

MR-5744

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю

1600 МВт з оптимізацією розподілу навантаження станції»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Довганюк А. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., проф., професор каф. ЕСС

Лежнюк П. Д.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент: К.Т.Н. доцент каф. ЕССЕМ

Войтук Ю. П.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

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.



07.06 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Довганюку Арсенію Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт з оптимізацією розподілу навантаження станції»

керівник роботи д.т.н., проф., професор каф. ЕСС
Лежнюк П. Д.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

2. Строк подання студентом роботи червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Відстань до енергосистеми 800 км; вид промисловості району – легка промисловість; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 160 МВт; напруга мережі району 220 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 1100 МВт; номінальна потужність системи 12000 МВА; номінальний опір системи 0,3 в.о.; номінальна напруга системи 500 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проектування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Автоматизована система керування ТП КЕС. 4. Економічна частина. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти схем КЕС. 2. Генеральний план КЕС. 3. Головна схема електричних з'єднань КЕС. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-500 кВ. 5. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-500 кВ. 6. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ. 7. Автоматизована система керування КЕС. 8. Техніко-економічні показники КЕС

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лежнюк П. Д., д.т.н., проф., професор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	<i>Вик</i>
2	Обґрунтування проектування КЕС	21.01.24	31.01.24	<i>Вик</i>
3	Електротехнічна частина	01.02.24	01.03.24	<i>Вик</i>
4	Автоматизована система керування ТП КЕС	02.03.24	22.03.24	<i>Вик</i>
5	Економічна частина	23.03.24	15.04.24	<i>Вик</i>
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	<i>Вик</i>
7	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	<i>Вик</i>
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	<i>Вик</i>
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	<i>Вик</i>
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	<i>Вик</i>
	Захист МКР	За графі- ком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

А. О. Довганюк

П. Д. Лежнюк

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Довганюк Арсеній Олександрович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт з оптимізацією розподілу навантаження станції». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 116 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 37 назв; рис.: 22; табл. 37.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схеми відкритих розподільних установок 500 та 220 кВ і схема власних потреб 6 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Розраховано параметри блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ. Запропоновано оптимальний розподіл навантаження станції згідно роботи за заданим добовим графіком. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, автоматизована система керування, відкрита розподільна установка, заземлювальний пристрій, блискавкозахист

ABSTRACT

Dovganyuk Arseniy "The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 1600 MW with optimization of the station's load distribution". Master's qualification work on specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 116 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 37 titles; Fig.: 22; table 37.

In the master's qualification work the electrical part of the 1600 MW condensing power station was designed. In the electrical engineering part the electrical load schedules of the station were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station was designed, the diagrams of open switchgears (OS) of 500 and 220 kV and the diagram of own needs of 6 kV. Short-circuit currents were calculated and switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery were selected. Calculation of lightning protection and grounding device OS-330 kV has been performed. The optimal distribution of the station's load according to the work according to the given daily schedule is proposed. An analysis of dangerous and harmful production factors was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations at the power plant were proposed.

Keywords: condensing power plant, automated control system, open switchgear, grounding device, lightning protection

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1600 МВт	9
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	12
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції.....	12
2.2 Вибір основного обладнання електростанції	16
2.3 Вибір структурної схеми станції	17
2.4 Вибір схем електричних з'єднань відкритих розподільних установок 500 та 220 кВ.....	23
2.5 Вибір схеми власних потреб КЕС	31
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	32
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	43
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	46
2.9 Вибір струмоведучих частин	47
2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ.....	56
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	57
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів	61
2.13 Вибір акумуляторної батареї	61
2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-500 кВ.....	64
2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ.....	68
3 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	71
3.1 Загальна характеристика оптимізаційних задач, які розв'язуються автоматизованою системою керування технологічним процесом	71
3.2 Підготовка вихідних даних для оптимізації режимів	75

3.3 Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому	76
3.4 Побудова залежності втрат активної потужності від потужності генерації.....	77
3.5 Оптимальний розподіл активної потужності між станціями за критерієм рівності відносних приростів	81
3.6 Оптимальний розподіл активної потужності між агрегатами станції.	82
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	85
4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої КЕС.....	85
4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	87
4.2.1 Амортизація основних фондів	87
4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	89
4.2.3 Розрахунок вартості палива	91
4.2.4 Розрахунок інших витрат	92
4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	93
4.3 Аналіз отриманих результатів.....	93
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	95
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	96
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць на висоті	96
5.1.2 Електробезпека	98
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	100
5.2.1 Мікроклімат	100
5.2.2 Склад повітря робочої зони	101
5.2.3 Виробниче освітлення	102
5.2.4 Виробничий шум.....	103
5.2.5 Виробнича вібрація.....	104
5.2.6 Психофізіологічні фактори	104
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях	106

5.3.1 Дослідження безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт під впливом іонізуючих випромінювань	107
5.3.2 Дослідження безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції 1600 МВт в умовах дії ЕМІ.....	108
5.3.3 Розробка заходів по забезпеченню безпечної роботи електричної частини конденсаційної електростанції 1600 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.....	110
ВИСНОВКИ	112
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	113
Додаток А (обов'язковий). Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	117
Додаток Б (обов'язковий). Технічне завдання МКР	118
Додаток В (обов'язковий). Ілюстративна частина.....	122

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АСК – автоматизована система керування;
БТ – блочний трансформатор;
ВЗ – високочастотний загороджувач;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВН – висока напруга;
ВП – власні потреби;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМІ – електромагнітний імпульс;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЕС – конденсаційна електрична станція;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
РУ – розподільна установка;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТГ – турбогенератор;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток електроенергетичної галузі визначає розвиток всієї економіки будь-якої країни. Збереження та подальше удосконалення потужностей, які існують в Об'єднаній електроенергетичній системі України (ОЕСУ), стає сьогодні надто актуальним і важливим завданням [1].

З 2019 року Україна поступово перейшла від монопольної моделі ринку електроенергії до конкурентноспроможної, що призвело до змін у функціонуванні всіх джерел енергії і виникненню нових проблем [2-5].

Ці проблеми відображають складність та виклики, з якими стикається енергетична галузь України після переходу до конкурентної моделі ринку електроенергії. Давайте розглянемо кожен пункт окремо.

Продовження терміну служби АЕС: важливе питання з точки зору забезпечення стійкості енергетичної системи та постачання електроенергії. Продовження терміну служби атомних блоків може забезпечити стабільність енергопостачання, але потребує відповідної оцінки та технічних заходів безпеки.

Питання стосовно балансування системи: може створювати невпевненість у сфері відновлюваної енергії та економічну нестабільність для компаній, які інвестують у цю галузь.

Недостатність власних ресурсів, а саме вугілля: підкреслює потребу в розвитку альтернативних джерел енергії та диверсифікації енергетичного міксу країни.

Залежність від імпорту газу: може створювати енергетичну залежність від зовнішніх постачальників та підвищувати ризики для національної безпеки.

Обмежені ресурси біопалива: викликають необхідність розвитку програм та політики, спрямованих на підтримку розвитку різноманітних джерел біопалива.

Зростання частки ВДЕ у загальному генеруванні та, як наслідок цього,

недостатність балансувальних потужностей: важливе питання, оскільки збільшення виробництва електроенергії з відновлюваних джерел може створити нестабільність в енергосистемі.

Для вирішення цих проблем необхідно розробляти комплексні стратегії, що враховують економічні, технічні, екологічні та соціальні аспекти. Також важливо підтримувати інновації та впровадження новітніх технологій, спрямованих на підвищення ефективності та стабільності енергетичної системи країни.

Мета і задачі дослідження. Метою цієї магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини конденсаційних електростанцій; підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України за рахунок проектування електричної частини КЕС потужністю 1600 МВт, а також оптимізації розподілу навантаження спроектованої станції.

Відповідно до мети МКР в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

- техніко-економічне обґрунтування проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт;
- аналіз математичних методів, що використовуються під час проектування електричних станцій;
- проектування схеми електричних з'єднань електростанції потужністю 1600 МВт;
- вибір комутаційних апаратів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, струмоведучих частин, установки постійного струму, розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ;
- оптимізація розподілу навантаження станції між блоками та між джерелами енергії в системі;
- розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці та заходів підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників та надзвичайних ситуацій;
- розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС по-

тужністю 1600 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційних електричних станцій.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань КЕС використовуються елементи теорії надійності.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [6], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення магістерської роботи та результати досліджень доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці» (м. Вінниця, 2024) [6].

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1600 МВт

Конденсаційні електростанції (КЕС) відіграють важливу роль у енергетичній системі, забезпечуючи електроенергією великі території та потужних споживачів. Їх побудова за блочним принципом має численні техніко-економічні переваги, такі як спрощення технологічної схеми, зниження обсягів та монтажних робіт, а також зменшення капіталовкладень на будівництво.

Сучасні КЕС зазвичай оснащені енергоблоками великої потужності, що дозволяє забезпечити швидке нарощування потужностей станцій та зниження собівартості електроенергії. Однак, важливо враховувати і вплив КЕС на навколишнє середовище, оскільки вони можуть мати значний екологічний слід на атмосферу, гідросферу та літосферу.

Щодо ефективності та конкурентоспроможності, ядерна енергія залишається конкурентною порівняно з енергією, виробленою на базі вугілля або газу, якщо врахувати термін експлуатації станцій та їх завантаженість. Проте, необхідно також враховувати тривалість будівництва та пусконаладження різних типів електростанцій [7-9].

У контексті енергетичної стратегії України до 2030 року будівництво КЕС потужністю 1600 МВт може відповідати стратегічним цілям країни щодо забезпечення стійкого енергетичного розвитку та забезпечення високої надійності та ефективності електроенергетичної системи. Однак, прийняття такого рішення має враховувати не лише техніко-економічні аспекти, але й вплив на навколишнє середовище та соціальні наслідки.

Для розв'язання проблем, які виникли на сьогодні перед енергетиками, важливо провести модернізацію й адаптацію теплових електростанцій до нових умов функціонування та продовжувати розвиток енергетичного сектору, звертаючи увагу на сталий розвиток та декарбонізацію енергетики [10].

Теплова енергетика посідає друге місце після атомної в енергетичній галузі України. На сьогодні вона стикається з викликами, оскільки багато ТЕС зведені більше півстоліття тому і потребують модернізації. Проте, відмова від теплових електростанцій повністю не є практичною, оскільки, на жаль, генерація від ГЕС не забезпечить достатнього регулювання пікових навантажень.

Вплив КЕС на навколишнє середовище є надзвичайно великим: вони можуть суттєво впливати на кліматичні умови великих районів. Тому вибір місця розташування електростанції має велике значення.

Також важливим залишається питання вибору одиничної потужності блоків КЕС, який, в загальному випадку, повинен здійснюватись на основі техніко-економічних розрахунків з урахуванням того, що збільшення одиничної потужності агрегатів знижує питомі витрати на 1 кВт·год. виробленої електроенергії. В той же час при цьому підвищуються витрати на створення резерву потужності в енергосистемі.

Блоки теплових електростанцій (ТЕС) відіграють важливу роль у забезпеченні первинного й вторинного регулювання частоти в ОЕС України. Однак структура генерувальних потужностей цієї енергосистеми залишається неоптимальною в контексті ефективного регулювання. Це обумовлено рядом факторів, таких як зниження маневреності теплових електростанцій внаслідок старіння та зносу обладнання, а також погіршення якості палива [8].

Структура потужностей енергосистеми України виявляється неоптимальною для ефективного регулювання графіка навантаження через недостатній баланс між базовими та піковими потужностями. Це ускладнює регулювання добового споживання енергії в системі [9, 10].

Таким чином, враховуючи ці та інші проблеми [7, 10], можна зробити висновок, що теплова енергетика залишається ключовою складовою енергетики України, принаймні протягом наступних двадцяти років.

Вищезазначене свідчить про те, що енергосистема України потребує оновлення генерувальних потужностей, у тому числі й теплових електростанцій. Необхідно проводити реконструкцію та модернізацію основного та допоміжного обладнання електростанцій. Отже, питання проектування та будівництва нових теплових електростанцій залишається актуальним. Тема магістерської кваліфікаційної роботи є актуальною.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Електростанція працюватиме за заданими графіками в системі. Режим станції залежить та задається добовими графіками електричних навантажень місцевого району й системи. Потужність станції повинна забезпечувати виконання цих графіків з урахуванням втрат в елементах електропередачі, а також витрат на власні потреби станції [11].

