1,982	0,929
	Генератор КЗ7	51,342	0,02	0,15	1,935	0,875
КЗ5 ПРТВП 1	Система- Генератори	5,199	0,085	0,076	1,881	0,327
	Ел двигуни в.п	9,92	0,085	0,04	1,65	0,119

Продовження таблиці Г.2

КЗ5 АТЗ НН	Система	1,536	0,05	0,24	1,88	0,812
	Генератор 1-3	0,946	0,04	0,545	1,982	0,929
	Генератор 4-7	2,304	0,02	0,06	1,88	0,717

де $I_{по}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ. Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{п} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (78)$$

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

$\boxed{K_1}$ Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{пoc} \cdot k_y; \quad (79)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 12,85 \cdot 1,717 = 31,202 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{пo\Gamma 1-3} \cdot k_y; \quad (80)$$

$$i_{y\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 1,279 \cdot 1,88 = 3,4 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot I_{пo\Gamma 4-7} \cdot k_y; \quad (81)$$

$$i_{y\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot 9,514 \cdot 1,982 = 26,667 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова:

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{пoc} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (82)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 12,85 \cdot 0,513 = 9,33 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{пo\Gamma 1-3} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (83)$$

$$i_{ar\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 1,279 \cdot 0,812 = 1,468 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 4-7} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (84)$$

$$i_{ar\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot 9,514 \cdot 0,929 = 12,503 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то приймаємо, що

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = \text{const.}$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 12.85 \text{ (кА)};$$

Розраховуємо періодичні складові струму КЗ.

$$I'_{ном\Gamma 1-3} = \frac{n \cdot S_{ном1-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp\text{ КЗ}}} ; \quad (85)$$

$$I'_{ном\Gamma 1-3} = \frac{3 \cdot 63,5}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,5 \text{ (кА)}$$

$$I'_{ном\Gamma 4-7} = \frac{n \cdot S_{ном\Gamma 4-7}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp\text{ КЗ}}} ; \quad (86)$$

$$I'_{ном\Gamma 4-7} = \frac{4 \cdot 235,5}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2,472 \text{ (кА)}$$

$$\frac{I_{no\Gamma 1-3}}{I'_{ном\Gamma 1-3}} = \frac{1,279}{0,5} = 2,558 > 1, \text{ по графіку кривих } 0,93$$

$$I_{п\tau\Gamma 1-3} = 0,93 \cdot 1,279 = 1,189 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{no\Gamma 4-7}}{I'_{ном\Gamma 4-7}} = \frac{9,514}{2,472} = 3,849 > 1, \text{ по графіку кривих } 0,81$$

$$I_{п\tau\Gamma 4-7} = 0,81 \cdot 9,514 = 7,706 \text{ (кА)};$$

К₂ Всі розрахунки аналогічні випадку К₁.

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noc} \cdot k_y ; ; \quad (87)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 2,948 \cdot 1,608 = 6,703 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 1-3} \cdot k_y ; ; \quad (88)$$

$$i_{y\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 4,484 \cdot 1,88 = 11,921 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 4-7} \cdot k_y ; ; \quad (89)$$

$$i_{y\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot 2,182 \cdot 1,982 = 6,117 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова:

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{noc} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (90)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 2,948 \cdot 0,368 = 1,534 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 1-3} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (91)$$

$$i_{ar\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 4,484 \cdot 0,812 = 5,149 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 4-7} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (92)$$

$$i_{ar\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot 2,182 \cdot 0,929 = 2,868 \text{ (кА)};$$

$$I_{nrC} = I_{noc} = 2,948 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном\Gamma 1-3} = \frac{n \cdot S_{ном\Gamma 1-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} ; \quad (93)$$

$$I'_{ном\Gamma 1-3} = \frac{3 \cdot 63,5}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1 \text{ (кА)}$$

$$I'_{ном\Gamma 4-7} = \frac{n \cdot S_{ном\Gamma 4-7}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} ; \quad (94)$$

$$I'_{ном\Gamma 4-7} = \frac{4 \cdot 235,5}{\sqrt{3} \cdot 110} = 4,944 \text{ (кА)}$$

$$\frac{I_{no\Gamma 1-3}}{I'_{ном\Gamma 1-3}} = \frac{4,484}{1} = 4,484 > 1, \text{ по графіку кривих } 0,75$$