Під час розрахунку графіків навантажень величину постійних та змінних втрат у відносних одиницях приймаємо рівними:

- в мережах району $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;
- в мережах системи $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $\Delta P''_{2*} = 0,14$.

Постійні втрати для району та системи визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot \Delta P_{p.\max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P'_{1*} \cdot \Delta P_{c.\max} \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 160 = 1,6 (\text{МВт}).$$

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

У будь-який час доби змінні втрати визначають:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{pt}^2}{\Delta P_{p.\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{ct}^2}{\Delta P_{c.\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{56^2}{160} = 1,18 (\text{МВт}),$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{660^2}{1100} = 55,44 (\text{МВт}).$$

Потужність, яка видається до шин РУ різни напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{p.вид.t} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{с.вид.t} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{p.вид1} = 56 + 1,6 + 1,18 = 58,78 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{с.вид1} = 660 + 22 + 55,44 = 737,44 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{с.вид.t} \quad (2.4)$$

$$P_{вид.1} = 58,78 + 737,44 = 796,22.$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

$$P_{ВП1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{видt}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P_{ВП'}}{100} \cdot P_{вид.max}; \quad (2.5)$$

$$P_{ВП} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{796,22}{1600} \right) \cdot \frac{6 \cdot 1447,2}{100} = 60,66 \text{ МВт},$$

де $P_{вст}$ – встановлена потужність станції, МВт;

$P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції, %;

$P_{вид.max}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт. Потужність, яка видається генераторами станції:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} \quad (2.6)$$

$$P_{вир.1} = 796,22 + 60,66 = 856,88 \text{ МВт}.$$

Для зимового та літнього періоду розраховуємо та будуємо графіки електричних навантажень та річний графік за тривалістю навантаження (табл. 2.1, 2.2, рис. 2.1, 2.2). Використовуючи річний графік за тривалістю визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (табл. 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Складові витрат потужності	Час	0-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-20	20-24
Навантаження МР $P_{pt}, \%$	Зима	35	60	100	90	95	90	95	60
	Літо	30	55	95	85	90	85	90	55
Навантаження МР $P_{pt}, \text{МВт}$	Зима	56	96	160	144	152	144	152	96
	Літо	48	88	152	136	144	136	144	88
Постійні втрати потужності в МР $\Delta P_{1p}, \text{МВт}$	зима	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	літо	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Змінні втрати потужності в МР $\Delta P_{2pt}, \text{МВт}$	Зима	1,18	3,46	9,60	7,78	8,66	7,78	8,66	3,46
	Літо	0,86	2,90	8,66	6,94	7,78	6,94	7,78	2,90
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{p,vid.t}, \text{МВт}$	Зима	58,78	101,06	171,20	153,38	162,26	153,38	162,26	101,06
	Літо	50,46	92,50	162,26	144,54	153,38	144,54	153,38	92,50
Навантаження С $P_{ct}, \%$	Зима	60	70	100	80	100	85	75	65
	Літо	50	60	90	70	90	75	65	55
Навантаження С $P_{ct}, \text{МВт}$	Зима	660	770	1100	880	1100	935	825	715
	Літо	550	660	990	770	990	825	715	605
Постійні втрати потужності в С $\Delta P_{1c}, \text{МВт}$	Зима	22	22	22	22	22	22	22	22
	Літо	22	22	22	22	22	22	22	22
Змінні втрати потужності в С $\Delta P_{2ct}, \text{МВт}$	Зима	55,44	75,46	154,00	98,56	154,00	111,27	86,63	65,07
	Літо	38,50	55,44	124,74	75,46	124,74	86,63	65,07	46,59
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{c,vid.t}, \text{МВт}$	Зима	737,44	867,46	1276,00	1000,56	1276,00	1068,27	933,63	802,07
	Літо	610,50	737,44	1136,74	867,46	1136,74	933,63	802,07	673,59
Сумарна потужність, що віддається $P_{vid.t}, \text{МВт}$	Зима	796,22	968,52	1447,20	1153,94	1438,26	1221,64	1095,89	903,12
	Літо	660,96	829,94	1299,00	1012,00	1290,12	1078,16	955,44	766,09
Потужність, що витрачається на ВП $P_{vp.t}, \text{МВт}$	Зима	60,66	66,27	81,86	72,31	81,57	74,51	70,42	64,14
	Літо	56,26	61,76	77,03	67,69	76,74	69,84	65,84	59,68
Потужність, що виробляється $P_{vir.t}, \text{МВт}$	Зима	856,88	1034,79	1529,06	1226,24	1519,83	1296,15	1166,31	967,26
	Літо	717,22	891,70	1376,03	1079,68	1366,86	1148,00	1021,28	825,77

Примітки:

а) тривалість зими та літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{vp} = 6\%$;в) коефіцієнт попиту $K_p = 0,85$.

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	1529,06
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	9182172,02
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1600
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	1048,19
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,69
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,66
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6005,12
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	5738,86
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,05
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}t_i} \cdot t_i$	584225,5
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.}p} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	8597946,5
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	4598,3

Таблиця 2.3 – Річний графік за тривалістю навантаження

P, МВт	1529,06	1519,83	1376,03	1366,86	1296,15	1226,24	1166,31	1148,00
t, год	366	366	364	364	366	366	732	364
t _Σ , год	366	732	1096	1460	1826	2192	2924	3288
P, МВт	1079,68	1034,79	1021,28	967,26	891,70	856,88	825,77	717,22
t, год	364	366	728	732	364	1098	728	1092
t _Σ , год	3652	4018	4746	5478	5842	6940	7668	8760

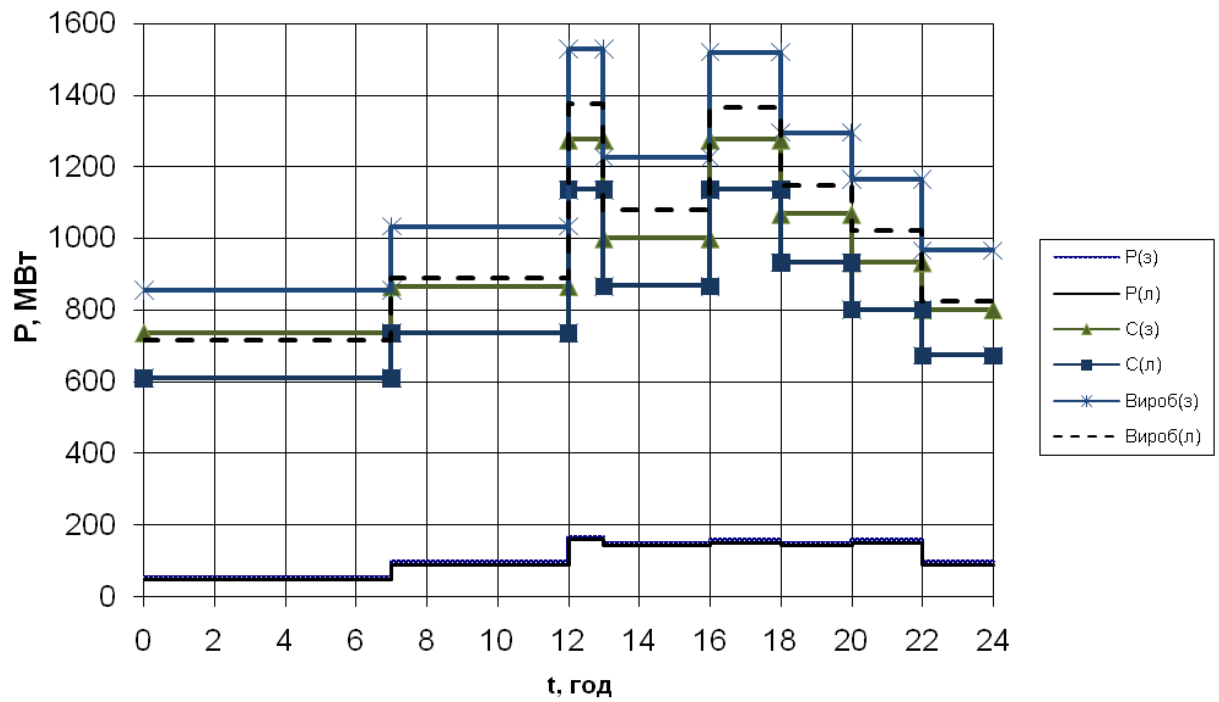


Рисунок 2.1 – Добові графіки електричних навантажень станції

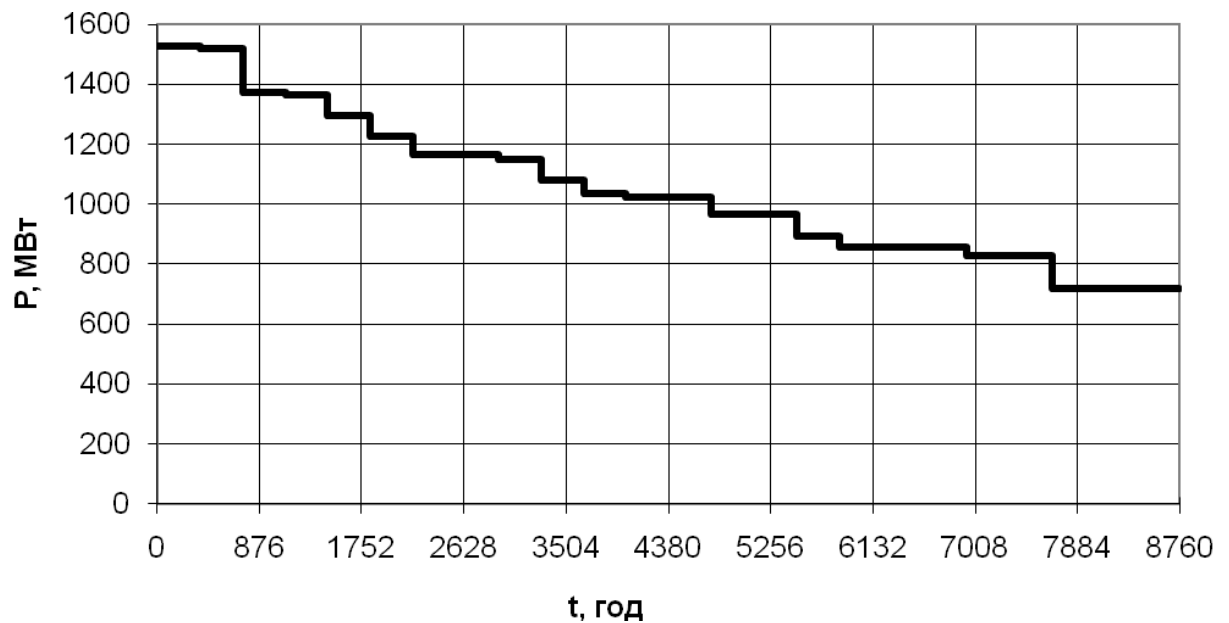


Рисунок 2.2 – Річний графік за тривалістю навантажень

2.2 Вибір основного обладнання електростанції

Обираємо основне технологічне обладнання на станції: турбіни, котельні агрегати та електричні генератори. Номінальні параметри обладнання зводимо в табл. 2.4-2.6.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів [11]

Параметр	Турбогенератор ТГВ-200-2У3
$n_{\text{ном}}$, об/хв	3000
$S_{\text{ном}}$, МВА	235,3
$P_{\text{ном}}$, МВт	200
$U_{\text{ном}}$, кВ	15,75
$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,85
$I_{\text{ном}}$, кА	8,625
Схема з'єднань обмоток статора	УУ
Система збудження:	ТС
- $U_{\text{фном}}$, В	420
- I_{fx} , А	720
- $I_{\text{фном}}$, А	1880
ВКЗ	0,572
Опори, в.о.: X''_d	0,19
X'_d	0,295
X_d	1,84
X_2	0,232
X_0	0,0837

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбіни типу

Тип турбіни	$P_{\text{ном}}$, МВт	D, т/год	Параметри пари	
			P, ата	t, °C
К-200-130	200	564	130	565

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельного агрегата

Тип котлоагрегата	D, т/год	$P_{\text{ном}}$, МВт	Параметри пари		Паливо
			P, ата	t, °C	
Пп-640/140	640	200	140	570	вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Для побудови структурної схеми визначаємо кількість ЛЕП, що відходять від розподільних установок [11]:

$$n = \frac{P_{\max'}}{P_{\text{Гр}}} + 1, \quad (2.7)$$

де $P_{\max'}$ – максимальна потужність, що передається в район або систему з урахуванням втрат, МВт;

$P_{\text{Гр}}$ – гранична потужність лінії, МВт.

$$n_{500} = \frac{1276}{900} + 1 = 2,4 \approx 3;$$

$$n_{220} = \frac{171,2}{200} + 1 = 1,86 \approx 2.$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.ном}}; \quad (2.8)$$

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{6}{100} \cdot 0,85 \cdot 200 = 10,2 \text{ МВА.}$$

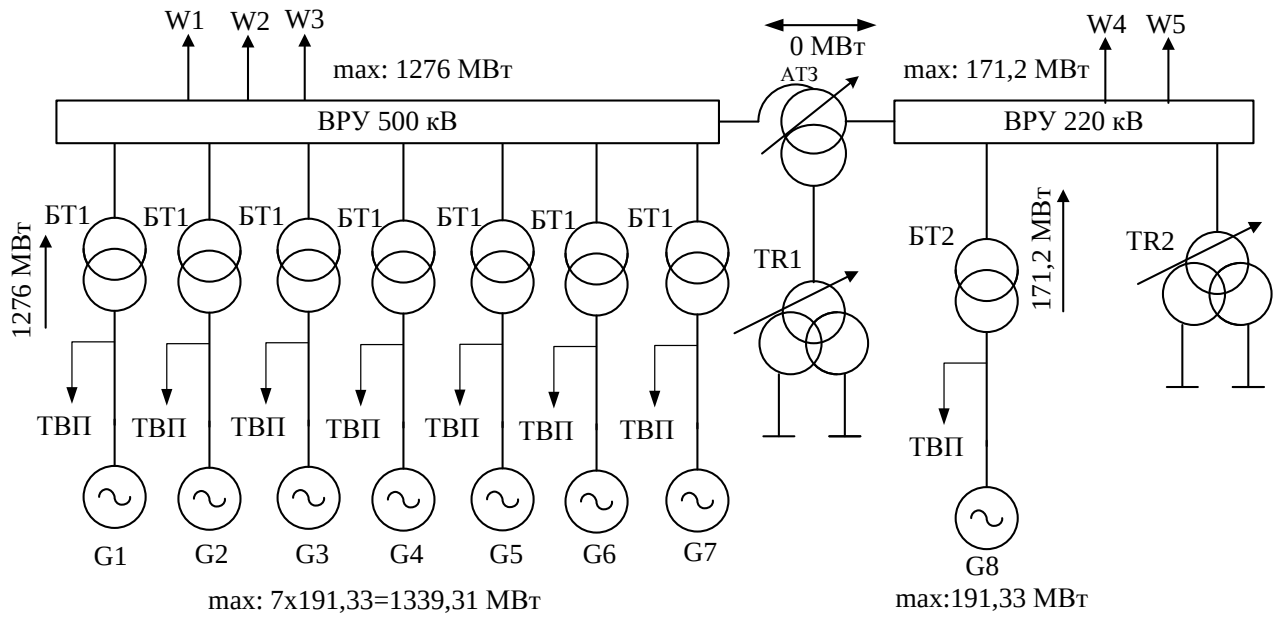
Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора

$$S_{\text{ТРрозр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВПрозр.}}; \quad (2.9)$$

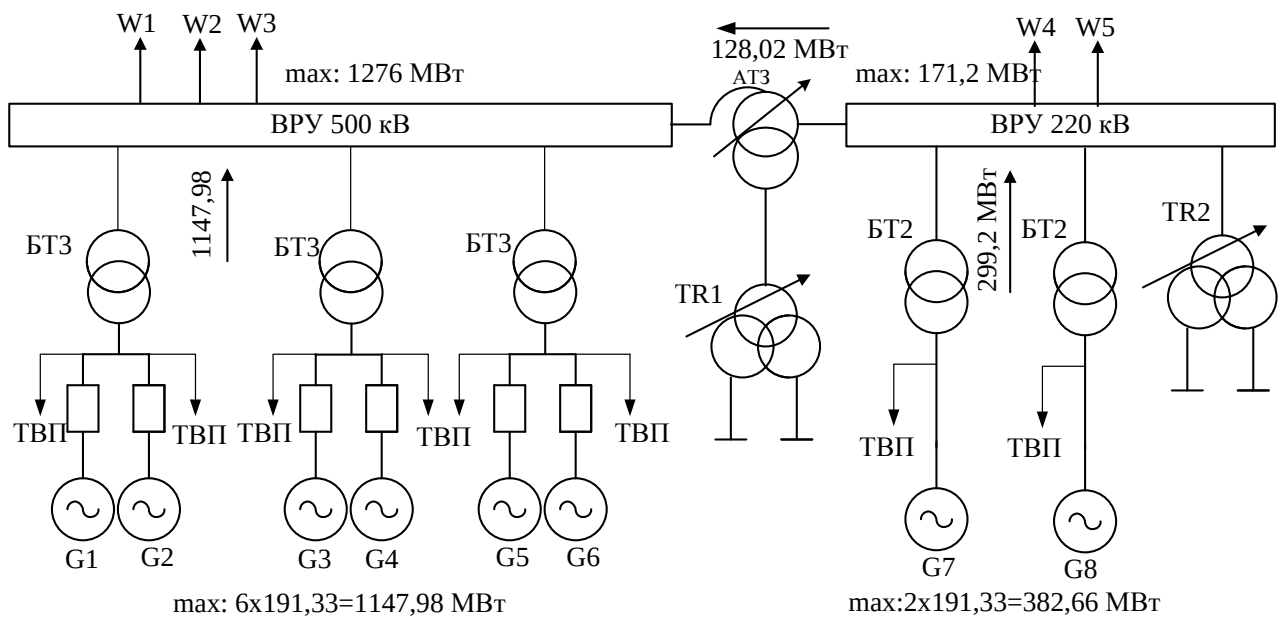
$$S_{\text{ТРрозр.}} = 1,3 \cdot 10,2 = 13,26 \text{ МВА.}$$

Оскільки потужність генераторів більше 160 МВт, то ТВП повинні бути з розщепленою обмоткою НН та мати пристрій РПН. Тому встановлюємо ТВП типу ТРДНС-25000/35. Згідно [11] встановлюємо три пускорезервних трансформатори, один з яких підключаємо до сторони НН АТЗ, другий – до ВРУ ВН (220 кВ) і третій на генераторній напрузі не підключений до джерела але знаходиться у складському резерві.

Структурну схему станції обираємо на підставі порівняння двох варіантів за мінімумом приведених витрат. Намічаємо структурні схеми КЕС, наведені на рисунку 2.3.



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.3 – Варіанти структурної схеми станції

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТ,розр}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП,макс}}, \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ1,2}} = 235,3 - 10,2 = 225,1 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ3}} = 2(235,3 - 10,2) = 450,2 \text{ МВА}.$$

Розрахуємо перетоки потужності через автотрансформатори зв'язку:

а) режим максимальних навантажень в місцевий район

$$S_{\max} = (S_{\Gamma.\text{вст}} - S_{\text{ВП.}\max} - S_{\text{р.}\max}) / 1,4; \quad (2.11)$$

$$S_{\max 1} = 235,3 - 10,2 - \frac{171,2}{0,85} = 23,69 (\text{МВА});$$

$$S_{\max 2} = 2(235,3 - 10,2) - \frac{171,2}{0,85} = 248,8 (\text{МВА});$$

б) режим мінімальних навантажень в місцевий район

$$S_{\min} = (S_{\Gamma.\text{вст}} - S_{\text{ВП.}\max} - S_{\text{р.}\min}) / 1,4; \quad (2.12)$$

$$S_{\min 1} = 235,3 - 10,2 - \frac{50,46}{0,85} = 165,7 (\text{МВА});$$

$$S_{\max 2} = 2(235,3 - 10,2) - \frac{50,46}{0,85} = 390,8 (\text{МВА});$$

в) режим аварійного виходу з ладу генератора, що підключений до ВРУ СН:

$$S_{\text{ав}} = (S_{\Gamma.\text{вст}-1} - S'_{\text{ВП.}\max} - S'_{\text{р.}\max}) / 2; \quad (2.13)$$

$$S_{\text{ав}2} = 235,3 - 10,2 - \frac{171,2}{0,85} = 23,69 (\text{МВА}).$$

Встановлюємо одну групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-167000/500/220 [11] з такими параметрами:

$S_{\text{ном}} = 167 \text{ МВА}$; $U_{\text{ВН}} = 500/\sqrt{3} \text{ кВ}$; $U_{\text{СН}} = 230/\sqrt{3} \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 15,75 \text{ кВ}$;
 $U_{\text{кВС}} = 11 \%$; $U_{\text{кВН}} = 35 \%$; $U_{\text{кСН}} = 21,5 \%$; $\Delta P_{\text{х}} = 90 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{к}} = 315 \text{ кВт}$; $I_{\text{х}} = 0,25 \%$; $S_{\text{номНН}} = 83 \text{ МВА}$.

Технічні характеристики трансформаторів наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Номінальні параметри трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ;	$U_{\text{к}}$, %	ΔP_{x} , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	I_{x} , %	n , шт
ТВП	ТРДНС-25000/35	25	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65	8/8
TR1, TR3	ТРДНС-25000/35	25	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65	2/2
TR2	ТРДНС-32000/220	32	$\frac{230}{6,3-6,3}$	11,5	45	150	0,65	1/1
БТ1	ТДЦ-250000/500	250	$\frac{525/\sqrt{3}}{15,75}$	13	205	590	0,45	7/0
БТ2	ТДЦ-250000/220	250	$\frac{242}{15,75}$	11	207	600	0,5	1/2
БТ3	ТЦ-630000/500	630	$\frac{525/\sqrt{3}}{15,75}$	14	420	1210	0,4	0/3

Приведені витрати для вибору схеми визначаємо за формулою [11-13]:

$$Z = p_{\text{н}} \cdot K + U, \quad (2.14)$$

де $p_{\text{н}}=0,12$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$$U = \frac{a \cdot}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.15)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, 8,4%;

$B=29$ коп/(кВт·год) – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

ΔW – втрати електроенергії в трансформаторах за рік, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{т.ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де n – кількість трансформаторів, які працюють паралельно, шт.;

$\Delta P_{\text{хх}}, \Delta P_{\text{КЗ}}$ – втрати холостого ходу та короткого замикання (КЗ) трансформаторів, кВт;

S_{max} – максимальна потужність, що передається через трансформатори, МВА;

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

τ – час максимальних втрат, год.

В таблиці 2.8 визначаємо капіталовкладення в електроустановку для варіантів схем.

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт. (1в./2в.)	Вартість одиниці, тис.грн.	Капіталовкладення	
			1 варіант	2 варіант
БТ1	7/0	10080	70560	0
БТ2	1/2	7590	7590	15180
БТ3	0/3	16080	0	48240
АТ3	1/1	19200	19200	19200
Вимикачі:				
500 кВ	11/7	13440	147840	94080
220 кВ	5/6	3750	18750	22500
генераторні	0/6	960	0	5760
Разом:			263940	204960

Розрахуємо втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год:

$$\Delta W_I = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТ31}};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_I &= 7 \cdot 205 \cdot 8760 + \frac{1}{7} 590 \left(\frac{1501,2}{250} \right)^2 \cdot 4598,3 + 1 \cdot 207 \cdot 8760 + \\ &+ 1 \cdot 600 \left(\frac{201,4}{250} \right)^2 \cdot 4598,3 + 1 \cdot 3 \cdot 90 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 315 \left(\frac{0}{167} \right)^2 \cdot 4598,3 = ; \\ &= 32514563,2 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТ32}};$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{II} &= 3 \cdot 420 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 1210 \cdot \left(\frac{1350,56}{630} \right)^2 \cdot 4598,3 + 2 \cdot 207 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot 600 \cdot \left(\frac{352,02}{250} \right)^2 \cdot 4598,3 + 1 \cdot 3 \cdot 90 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 315 \cdot \left(\frac{150,6}{167} \right)^2 \cdot 4598,3 = \\ &= 31821679,85 \text{ кВт} \cdot \text{год.}\end{aligned}$$

Експлуатаційні щорічні втрати:

$$U_1 = 0,084 \cdot 87970 + 29 \cdot 10^{-5} \cdot 32514563,2 = 31600,18 \text{ тис.грн};$$

$$U_2 = (0,084 \cdot 199200 + 0,094 \cdot 5760) + 29 \cdot 10^{-5} \cdot 31821679,85 = 26502,53 \text{ тис.грн.}$$

Розрахуємо приведені витрати:

$$З_1 = 0,12 \cdot 263940 + 31600,18 = 63272,98 \text{ тис.грн.}$$

$$З_2 = 0,12 \cdot 204960 + 26502,53 = 51097,73 \text{ тис.грн.}$$

$\Delta Z = 19\%$, тому приймаємо II-й варіант структурної схеми.