$$I_{П\tau\Gamma 1-3} = 0,87 \cdot 4,484 = 3,901 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{no\Gamma 4-7}}{I'_{ном\Gamma 4-7}} = \frac{2,182}{4,944} = 0,441 < 1 ,$$

$$I_{пт\Gamma 4-7} = 2,182 \text{ (кА)};$$

К₃ Всі розрахунки аналогічні випадку К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{пoc} \cdot k_y ; ; \quad (95)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 9,008 \cdot 1,9 = 24,202 \text{ (кА)};$$

$$i_{yK3\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{пocK3\Gamma 1} \cdot k_y ; ; \quad (96)$$

$$i_{yK3\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 27,933 \cdot 1,88 = 74,265 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{пoc\Gamma 2-3} \cdot k_y ; ; \quad (97)$$

$$i_{y\Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot 9,135 \cdot 1,88 = 24,287 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot I_{пoc\Gamma 4-7} \cdot k_y ; ; \quad (98)$$

$$i_{y\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot 6,669 \cdot 1,982 = 18,694 \text{ (кА)};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{пoc} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (99)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 9,008 \cdot 0,751 = 9,573 \text{ (кА)};$$

$$i_{arK3\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{пocK3\Gamma 1} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (100)$$

$$i_{arK3\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 27,933 \cdot 0,812 = 32,074 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar\Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{пoc\Gamma 2-3} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (101)$$

$$i_{ar\Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot 9,135 \cdot 0,812 = 10,489 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot I_{пoc\Gamma 4-7} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (102)$$

$$i_{ar\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot 6,669 \cdot 0,929 = 8,764 \text{ (кА)};$$

$$I_{птC} = I_{ноC} = 9,008 \text{ (кА)};$$

$$I'_{номK3\Gamma 1} = \frac{n \cdot S_{ном1}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} ; \quad (103)$$

$$I'_{номK3\Gamma 1} = \frac{1 \cdot 63,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,492 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном\Gamma 2-3} = \frac{n \cdot S_{ном2-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} ; \quad (104)$$

$$I'_{\text{ном}\Gamma 2-3} = \frac{2 \cdot 63,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,983 \text{ (кА)}$$

$$I'_{\text{ном}\Gamma 4-7} = \frac{n \cdot S_{\text{ном}\Gamma 4-7}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срКЗ}}}; \quad (105)$$

$$I'_{\text{ном}\Gamma 4-7} = \frac{4 \cdot 235,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 51,797 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{поКЗ}\Gamma 1}}{I'_{\text{номКЗ}\Gamma 1}} = \frac{27,933}{3,492} = 8 > 1, \text{ по графіку кривих } 0,99$$

$$I_{\text{Пт}\Gamma 1-3} = 0,99 \cdot 27,933 = 27,653 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}\Gamma 2-3}}{I'_{\text{ном}\Gamma 2-3}} = \frac{9,135}{6,983} = 1,308 > 1, \text{ по графіку кривих } 0,85$$

$$I_{\text{Пт}\Gamma 1-3} = 0,85 \cdot 9,135 = 8,123 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}\Gamma 4-7}}{I'_{\text{ном}\Gamma 4-7}} = \frac{6,669}{51,797} = 0,129 < 1,$$

$$I_{\text{Пт}\Gamma 4-7} = 6,669 \text{ (кА)};$$

К₄ Всі розрахунки аналогічні випадку К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пос}} \cdot k_y; \quad (106)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 14,629 \cdot 1,935 = 40,032 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}\Gamma 1-3} \cdot k_y; \quad (107)$$

$$i_{y\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 2,552 \cdot 1,88 = 6,786 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}\Gamma 4-6} \cdot k_y; \quad (108)$$

$$i_{y\Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot 8,123 \cdot 1,982 = 22,77 \text{ (кА)};$$

$$i_{yКЗ\Gamma 7} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{поКЗ}\Gamma 7} \cdot k_y; \quad (109)$$

$$i_{yКЗ\Gamma 7} = \sqrt{2} \cdot 51,342 \cdot 1,982 = 143,911 \text{ (кА)};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пос}} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (110)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 14,629 \cdot 0,875 = 18,106 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}\Gamma 1-3} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (111)$$