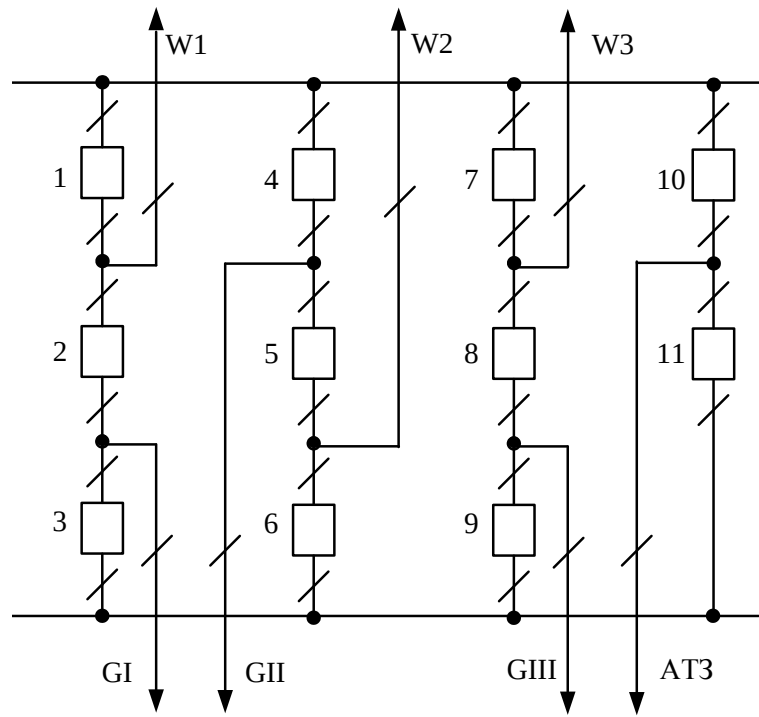
2.4 Вибір схем електричних з'єднань відкритих розподільних установок 500 та 220 кВ

Згідно рекомендацій, намічаємо такі схеми ВРУ різних напруг [12, 14].

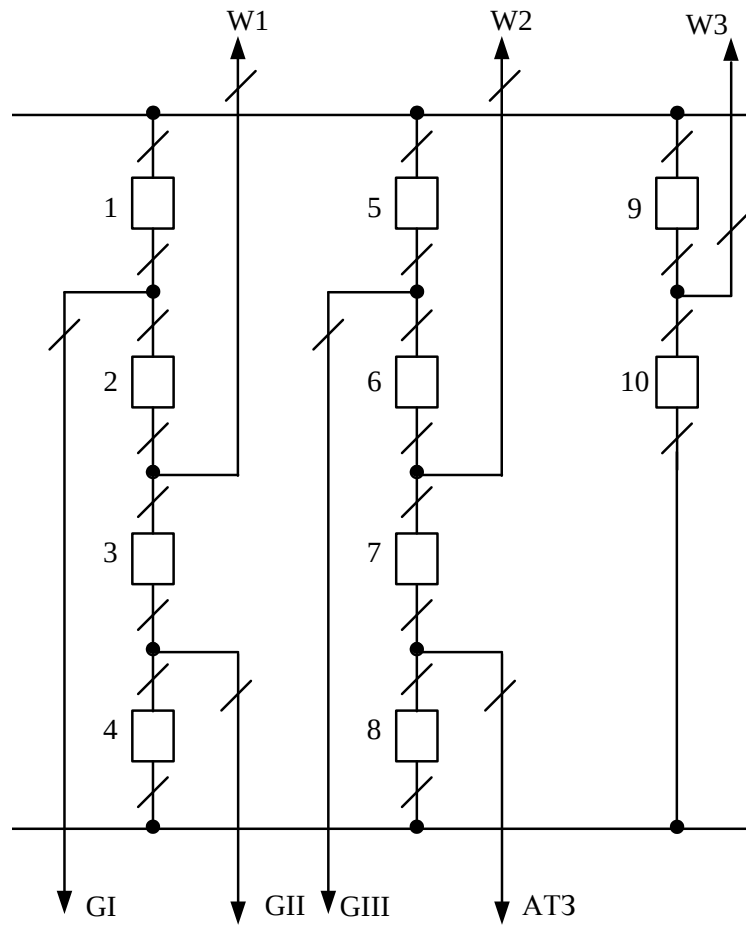
Для ВРУ-220 кВ приймаємо типову схему «дві робочі та обхідна системи збірних шин» (рисунок 2.5), а для ВРУ-500 кВ розглядаємо два варіанти схеми:

а) схема «3/2»;

б) схема «4/3» (рисунок 2.4).



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.4 – Схеми ВРУ-500 кВ

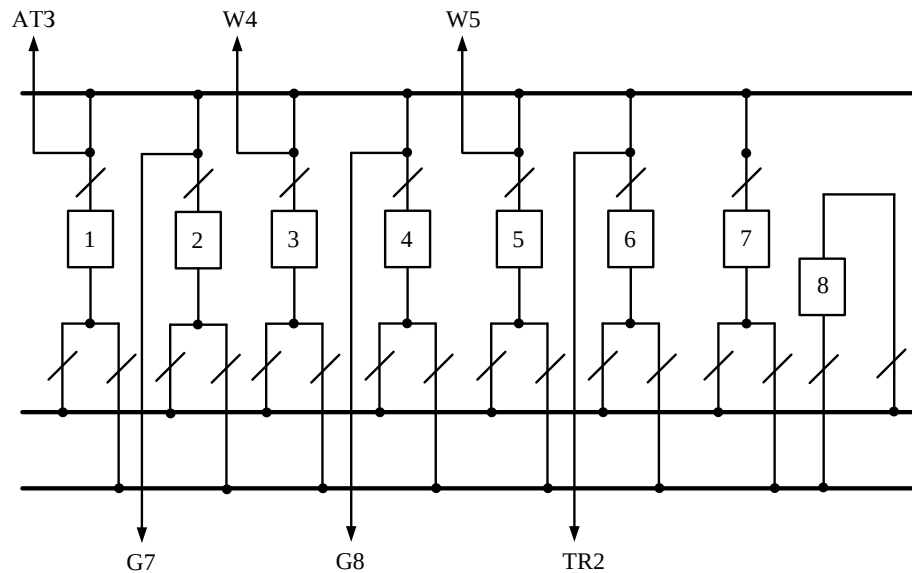


Рисунок 2.5 – Схема ВРУ-220 кВ

Схеми ВРУ-500 кВ обираємо за приведеними витратами з урахуванням надійності [11]:

$$З = p_n \cdot K + U + M(3), \quad (2.17)$$

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.18)$$

$$U = \frac{a \cdot K}{100}, \quad (2.19)$$

де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

$M(3)$ – математичний збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

$a=8,4\%$.

Втрати електроенергії в трансформаторах в обох варіантах однакові, тому їх можна не враховувати.

Визначаємо очікуваний математичний збиток від перерви живлення внаслідок відмов вимикачів [11]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.20)$$

де $y_0 = 22$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикачів, 1/рік;

ΔP_i – потужність, яку втрачаємо, МВт;

T_i – час простою елемента (T_0 або $T_{ВП}$), год.

Розрахунок $M(3)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [11].

Виконуємо розрахунок надійності схеми, результати розрахунку наведені у таблицях 2.9 – 2.14.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів [16]

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год
	ω_1	ω_2			
500	0,02	0,005	125	0,2	250

Очікуваний збиток через відмови вимикачів:

$$M(3)_I = 22 \cdot [0,0110959 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 299,22 + 0,0246884 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 299,22 + \\ + 0,0000822 \cdot (25 \cdot 1 \cdot 299,22 + 3 \cdot 98,96 \cdot 299,22 + 6 \cdot 1 \cdot 510,68 + 2 \cdot 1 \cdot 681,88) + \\ + 0,0001829 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 376 + 37 \cdot 1 \cdot 299,22 + 3 \cdot 98,96 \cdot 299,22)] = 1295,8 \text{ тис}$$

грн.

$$M(3)_{II} = 22 \cdot [0,0111781 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 299,22 + 0,0248712 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 299,22 + \\ + 0,0000822 \cdot (24 \cdot 1 \cdot 299,22 + 3 \cdot 98,96 \cdot 299,22 + 2 \cdot 1 \cdot 510,68 + 2 \cdot 1 \cdot 681,88) + \\ + 0,0001829 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 164,54 + 28 \cdot 1 \cdot 299,22 + 3 \cdot 98,96 \cdot 299,22 + \\ + 2 \cdot 1 \cdot 510,68 + 2 \cdot 1 \cdot 681,88)] = 1291,3 \text{ тис грн.}$$

.

Таблиця 2.10 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-500 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	11	10
Вартість комірки, тис.грн	C_k	13440	13440
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0120	0,0120
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,0267	0,0267
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{п}/8760$	0,006849315	0,006849315
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,924657534	0,931506849
Час простою елемента, год:	$T_o = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{п})$	98,96	98,96
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0110959	0,0111781
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0246884	0,0248712
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000822	0,0000822
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0001829	0,0001829

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-500 кВ (І варіант)

Від- мова еле- мента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,006849315$										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}
Q_1 Л	0,026 7	$W - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{\text{вп}}$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	W^+ $D(W, G)$ $- T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	W^+ $D(W, G)$ $- T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_2 Л	0,026 7	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Г	0,012	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{\text{вп}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	G^+ $D(W, G)$ $- T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
Q_4 Г	0,012	$G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	G^+ $D(W, G)$ $- T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{\text{вп}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	G^+ $D(W, G)$ $- T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$
Q_5 Л	0,026 7	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$		–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,026 7	$W - T_0$	W^+ $D(W, G)$ $- T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{\text{вп}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	W^+ $D(W, G)$ $- T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$
Q_7 Л	0,026 7	$W - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	W^+ $D(W, G)$ $- T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	W^+ $D(W, G)$ $- T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{\text{вп}}$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_8 Л	0,026 7	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_9 Г	0,012	$G - T_0$	G^+ $D(W, G)$ $- T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	G^+ $D(W, G)$ $- T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G)$ $- T_{\text{вп}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
Q_{10} Г	0,012	$AT - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	AT^+ $D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$AT, G - T_0$	AT^+ $D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	AT^+ $D(W, G) - T_0$	–	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$
Q_{11} Г	0,012	$AT - T_0$	AT^+ $D(W, G) - T_0$	$AT, G - T_0$	$AT - T_0$	AT^+ $D(W, G) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	AT^+ $D(W, G) - T_0$	$AT, G - T_0$	$AT - T_0$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	–

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності ВРУ-500 кВ (II варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,006849315$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q_1 Г	0,012	$G - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_2 Л	0,0267	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$2G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Л	0,0267	$W, G - T_0$	$2G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_4 Г	0,012	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$
Q_5 Г	0,012	$G - T_0$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(W, 2G) - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G + D(W, AT) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,0267	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_7 Л	0,036	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W, AT - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_8 Г	0,012	$AT - T_0$	$AT + D(W, 2G) - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{вп}}$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_9 Л	0,0267	$W - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$
Q_{10} Л	0,0267	$W - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–

Таблиця 2.13 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-500 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час прос- тою, $T_0/T_{\text{ВП}}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
І варіант						
2W	376	1	—	—	—	2
		98,96	—	—	—	—
G W+G G+D(W, G)	299,22	1	3	3	25	37
		98,96	—	—	3	3
G, AT	510,68	1	—	—	6	—
		98,96	—	—	—	—
2G	681,88	1	—	—	2	—
		98,96	—	—	—	—
II варіант						
W+D(W,AT)	164,54	1	—	—	—	1
		98,96	—	—	—	—
G+D(W, 2G) G G+D(W,G) G+D(W, G, AT) W,G	299,22	1	3	3	24	28
		98,96	—	—	3	3
G, AT W, G, AT	510,68	1	—	—	2	2
		98,96	—	—	—	—
2G 2G, W	681,88	1	—	—	2	2
		98,96	—	—	—	—

Примітка – події, в яких потужність не втрачається ($\Delta P=0$), в таблицю 2.13 не вносимо.