$$i_{ar\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 2,552 \cdot 0,812 = 2,931 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau\Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}\Gamma 4-6} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (112)$$

$$i_{a\tau\Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot 8,123 \cdot 0,929 = 10,675 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau\text{КЗ}\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}\text{КЗ}\Gamma 1} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (113)$$

$$i_{a\tau\text{КЗ}\Gamma 7} = \sqrt{2} \cdot 51,342 \cdot 0,929 = 67,471 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{н}\tau\text{С}} = I_{\text{но}\text{С}} = 14,629 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ном}\Gamma 1-3} = \frac{n \cdot S_{\text{ном}1-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}\text{КЗ}}} ; \quad (114)$$

$$I'_{\text{ном}\Gamma 1-3} = \frac{3 \cdot 63,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6,983 \text{ (кА)}$$

$$I'_{\text{ном}\Gamma 4-6} = \frac{n \cdot S_{\text{ном}4-6}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}\text{КЗ}}} ; \quad (115)$$

$$I'_{\text{ном}\Gamma 4-6} = \frac{3 \cdot 235,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 25,898 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ном}\text{КЗ}\Gamma 7} = \frac{n \cdot S_{\text{ном}7}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}\text{КЗ}}} ; \quad (116)$$

$$I'_{\text{ном}\text{КЗ}\Gamma 7} = \frac{1 \cdot 63,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 8,633 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{но}\Gamma 1-3}}{I'_{\text{ном}\Gamma 1-3}} = \frac{2,552}{6,983} = 0,365 < 1 ,$$

$$I_{\text{П}\tau\Gamma 1-3} = 2,552 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{но}\Gamma 4-6}}{I'_{\text{ном}\Gamma 4-6}} = \frac{8,123}{25,898} = 0,314 < 1 ,$$

$$I_{\text{П}\tau\Gamma 4-7} = 8,123 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{но}\text{КЗ}\Gamma 7}}{I'_{\text{ном}\text{КЗ}\Gamma 7}} = \frac{51,342}{8,633} = 5,947 > 1 , \text{ по графіку кривих } 0,83$$

$$I_{\text{П}\tau\text{КЗ}\Gamma 7} = 0,83 \cdot 51,342 = 42,614 \text{ (кА)};$$

К₅

Всі розрахунки аналогічні випадку К₁.

$$i_{y\Gamma+C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОГ}+C} \cdot k_y ; ; \quad (117)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 5,199 \cdot 1,881 = 13,830 \text{ (кА)};$$

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОД}} \cdot k_y ; ; \quad (118)$$

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot 9,921 \cdot 1,65 = 23,149 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau\Gamma+C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОГ}+C} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (119)$$

$$i_{a\tau\Gamma+C} = \sqrt{2} \cdot 5,199 \cdot 0,327 = 2,403 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tauД} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОД}} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (120)$$

$$i_{a\tauД} = \sqrt{2} \cdot 9,921 \cdot 0,119 = 1,676 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$i_{nrC} = I_{noC} = 5,199 \text{ (кА)};$$

$$I_{nrД} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОД}} \cdot e^{-\tau/0,07} ; \quad (121)$$

$$I_{nrД} = \sqrt{2} \cdot 9,921 \cdot 0,267 = 4,166 \text{ (кА)};$$

К₆ Всі розрахунки аналогічні випадку К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОС}} \cdot k_y ; ; \quad (122)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 1,536 \cdot 1,88 = 74085 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОГ} 1-3} \cdot k_y ; ; \quad (123)$$

$$i_{y\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 0,946 \cdot 1,88 = 2,516 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОГ} 4-7} \cdot k_y ; ; \quad (123)$$

$$i_{y\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot 2,304 \cdot 1,982 = 6,459 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОС}} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (124)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 1,536 \cdot 0,717 = 1,557 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОГ} 1-3} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (125)$$

$$i_{a\tau\Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 0,946 \cdot 0,812 = 1,087 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОГ} 4-7} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} ; \quad (126)$$

$$i_{ar\Gamma 4-7} = \sqrt{2} \cdot 2,304 \cdot 0,929 = 3,028 \text{ (кА)};$$

$$I_{nrC} = I_{noC} = 1,536 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном\Gamma 1-3} = \frac{n \cdot S_{ном1-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}}; \quad (127)$$

$$I'_{ном\Gamma 1-3} = \frac{3 \cdot 63,5}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 2,857 \text{ (кА)}$$

$$I'_{ном\Gamma 4-7} = \frac{n \cdot S_{ном\Gamma 4-7}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}}; \quad (128)$$

$$I'_{ном\Gamma 4-7} = \frac{4 \cdot 235,5}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 14,126 \text{ (кА)}$$

$$\frac{I_{no\Gamma 1-3}}{I'_{ном\Gamma 1-3}} = \frac{0,946}{2,857} = 0,331 < 1,$$

$$I_{Пт\Gamma 1-3} = 0,946 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{no\Gamma 4-7}}{I'_{ном\Gamma 4-7}} = \frac{2,304}{14,126} = 0,163 < 1,$$

$$I_{Пт\Gamma 4-7} = 2,304 \text{ (кА)};$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання приведені в таблиці 13.

Таблиця Г.3 – Результати розрахунку коротких замикань

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА	I_{nr} , кА	i_{ar} , кА	i_y , кА
КЗ1	Генератори 1-3	1,279	1,189	1,468	3,400
	Генератори 4-7	9,514	7,706	12,503	26,667
	Система	12,850	12,850	9,330	31,202
	Σ	23,642	19,256	23,301	61,269
КЗ2	Генератори 1-3	4,484	3,901	5,149	11,921
	Генератори 4-7	2,182	2,182	2,868	6,117
	Система	2,948	2,948	1,534	6,703
	Σ	9,614	9,031	9,55	24,742

Продовження таблиці Г.3

КЗ3	Генератори 2-3	9,135	8,313	10,489	24,287
	Генератори 4-7	6,669	6,669	8,764	18,694
	Система	9,008	9,008	9,573	24,204
	Σ	24,812	23,990	28,826	67,184
	Генератор 1(КЗ)	27,933	27,653	32,074	74,265
КЗ4	Генератори 1-3	2,552	2,552	2,931	6,786
	Генератори 4-6	8,123	8,123	10,675	22,770
	Система	14,629	14,629	18,106	40,032
	Σ	25,305	25,305	31,712	69,588
	Генератор 7(КЗ)	51,342	42,614	67,471	143,911
КЗ5	Генератори + С	5,199	5,199	2,403	13,830
	Ел двигуни в.п.	9,921	9,921	1,676	23,149
	Σ	15,120	15,120	4,078	36,979
1. 36	Генератори 1-3	0,946	0,946	1,087	2,516
	Генератори 4-7	2,304	2,304	3,028	6,459
	Система	1,536	1,536	1,557	4,085
	Σ	4,787	4,787	5,672	13,06

Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура його нагріву струмами КЗ. Тому провідник чи апарат слід вважати термічно стійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує допустимих величин. Кількість в провіднику теплоти, що виділилася прийнято характеризувати тепловим імпульсом короткого замикання (або імпульсом квадратичного струму):

$$B_k = \int_0^t i^2 dt. \quad (129)$$

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: дальнє КЗ, КЗ поблизу генераторів і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться так:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{omk} + T_a); \quad (130)$$

де t_{omk} - час відключення (час дії струму КЗ).

Обчислимо КЗ1 :

$$B_k = 23,642^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 258,242 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

Максимальні струм:

$$I_{\max} = \frac{P_{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (131)$$

$$I_{\max W} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 617,5 \text{ (А)};$$

$$I_{\max БТ4-7} = \frac{235,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 650 \text{ (А)};$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 248 \text{ (А)};$$

Обчислимо КЗ2 :

$$B_k = 9,614^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 44,55 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

Максимальні струм:

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 308,7 \text{ (А)};$$

$$I_{\max БТ1-3} = \frac{63,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 350 \text{ (А)};$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496 \text{ (А)};$$

$$I_{\max ПРТВП} = \frac{17,68 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 92,796 \text{ (А)};$$

Обчислимо КЗЗ :

В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ.