Таблиця 2.14 – Приведені витрати схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капіталовкладення	120000	112000
Щорічні експлуатаційні витрати	10080	9408
Очікуваний збиток	312,12	382,36
Приведені витрати	28392,12	26590,36

Різниця витрат складає $\Delta Z = 8,9 \% > 5\%$, тому для даної КЕС обираємо другий варіант схеми ВРУ-500 кВ – схему 4/3.

2.5 Вибір схеми власних потреб КЕС

Кожний турбогенератор отримує живлення від робочого трансформатора власних потреб, який має дві секції (А та В) на стороні 6 кВ та пристрій РПН для регулювання напруги. Резервне живлення здійснюється від пуско-резервного трансформатора (TR), який має зв'язок з магістраллю резервного живлення МРЖ-6 кВ [11, 16]..

Схема власних потреб 6 кВ станції представлена на рисунку 2.6.

TR1 підключаємо до сторони НН АТЗ, TR2 – до ВРУ-220 кВ, TR3 залишається у складському резерві і виконаний на генераторну напругу.

Як аварійне джерело живлення власних потреб використовуємо дизель-генератори.

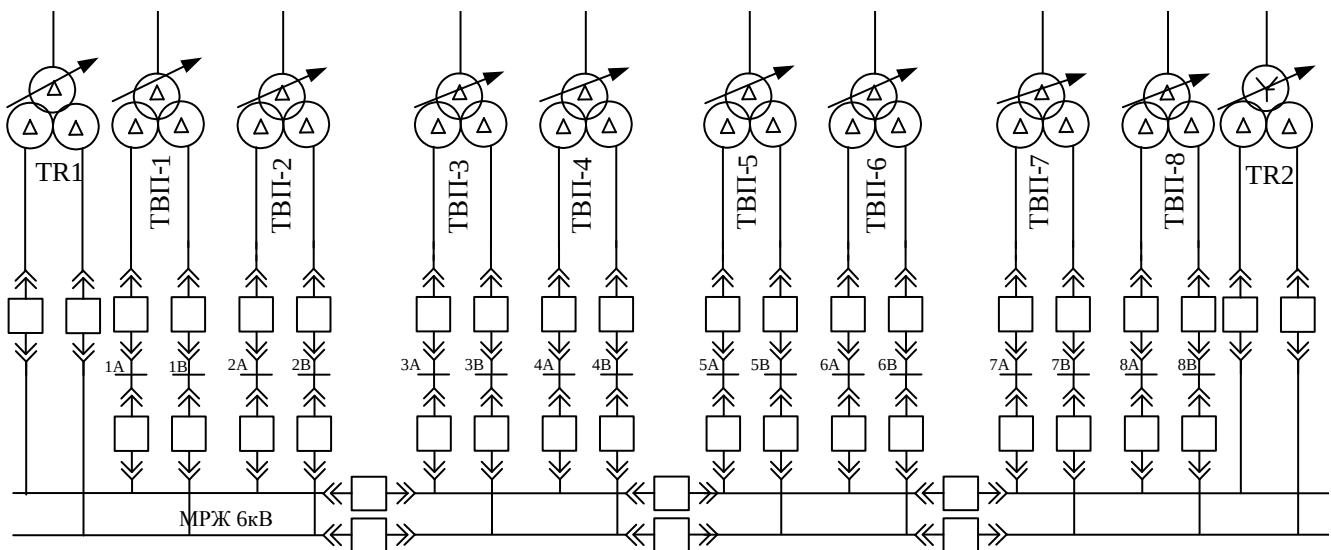


Рисунок 2.6 – Схема живлення споживачів власних потреб 6 кВ

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів короткого замикання складаємо однолінійну заступну схему КЕС, визначаємо параметри її елементів (рис. 2.7) [11, 17]. Розрахунки виконуємо у системі відносних одиниць. Задаємо базові величини: $S_6 = 1000 \text{ МВА}$; $U_6 = U_{\text{ср.ном}}$.

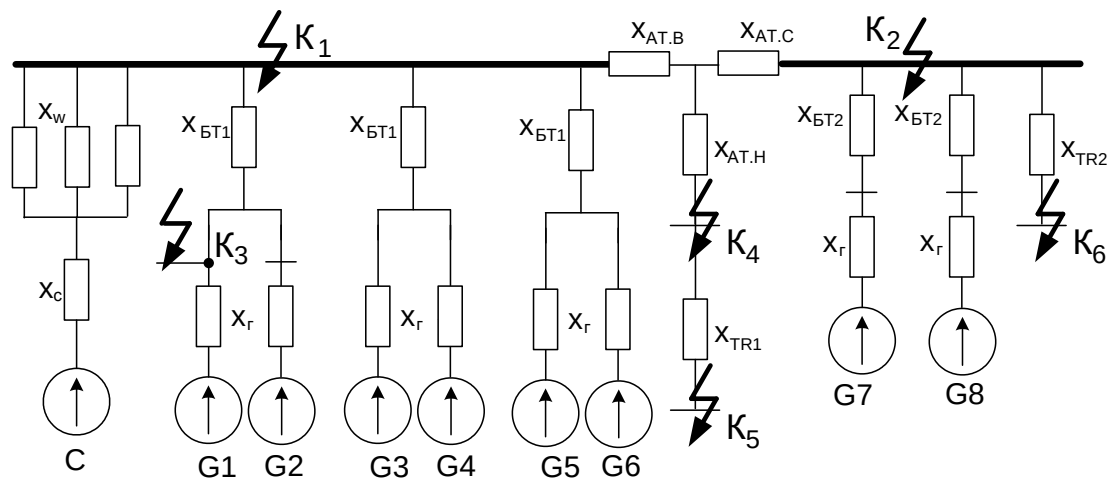


Рисунок 2.7 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів елементів схеми:

- генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d^{//} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.21)$$

$$x_{\Gamma} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,81;$$

- ЛЕП 500 кВ:

$$x_w = x_w = x_{\text{пит}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (2.22)$$

$$x_w = 0,3 \cdot 800 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,905;$$

- енергосистема:

$$X_c = X_{c\text{НОМ}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.23)$$

$$x_c = 0,3 \cdot \frac{1000}{12000} = 0,025;$$

- блочні трансформатори БТ1, БТ2:

$$x_{BT} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T,\text{НОМ}}}; \quad (2.24)$$

$$x_{BT1} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,22;$$

$$x_{BT2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44;$$

- пускорезервний трансформатор власних потреб з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875 u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.25)$$

$$x_{TR1} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,88;$$

$$x_{TR2} = \frac{1,875 \cdot 11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,74.$$

- АТЗ:

$$u_{KB}\% = 0,5 (u_{KB-C\%} + u_{KB-H\%} - u_{KC-H\%}); \quad (2.26)$$

$$u_{KC}\% = 0,5 (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}); \quad (2.27)$$

$$u_{KH}\% = 0,5 (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}); \quad (2.28)$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (11 + 35 - 21,5) = 12,25 \%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (11 + 21,5 - 35) = -1,35 = 0\%;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (35 + 21,5 - 11) = 22,75 \%$$

$$x_{AT.B} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 0,245;$$

$$x_{AT.C} = 0;$$

$$x_{AT.H} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 167} = 0,454.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.8):

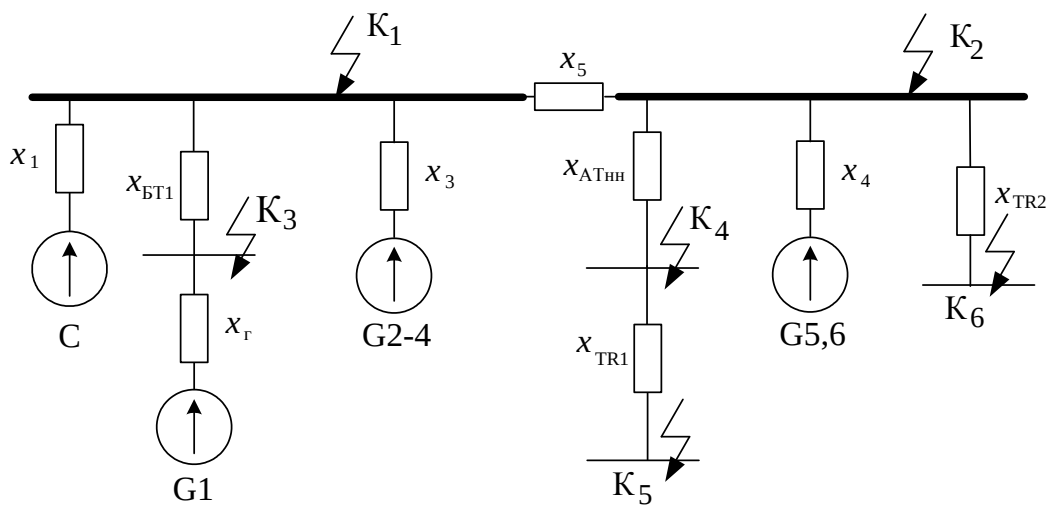


Рисунок 2.8 – Спрощена заступна схема станції

$$x_1 = \frac{x_w}{3} + x_c;$$

$$x_1 = \frac{0,905}{3} + 0,025 = 0,33;$$

$$x_2 = x_{BT1} + x_{\Gamma} / 2;$$

$$x_2 = 0,22 + 0,81 / 2 = 0,625;$$

$$x_3 = \frac{x_2}{2} = \frac{0,625}{2} = 0,313;$$

$$x_4 = \frac{x_{\Gamma} + x_{BT2}}{2};$$

$$x_4 = \frac{0,81 + 0,44}{2} = 0,625$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [11, 17]:

$$I_{п0_i} = \frac{E''_* \cdot I_{6i}}{x_{рез.*i}}, \quad (2.29)$$

де $E''_{*Г} = 1,13$ – надперехідна ЕРС для генераторів;

$E''_{*С} = 1,0$ – надперехідна ЕРС для енергосистеми та власних потреб;

I_{6i} – базовий струм, кА;

$x_{рез.*i}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.;

Базовий струм [11]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.30)$$

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА};$$

$$I_{63} = I_{64} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,7 \text{ кА};$$

$$I_{65} = I_{66} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

Визначимо складові струмів КЗ [11, 17]:

– періодичну:

$$I_{пт} = \gamma_{пт} \cdot I_{по}; \quad (2.31)$$

– аперіодичну:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/Ta}; \quad (2.32)$$

– ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y, \quad (2.33)$$

де $\tau = t_{BV} + 0,01$;

t_{BV} – власний час вимикання вимикача;

$\gamma_{пт}$ – коефіцієнт;

T_a – постійна часу кола КЗ, с;

K_y – ударний коефіцієнт.

Спростимо заступну схему електроустановки для кожної точки КЗ.

К-1. Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.9).

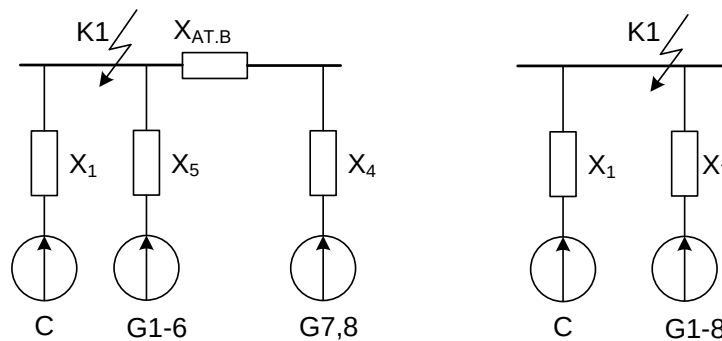


Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_5 = \frac{x_2}{3};$$

$$x_5 = \frac{0,625}{3} = 0,208;$$

$$x_6 = x_4 + x_{AT.B} = 0,625 + 0,245 = 0,87;$$

$$x_7 = \frac{x_5 \cdot x_6}{x_5 + x_6} = \frac{0,208 \cdot 0,87}{0,208 + 0,87} = 0,168.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,33} \cdot 1,12 = 3,394 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по G1-8}} = \frac{1,13}{0,168} \cdot 1,12 = 7,533 \text{ кА}.$$

Аналогічно проведемо розрахунок струмів $I_{\text{по}}$ для інших точок КЗ.