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a}; \quad (132)$$

де $B_{\kappa a}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи.

$$B_{\kappa a} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}; \quad (133)$$

де $B_{\kappa n}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи $B_{\kappa C}$, періодичним струмом генераторів $B_{\kappa \Gamma}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{\kappa \Gamma C}$:

$$B_{\kappa n} = B_{\kappa C} + B_{\kappa \Gamma} + B_{\kappa \Gamma C}; \quad (134)$$

$$B_{\kappa C} = I_C^2 \cdot t_{відк}; \quad (135)$$

$$B_{\kappa \Gamma} = B_* \cdot I_{no\Gamma}^2 \cdot t_{відк}; \quad (136)$$

$$B_{\kappa \Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{no\Gamma} \cdot t_{відк}; \quad (137)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора,.

$$B_{\kappa a} = 24,812^2 \cdot 0,07 + 27,933^2 \cdot 0,24 + \frac{4 \cdot 24,812 \cdot 27,933}{0,07^{-1} + 0,24^{-1}} = 380,588 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa C} = 24,812^2 \cdot 4 = 2462,489 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa \Gamma} = 0,32 \cdot 27,933^2 \cdot 4 = 998,706 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa \Gamma C} = 2 \cdot 24,812 \cdot 0,55 \cdot 27,933 \cdot 4 = 3049,465 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa n} = 2462,489 + 998,706 + 3049,465 = 6510,66 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa} = 6510,66 + 380,588 = 6891,248 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

Максимальні струм:

$$I_{\max\Gamma 1-3} = \frac{3440}{0,8} = 4300 \text{ (A)};$$

$$I_{\max\text{ТВП}} = \frac{3400}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 124,634 \text{ (A)};$$

Обчислимо КЗ4 :

$$B_{\kappa a} = 25,305^2 \cdot 0,07 + 51,342^2 \cdot 0,24 + \frac{4 \cdot 25,305 \cdot 51,342}{0,07^{-1} + 0,24^{-1}} = 959,103 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa c} = 25,305^2 \cdot 4 = 2561,34 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa \Gamma} = 0,32 \cdot 51,342^2 \cdot 4 = 3163,227 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa \Gamma C} = 2 \cdot 25,305 \cdot 0,55 \cdot 51,342 \cdot 4 = 5716,508 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa \Pi} = 2561,64 + 3163,227 + 5716,508 = 11441,075 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa} = 11441,075 + 959,103 = 12400,178 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

Максимальні струм:

$$I_{\max\Gamma 4-7} = \frac{8625}{0,85} = 10147,059 \text{ (A)};$$

$$I_{\max\text{ТВП}} = \frac{13600}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 498,537 \text{ (A)};$$

Обчислимо КЗ5 :

$$T_{acx} = \frac{I_{ноC} \cdot T_{aC} + I_{ноД} \cdot T_{aД}}{I_{ноC} + I_{ноД}}; \quad (138)$$

$$T_{acx} = \frac{5,199 \cdot 0,076 + 9,921 \cdot 0,04}{5,199 + 9,921} = 0,052;$$

$$B_{\kappa} = I_{noc}^2 \cdot (t_{omk} + T_{acx}) + I_{ноД}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{Д} + T_{acx}) + 2 \cdot I_{ноД} \cdot I_{noc} \cdot (T'_{Д} + T_{acx}); \quad (2.174)$$

$$B_{\kappa} = 5,199^2 \cdot (0,3 + 0,052) + 9,921^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,052) + 2 \cdot 5,199 \cdot 9,921 \cdot (0,07 + 0,052) = 30,748 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

Максимальні струм:

$$I_{\max\Gamma 1-3} = \frac{3400}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 297,423 \text{ (А)};$$

$$I_{\max\Gamma 4-7} = \frac{13600}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 594,846 \text{ (А)};$$

$$I_{\max\Pi РТВ\Pi} = \frac{17680}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 773,299 \text{ (А)};$$

Обчислимо КЗ6 :

$$B_{\kappa} = 4,787^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 10,587 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

Максимальні струм:

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 308,7 \text{ (А)};$$

$$I_{\max\text{БТ}1-3} = \frac{63,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 350 \text{ (А)};$$