К-2. Складаємо заступну схему, в якій враховуємо тільки ті елементи, що впливають на точку КЗ K_2 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.10).

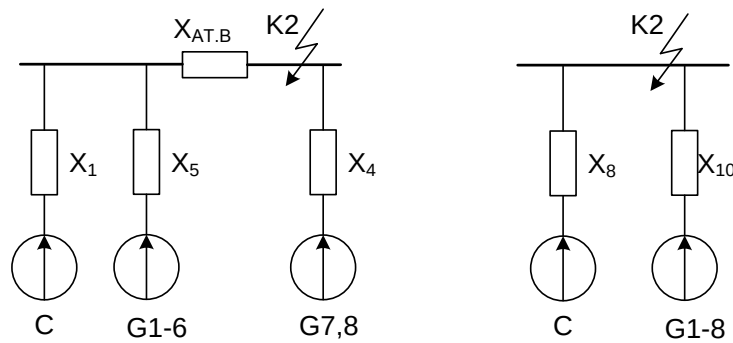


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо $x_{\text{AT.B}}$ між x_1 та x_5 [11]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_{\text{AT.B}} \cdot (x_1 + x_5); \\ x_8 &= x_1 + x_{\Delta} / x_5; \\ x_9 &= x_5 + x_{\Delta} / x_1. \end{aligned} \right\} \quad (2.34)$$

$$x_{\Delta} = 0,245 \cdot (0,33 + 0,208) = 0,132;$$

$$x_8 = 0,33 + 0,132 / 0,208 = 0,843;$$

$$x_9 = 0,208 + 0,132 / 0,33 = 0,61;$$

$$x_{10} = \frac{x_9 \cdot x_4}{x_9 + x_4} = \frac{0,61 \cdot 0,625}{0,61 + 0,625} = 0,31.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,843} \cdot 2,51 = 2,977 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по G1-8}} = \frac{1,13}{0,31} \cdot 2,51 = 9,149 \text{ кА.}$$

К-3:

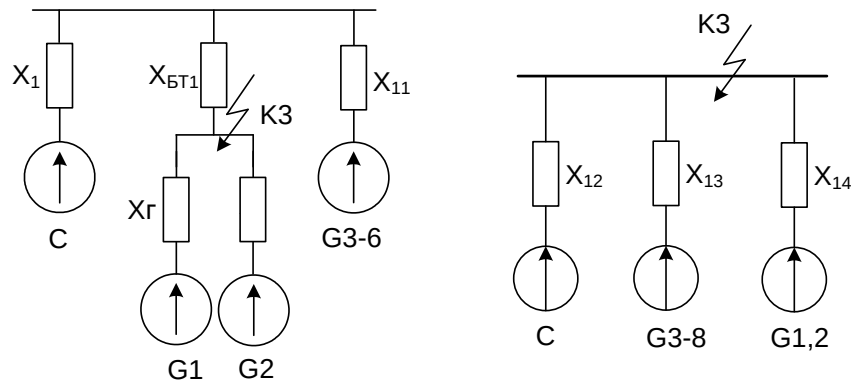


Рисунок 2.11 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$x_{11} = \frac{x_3 \cdot x_6}{x_3 + x_6} = \frac{0,313 \cdot 0,87}{0,313 + 0,87} = 0,23.$$

Розподіляємо $x_{\text{БТ1}}$ між x_1 та x_{11} [11]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_{\text{БТ1}} \cdot (x_1 + x_{11}); \\ x_{12} &= x_1 + x_{\Delta} / x_{11}; \\ x_{13} &= x_{11} + x_{\Delta} / x_1; \end{aligned} \right\}$$

$$x_{\Delta} = 0,22 \cdot (0,33 + 0,23) = 0,223;$$

$$x_{12} = 0,33 + 0,223 / 0,23 = 1,3;$$

$$x_{13} = 0,23 + 0,223 / 0,33 = 0,91;$$

$$x_{14} = x_{\Gamma} / 2 = 0,81 / 2 = 0,41;$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{1,3} \cdot 36,7 = 28,231 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по G3-8}} = \frac{1,13}{0,91} \cdot 36,7 = 45,573 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по G1,2}} = \frac{1,13}{0,41} \cdot 36,7 = 101,149 \text{ кА.}$$

K-4:

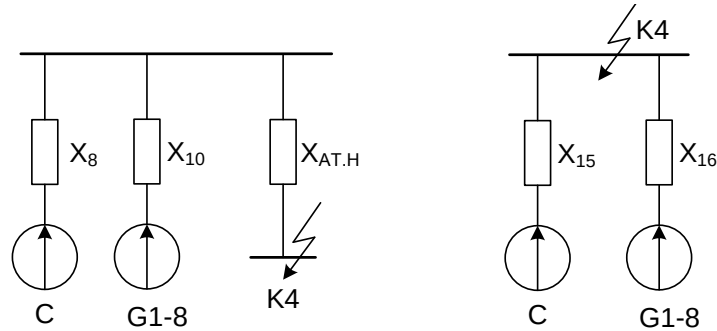


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки K-4

Розподіляємо $x_{\text{AT.H}}$ між x_8 та x_{10} :

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_{\text{AT.H}} \cdot (x_8 + x_{10}); \\ x_{15} &= x_8 + x_{\Delta} / x_{10}; \\ x_{16} &= x_{10} + x_{\Delta} / x_8; \end{aligned} \right\}$$

$$x_{\Delta} = 0,454 \cdot (0,843 + 0,31) = 0,523;$$

$$x_{15} = 0,843 + 0,523 / 0,31 = 2,53;$$

$$x_{17} = 0,31 + 0,523 / 0,843 = 0,93;$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{2,53} \cdot 36,7 = 14,506 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по G1-8}} = \frac{1,13}{0,93} \cdot 36,7 = 44,592 \text{ кА.}$$

K-5:

$$x_{17} = \frac{x_{15} \cdot x_{16}}{x_{15} + x_{16}} + x_{\text{TR1}};$$

$$x_{17} = \frac{2,53 \cdot 0,93}{2,53 + 0,93} + 7,88 = 8,56;$$

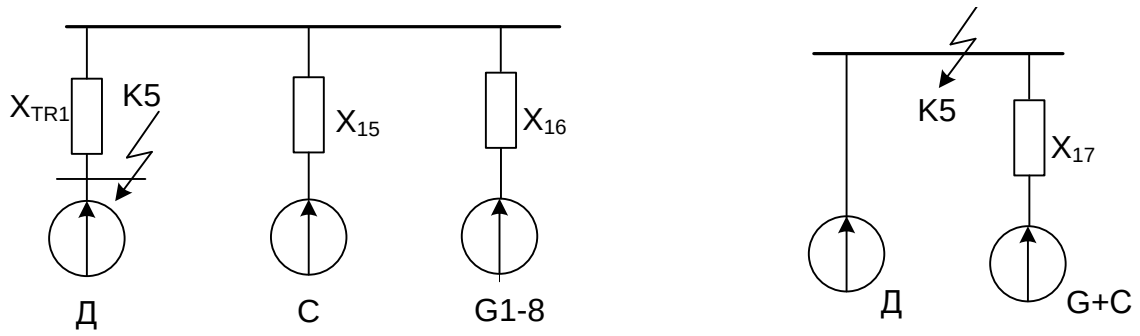


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$I_{\text{по C+G}} = \frac{1}{8,56} \cdot 91,75 = 10,718 \text{ кА};$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{4 \cdot \Sigma P_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot (1,25 \cdot S_{\text{ТРрозр}})}{U_{\text{ном}}}, \quad (2.35)$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{1,25 \cdot 13,26 \cdot 4}{2 \cdot 6} = 5,525 \text{ кА}.$$

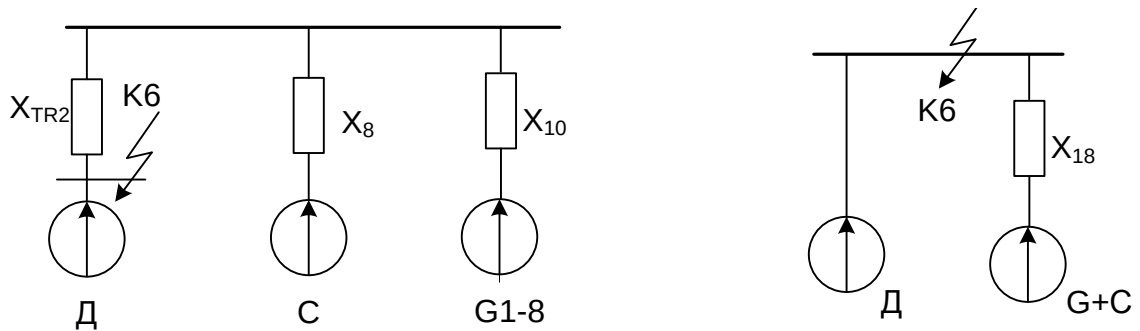
К-6:

Рисунок 2.14 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$X_{18} = \frac{X_8 \cdot X_{10}}{X_8 + X_{10}} + X_{\text{ТР2}};$$

$$X_{18} = \frac{0,843 \cdot 0,31}{0,843 + 0,31} + 6,74 = 6,97;$$

$$I_{\text{по C+G}} = \frac{1}{6,97} \cdot 91,75 = 13,164 \text{ кА};$$

$$I_{\text{поД}} = 5,525 \text{ кА}.$$

Для РУВП-6 кВ за розрахункову приймаємо точку К-6.

Попередньо встановлюємо вимикачі [11]:

1) ВРУ-500 кВ	3АТ2/DT-550	$t_{BB}=0,02$ с.;
2) ВРУ-220 кВ	3АР1DT-245/ЕК	$t_{BB}=0,035$ с.;
3) Генератор	ВВГ-20	$t_{BB}=0,12$ с.;
4) Сторона АТЗ	ВМГ-15	$t_{BB}=0,15$ с.;
5) РУ ВП-6 кВ	ВР1	$t_{BB}=0,04$ с.

Таблиця 2.15 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
K_1 ВРУ-500 кВ	Система	0,03	0,06	1,85	0,607	1
	G1-8		0,26	1,955	0,891	0,93
K_2 ВРУ-220 кВ	Система	0,045	0,03	1,717	0,223	1
	G1-8		0,26	1,955	0,841	0,97
K_3 Генератор G1	Система	0,13	0,06	1,85	0,115	1
	G2-8		0,26	1,955	0,607	1
	G1		0,545	1,982	0,788	0,55
K_4 Сторона НН АТЗ	Система	0,16	0,06	1,85	0,069	1
	G1-8		0,26	1,955	0,54	1
K_5, K_6 РУВП-6 кВ	G + C	0,05	0,045	1,814	0,329	1

Визначемо коефіцієнти $\gamma_{n\tau}$ для генераторних віток.