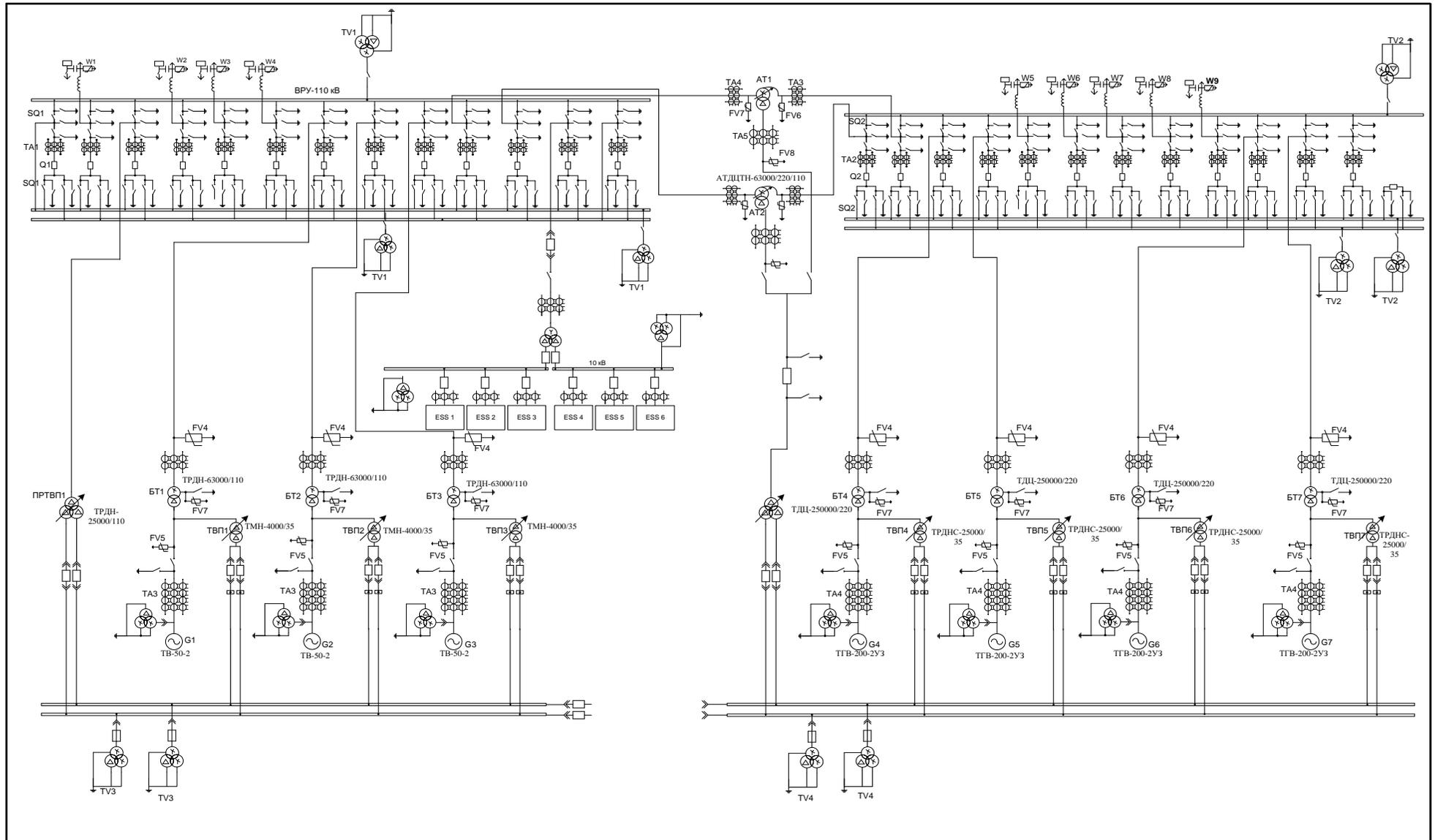
$$I_{\max\text{АТ}3} = 1,5 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496 \text{ (А)};$$

$$I_{\max\Pi РТВ\Pi} = \frac{17,68 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 92,796 \text{ (А)};$$

Таблиця 2.14 - Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄	К ₅	К ₆
В _к , кА ² ·с	258,242	44,55	6891,248	12400,178	30,748	10,587

Додаток Д Головна схема з'єднання КЕС



08-21.МКР.016.00.001 Е3												
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>	Головна схема електричних з'єднань (КЕС-950 МВт)			<i>Лист</i>	<i>Месц.</i>	<i>Месц.</i>		
					Аркуш 1			Аркуше 1				
					ВНТУ, рр. ЕС-24м							

Додаток Е
Ілюстративна частина