K_1 а) G_{1-8}

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.НОМ}}} \quad (2.36)$$

$$I'_{\text{НОМ}} = 8 \cdot 235,3 / (\sqrt{3} \cdot 515) = 2,11 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,03 \text{ с};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 7,533 / 2,11 = 3,6.$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,93 \text{ (рисунок 4.2 [11])}.$$

K_2 а) G_{1-8}

$$I'_{\text{НОМ}} = 8 \cdot 235,3 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 4,73 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 9,149 / 4,73 = 1,9; \quad t = \tau = 0,045 \text{ с}; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,97.$$

K_3 а) G_1

$$I'_{\text{НОМ}} = 8,625 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}}/I'_{\text{НОМ}} = 101,149/8,625 = 11,7; \quad t = \tau = 0,13 \text{ с};$$

$$\gamma_{\text{п,}\tau} = 0,55.$$

б) G_{2-8}

$$I'_{\text{НОМ}} = 7 \cdot 8,625 = 60,375 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}}/I'_{\text{НОМ}} = 45,573/60,375 = 0,75 < 1. \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 1.$$

К₄ а) G_{1-8}

$$I'_{\text{НОМ}} = 8 \cdot 235,3/(\sqrt{3} \cdot 15,75) = 69 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{\text{п,о}}/I'_{\text{НОМ}} = 44,592/69 = 0,7 < 1. \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 1.$$

Всі результати розрахунків струмів КЗ зводимо в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}, \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}, \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}, \text{ кА}$	$i_{\text{у}}, \text{ кА}$	Примітка
К ₁ ВРУ-500 кВ	С-ма	3,394	3,394	2,911	8,878	КА та шини
	G1-8	7,533	7,006	9,491	20,825	
	Сума	10,927	10,400	12,402	29,703	
К ₂ ВРУ-220 кВ	С-ма	2,977	2,977	0,939	7,229	КА та шини
	G1-8	9,149	8,875	10,881	25,292	
	Сума	12,127	11,852	11,821	32,521	
К ₃ Генератор G1	С-ма	28,231	28,231	4,573	73,849	КА+шини в основному колі
	G2-8	45,573	45,573	39,085	125,979	
	Сума (без G1)	73,803	73,803	43,658	199,828	
	G1	101,149	55,632	104,717	283,474	Шини до ТВП
	Повна сума	174,952	129,435	148,375	483,303	
К ₄ Сторона НН АТЗ	С-ма	14,506	14,506	1,425	37,946	КА та шини
	G1-8	44,592	44,592	34,076	123,270	
	Сума	59,098	59,098	35,502	161,216	
К ₅ РУВП-6 кВ	G + C	10,718	10,718	4,989	27,493	КА
	Двигуни ВП	5,525	2,705	2,238	12,890	Шини
	Сума	16,243	13,423	7,227	40,383	
К ₆ РУВП-6 кВ	G + C	13,164	13,164	6,127	33,764	КА
	Двигуни ВП	5,525	2,705	2,238	12,890	Шини
	Сума	18,689	15,868	8,366	46,655	

Примітка – КА – комутаційна апаратура

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [11, 16]:

$$\left. \begin{aligned} I_{нт.ДВ} &= I_{но.ДВ} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{ат.ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.ДВ} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{у.ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.ДВ} \cdot K_{у.ДВ}. \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

$$I_{нт.ДВ} = 5,525 \cdot e^{-0,05/0,07} = 2,705 \text{ кА};$$

$$i_{ат.ДВ} = \sqrt{2} \cdot 5,525 \cdot e^{-0,05/0,04} = 2,238 \text{ кА};$$

$$i_{у.ДВ} = \sqrt{2} \cdot 5,525 \cdot 1,65 = 12,89 \text{ кА}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

Для подальшого вибору комутаційних апаратів та струмоведучих частин, а також іншого обладнання ВРУ необхідно порахувати максимальні струми приєднань та імпульси квадратичного струму (табл. 2.17).

ВРУ-500 кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.38)$$

$$I_{\max.БТ} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{АТ.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (2.40)$$

$$I_{\max.W} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1222,6 \text{ А};$$

$$I_{\max.БТ} = \frac{2 \cdot 235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 572 \text{ А};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 167 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 867,8 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.41)$$

де $t_{\text{вим}}$ – час вимикання КЗ, с.

$$B_K = 10,927^2 (0,2 + 0,26) = 54,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВРУ-220 кВ:

$$I_{\text{max.W}} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 617,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{max.БТ2}} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 650 \text{ А};$$

$$I_{\text{max.АТЗ}} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 167 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1972 \text{ А};$$

$$I_{\text{max.ТR2}} = \frac{13,26 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 37,8 \text{ А}$$

$$B_K = 12,127^2 (0,2 + 0,26) = 67,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Коло генератора 200 МВт:

$$I_{\text{Г. max}} = \frac{I_{\text{Г. ном}}}{0,95}. \quad (2.42)$$

$$I_{\text{Г. max}} = \frac{8,625 \cdot 10^3}{0,95} = 9079 \text{ А};$$

$$I_{\text{max.ТВП}} = \frac{13260}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 486 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму [11].

$$B_K = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}} = \left(I_c^2 \cdot B_{* \text{пг}} + I_{\text{п,о,г}}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{\text{п,о,г}} \right) \cdot t_{\text{вим}} + \\ + \left(I_c^2 \cdot T_{\text{а,с}} + I_{\text{п,о,г}}^2 \cdot T_{\text{а,г}} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{\text{п,о,г}}}{1/T_{\text{а,с}} + 1/T_{\text{а,г}}} \right), \quad (2.43)$$

де $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$; $B_{*\text{ПГ}} = 0,31$; $T_* = 0,54$; $T_{a,\Gamma} = 0,545 \text{ с}$; $I_{\text{п,о,Г}} = 73,803 \text{ кА}$;
 $I_c = 101,149 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,26 \text{ с}$.

$$B_k = (101,149^2 + 0,3 \cdot 73,803^2 + 2 \cdot 101,149 \cdot 73,803 \cdot 0,54) \cdot 4 + \\ + (101,149^2 \cdot 0,26 + 73,803^2 \cdot 0,545 + (4 \cdot 101,149 \cdot 73,803) / (1/0,26 + 1/0,545)) = \\ 92225,08 + 9845,15 = 102070,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Сторона АТЗ 15 кВ:

$$I_{\text{max TR}} = \frac{I_{\text{TR.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (2.44)$$

$$I_{\text{max TR}} = \frac{13,26 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 486 \text{ А};$$

$$B_k = 59,098^2 (0,2 + 0,26) = 1606,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\text{max. TR}} = \frac{13,26 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 638 \text{ А}.$$

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{ноД}}^2 (0,5 T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}) + 2 I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{ноД}} (T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}),$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{аД}} I_{\text{ноД}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{ноД}}};$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{0,06 \cdot 13,164 + 0,04 \cdot 5,525}{18,689} = 0,044 \text{ с}.$$

$$B_k = 13,164^2 (0,3 + 0,044) + 5,525^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,044) + \\ + 2 \cdot 13,164 \cdot 5,525 (0,07 + 0,044) = 78,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблиця 2.17– Значення імпульсу квадратичного струму

Точка КЗ	К-1	К-2	К-3	К-4	К-6
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	54,93	67,65	102070,2	1606,61	78,43

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Обираємо вимикачі та роз'єднувачі. Результати вибору зводимо у таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Вибір вимикачів і роз'єднувачів

ВРУ-500 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ЗАТ2/DT-550	РПД-500-1/3200У1
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 1222,6 \text{ А}$ $I_{пт} = 10,4 \text{ кА}$ $i_{ат} = 12,402 \text{ кА}$ $I_{по} = 10,927 \text{ кА}$ $i_y = 29,703 \text{ кА}$ $B_k = 54,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 35,25 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 135 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-220 кВ Розрахункові дані	ЗАР1DT-245/ЕК	РНД3.1-220/2000У1
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 1972 \text{ А}$ $I_{пт} = 11,852 \text{ кА}$ $i_{ат} = 11,821 \text{ кА}$ $I_{по} = 12,127 \text{ кА}$ $i_y = 32,521 \text{ кА}$ $B_k = 67,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,8 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор 200 МВт Розрахункові дані	ВВГ-20/12500У3	РВП-20/12500У3
$U_{уст} = 15 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 9079 \text{ А}$ $I_{пт} = 10,619 \text{ кА}$ $i_{ат} = 99,994 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,т} + i_{а,т} =$ $= 243,7 \text{ кА}$ $I_{по} = 124,378 \text{ кА}$ $i_y = 341,569 \text{ кА}$ $B_k = 102070,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 12500 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 160 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 270,72 \text{ кА}$ $I_{дин} = 160 \text{ кА}$ $i_{дин} = 410 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 160^2 \cdot 4 = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 12500 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 490 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 180^2 \cdot 4 = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.17

Сторона НН АТЗ Розрахункові дані	ВМГ-15	РВР-20/6300У3
$U_{уст} = 15 \text{ кВ}$ $I_{max} = 486 \text{ А}$ $I_{пт} = 59,098 \text{ кА}$ $i_{ат} = 35,502 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{п,т} + i_{а,т} =$ $= 119,08 \text{ кА}$ $I_{по} = 59,098 \text{ кА}$ $i_y = 161,216 \text{ кА}$ $B_k = 1606,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 10000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 90 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 127,3 \text{ кА}$ $I_{дин} = 90 \text{ кА}$ $i_{дин} = 320 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 63 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУВП-6 кВ Розрахункові дані	ВР1	комірка КРУ типу КУ-10
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1595 \text{ А}$ $I_{пт} = 7.803 \text{ кА}$ $i_{ат} = 7,187 \text{ кА}$ $I_{по} = 13,817 \text{ кА}$ $i_y = 32,236 \text{ кА}$ $B_k = 99,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1250 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $-$ $-$

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-500 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1222,6 \text{ А};$$

$$I_{по} = 10,927 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 29,703 \text{ кА} < 50 \text{ кА};$$

Приймаємо три проводи марки АС-300/66: $d = 24,5 \text{ мм}$;

$$I_{доп} = 680 \text{ А};$$

$$D = 6,0 \text{ м.}$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (2.42)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см.}$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 1222,6 \text{ А} < I_{доп} = 3 \cdot 680 = 2040 \text{ А}.$$

Перевірка проводу на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.43)$$

де $m = 0,82$ – коефіцієнт шороховатості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

– напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см:

$$E = \kappa \cdot \frac{0,354 \cdot U_{max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.44)$$

де U_{max} – максимальна напруга установки, в установках напругою 110 – 330 кВ $U_{max} = 1,1 \cdot U_{ном}$, для установок 500, 750 кВ $U_{max} = 1,05 \cdot U_{ном}$;

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см;

n – кількість проводів у фазі, шт.

При $n = 3$:

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}; \\ r_{ек} &= \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}, \end{aligned} \right\} \quad (2.45)$$

де $a = 40$ см – відстань між проводами в розщепленій фазі при $U_{\text{ном}} = 500$ кВ.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,225}}\right) = 31,558 \text{ кВ/см};$$

$$U_{\text{max}} = 1,05 \cdot 500 = 525 \text{ кВ};$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,225}{40} = 1,106;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,225 \cdot 40^2} = 12,515 \text{ см};$$

$$E = 1,106 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,225 \cdot \lg \frac{756}{12,515}} = 31,406 \text{ кВ/см};$$

Умови перевірки відсутності корони:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.46)$$

$$1,07 \cdot 31,406 = 33,604 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,558 = 28,402 \text{ кВ/см}.$$

Умова не виконується.

Збільшуємо переріз і приймаємо провід марки АС600/72: $d = 33,2$ мм;

$I_{\text{доп}} = 1050$ А.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}}\right) = 30,612 \text{ кВ/см};$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,66}{40} = 1,144;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,66 \cdot 40^2} = 13,849 \text{ см};$$

$$E = 1,144 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{756}{13,849}} = 24,572 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 24,572 = 26,292 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,612 = 27,551 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ1:

Економічний переріз

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.47)$$

де $j_{\text{ек}}$ – економічна густина струму. $\text{А}/\text{мм}^2$;

$I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму, А.

$$I_{\text{норм}} = \frac{2 \cdot 235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 543,4 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{543,4}{1} = 543,4 \text{ А}.$$

За умовою відсутності корони обираємо три проводи марки АС 600/72,
 $d = 33,2 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}$.

в) відгалуження до АТЗ:

$$I_{\text{норм}} = \frac{867,8}{1,5} = 578,5 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{578,5}{1} = 578,5 \text{ А}.$$

Встановлюємо три проводи марки АС 600/72.

ВРУ-220 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 1972 \text{ А};$$

$$I_{\text{по}} = 12,127 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 32,521 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо три проводи марки АС-300/66: $d = 24,5 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$;

$$D = 4,0 \text{ м}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 1972 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 680 = 2040 \text{ А}.$$

Перевірка проводу на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,225}}\right) = 31,558 \text{ кВ/см};$$

$$U_{\max} = 1,1 \cdot 220 = 242 \text{ кВ};$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,225}{40} = 1,106;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,225 \cdot 40^2} = 12,515 \text{ см};$$

$$E = 1,106 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{3 \cdot 1,225 \cdot \lg \frac{504}{12,515}} = 16,065 \text{ кВ/см}.$$

$$1,07 \cdot 16,065 = 17,19 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,558 = 28,402 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ2:

$$I_{\text{норм}} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 617,5 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{617,5}{1} = 617,5 \text{ А}.$$

За умовою відсутності корони обираємо три проводи марки АС 300/66, $d = 24,5 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$.

в) відгалуження до АТЗ:

$$I_{\text{норм}} = \frac{1972}{1,5} = 1314,7 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{1314,7}{1} = 1314,7 \text{ А}.$$

Встановлюємо три проводи марки АС 500/27, $d = 29,4 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 830 \text{ А}$.

г) відгалуження до ТР2:

$$I_{\text{норм}} = \frac{13,26 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 37,8 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{37,8}{1} = 37,8 \text{ А}.$$

Згідно [14] для установок напругою 220 кВ мінімально допустимий діаметр за умовою коронування становить: $d = 21,6 \text{ мм}$ (АС 240/39). Тому приймаємо провід АС 240/39, $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Перевірка проводу на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,995 \text{ кВ/см};$$

$$K = 1; r_{\text{ек}} = r_0 = 1,08 \text{ см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,08 \cdot \lg \frac{504}{1,08}} = 29,72 \text{ кВ/см}.$$

$$1,07 \cdot 29,72 = 31,8 \text{ кВ/см} > 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см}.$$

Умова не виконується. Збільшуємо переріз проводу, приймаємо провід марки АС330/30: $d = 24,8 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,24}}\right) = 31,517 \text{ кВ/см};$$

$$K = 1; r_{\text{ек}} = r_0 = 1,24 \text{ см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,24 \cdot \lg \frac{504}{1,24}} = 26,48 \text{ кВ/см}.$$

$$1,07 \cdot 26,48 = 28,334 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,517 = 28,366 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

Турбогенератор 200 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

а) в основному колі типу ТЭН-Е-20-11200-400У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 9,079 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 11,2 \text{ кА};$$

$$i_y = 341,569 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 400 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКН-Е-20/2000-750У1:

$$U_{\text{уст}} = 15.75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 0,486 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 2,0 \text{ кА};$$

$$i_y = 483,303 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА}.$$

Сторона НН АТЗ:

$$I_{\text{max}} = 486 \text{ А}; I_{\text{по}} = 59,098 \text{ кА}; i_y = 161,216 \text{ кА}; B_k = 1606,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Встановлюємо однополосні алюмінієві шини прямокутного перерізу:

$$q = 40 \times 5 = 200 \text{ мм}^2; I_{\text{доп.ном}} = 540 \text{ А}. v_0 = 25 \text{ }^\circ\text{C}; K_2 = 1.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп.}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}} \geq I_{\text{max}}; \quad (2.48)$$

$$I_{\text{доп.}} = 1 \cdot 540 = 540 \text{ А} > I_{\text{max}} = 486 \text{ А}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (2.49)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{1606,61 \cdot 10^6}}{90} = 445 \text{ мм}^2 > q = 200 \text{ мм}^2.$$

Умова не виконується, тому збільшуємо переріз шини і приймаємо шини перерізом $q = 120 \times 10 = 1200 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп.ном}} = 2070 \text{ А}$.

Перевірка шин на механічну міцність [11]:

Розташовуємо шини горизонтально відносно фаз, а на ізоляторах – «плашмя»; відстань між фазами: $a = 0,8$ м;

Розрахункова довжина прогону між опорними ізоляторами [11, 17]:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (2.50)$$

де J – момент інерції, см^4 ;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.51)$$

$$J = \frac{1 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ см}^4;$$

Момент опору:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.52)$$

$$W = \frac{1 \cdot 12^2}{6} = 24 \text{ см}^3;$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{144}{12}} = 3 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,73 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 1,7$ м.

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{ф. max}} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-2}; \quad (2.53)$$

$$\sigma_{\text{ф. max}} = \sqrt{3} \frac{161,216^2 \cdot 1,7^2}{0,8 \cdot 24} \cdot 10^{-2} = 67,8 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа} .$$

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на ізолятор:

$$F_{3г} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.54)$$

$$F_{3г} = \sqrt{3} \frac{161,216^2 \cdot 1,7}{0,8} \cdot 10^{-1} = 9566,1 \text{ Н.}$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу И16-125УХЛЗ [11]:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$F_p = 16000 \text{ Н};$$

$$H_{i3} = 210 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = F_{3г} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.55)$$

$$F_{\text{розр}} = 9566,1 \text{ Н} < 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ Н.}$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-20/1000-2000У [11]:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$$

$$F_p = 20000 \text{ Н};$$

$$l_{i3} = 740 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{3г} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.56)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 9566,1 = 4783 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ (Н)}.$$

РУВП-6 кВ

Встановлюємо струмопровід типу ТЗК-6-1600-51

$$\begin{aligned} U_{\text{уст}} &= 6 \text{ кВ}; & U_{\text{ном}} &= 6 \text{ кВ}; \\ I_{\text{max}} &= 638 \text{ А}; & I_{\text{ном}} &= 1600 \text{ А}; \\ i_y &= 46,655 \text{ кА}; & i_{\text{дин}} &= 51 \text{ кА}. \end{aligned}$$

2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу ДАЗО2-400Х-4:

$$P_{\text{ном}} = 400 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 47 \text{ А};$$

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі.

$$v_0 = 35^\circ\text{C}, T_{\text{max}} = 3000 \text{ год.}$$

Вибираємо кабель марки ААШв, трижильний.

Визначимо економічний переріз кабеля:

$$q_{\text{ек}} = 47/1,4 = 33,6 \text{ мм}^2;$$

Обираємо кабель марки ААШв, трижильний, поправочний коефіцієнт на температуру повітря: $K_2 = 0,87$.

$$I_{\text{доп}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}}; \quad (2.57)$$

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 85 = 74 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 47 \text{ А};$$

Перевіряємо обраний кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C},$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{78,43 \cdot 10^6}}{98} = 90 \text{ мм}^2 > 35 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель перерізом $3 \times 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ А}$.

Таблиця 2.18 – Струмоведучі частини КЕС

Місце установки	Тип струмопроводу або марка проводу	Примітки
1. ВРУ-500 кВ: – збірні шини; – відгалуження до БТ ₁ ; – відгалуження до АТЗ;	3×АС 600/72 3×АС 600/72 3×АС 600/72	Гнучкі шини
2. ВРУ-220 кВ – збірні шини; – відгалуження до БТ ₂ ; – відгалуження до АТЗ; – відгалуження до ТР2	3×АС 300/66 3×АС 300/66 3×АС 500/27 АС 300/30	Гнучкі шини
3. Сторона 15 кВ АТЗ	120×10 мм ²	Жорсткі однополосні алюмінієві шини
4. Турбогенератор 200 МВт:	ТЭН-Е-20-11200-400У1	Комплектний струмопровід
5. РУВП-6 кВ	ТЗК-6-1600-51	Комплектний струмопровід

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-500 кВ

Перелік приладів які встановлюються на ЛЕП [11] подано в табл. 2.20.

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму TG-550

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1222,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 29,703 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 54,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,64 \text{ Ом}$	$r_{\text{ном}}^2 = 20 \text{ Ом}$

Примітка: а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,2/10Р

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$$l_{\text{розр}} = 175 \text{ (м)};$$

$$\text{г) } I_{2\text{ном}} = 1(\text{А}).$$

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	—	0,5
Варметр	Д-305	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	И-680	2,5	—	2,5
Разом:		6,5	0,1	6,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2; \quad (2.58)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.59)$$

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

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.60)$$

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

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом $q = 1,5 \text{ мм}^2$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6,5 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 1,5 = 8,64 \text{ (Ом)} < 20 \text{ (Ом)}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу SVS-550:

$$U_{1\text{ном}} = 500000 / \sqrt{3} \text{ кВ};$$

$$U_{2\text{ном}} = 100\sqrt{3} \text{ В};$$

$$U_{3\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}0,5} = 300 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження SVS-550

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}}, \text{В} \cdot \text{А}$	$n_{\text{обм}}, \text{шт}$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{\text{прил}}, \text{шт}$	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Варметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Разом:							35	9,7

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 300 = 900 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з перерізом жил $q = 1,5 \text{ мм}^2$.

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори КЕС

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-500 кВ	TG-550	SVS-550
ВРУ-220 кВ	TG-245	SVS-245
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	TBT-500-I-3000/1 TBT-220-I-2000/1 ТШВ-15-6000/5	— — ЗНОЛ.06-15УЗ
Блочний трансформатор БТ ₁ : сторона ВН: сторона НН	TBT-500-I-3000/1 ТШ-20-12000/5	— —
Блочний трансформатор БТ ₂ : сторона ВН: сторона НН:	TBT-220-I-2000/1 ТШ-20-12000/5	— —
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR1: сторона ВН: сторона НН:	ТШВ-15-6000/5 ТШЛ-10-2000/5	— ЗНОЛ.06-6УЗ
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR2: сторона ВН: сторона НН:	TBT-220-I-2000/1 ТШЛ-10-2000/5	— ЗНОЛ.06-6УЗ
Робочий трансформатор власних потреб: сторона ВН: сторона НН:	ТШЛО20-1500/5 ТШЛ-10-2000/5	— ЗНОЛ.06-6УЗ
Турбогенератор	ТШ-20-12000/5	ЗОМ-1/20 ЗНОМ-20
РУВП 6 кВ	ТШЛ-10-3000/5	ЗНОЛ.06-6УЗ

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загорджувачів та шунтових реакторів

Для захисту від перенапруг встановлюємо на станції обмежувачі перенапруг:

- | | |
|---|-------------|
| 1. ЛЕП-500 кВ. сторона ВН АТЗ | ОПН-500У1; |
| та блочних трансформаторів БТ1: | |
| 2. ЛЕП-220 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН | ОПН-220У1; |
| блочних трансформаторів БТ2: | |
| 3. Нейтраль блочного трансформатора БТ2 | ОПН-110МУ1; |
| 4. Сторона НН АТЗ | ОПН-15У1; |
| 5. Сторона НН БТ1 та БТ2 | ОПН-15У1; |
| 6. Сторона НН трансформаторів ВП | ОПН-6У1. |

Для забезпечення нормальної роботи релейного захисту, автоматики та зв'язку встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

- | | |
|---------------|----------------|
| а) ЛЕП-500 кВ | ВЗ-1250-0,5У1; |
| б) ЛЕП-220 кВ | ВЗ-1250-0,5У1. |

Для обмеження перенапруг на ЛЕП-500 кВ в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтові реактори: РОДЦ-60000/500У1.

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На електростанціях та великих підстанціях необхідно встановлювати установки постійного струму з акумуляторними батареями для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, аварійного освітлення, а також для електропостачання найбільш відповідальних механізмів власних потреб, що забезпечують збереження обладнання в гхfwtpIfnyjve стані (систем регулювання турбогенераторів? Масло насосів тощо).

Виконуємо розрахунок акумуляторної батареї для блоку 200 МВт (одна батарея на два генератори).

Вихідні дані для розрахунку [11]:

- номінальна напруга:	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
- напруга на шинах:	$U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$
- кількість основних елементів батареї:	$n_o = 108$
- кількість додаткових елементів батареї:	$n_d = 22$
- загальна кількість елементів батареї:	$n = 130$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці заряджання	$U_3 = 2,75 \text{ В}$

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймачі						Розр.навант.	
Найменування	п, шт	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	$I_{\text{ав}},$ А	$I_{\text{пошт}},$ А
Постійне навантаження	-	-	-	30	-	30	30
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	200	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Електродвигун аварійного масла насоса ущільнень генератора	2	25	128	50	150	100	-
Електродвигун аварійного змащування турбіни	2	14	73,5	73	184	146	368
Разом:						506	498

Типовий номер АБ [11]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (2.61)$$

де $I_{\text{ав}}$ – струм аварійного режиму, А;

j – 25 А/Н – коефіцієнт для проведення $I_{\text{ав}}$ до першого номера акумулятора при температурі електроліту 25°C.

$$N \geq 1,05 \cdot 506 / 25 = 21,3;$$

Перевірка за максимальним струмом поштовху в режимі короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq \frac{I_{\text{пошт}}}{46}; \quad (2.62)$$

$$N \geq 498 / 46 = 10,8.$$

Приймаємо типорозмір 24.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах короткочасного аварійного навантаження:

$$j_n = \frac{I_{\text{пошт}}}{N}; \quad (2.63)$$

$$j_n = 498 / 24 = 20,75 \text{ A/N};$$

Напруга у споживачів згідно [11] з урахуванням втрат в кабелі (5%) складає відповідно 92 %, а допустима напруга повинна бути не менше 85%. Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп}} &= I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{пзп}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_o, \end{aligned} \right\} \quad (2.64)$$

$$I_{\text{пзп}} = 0,15 \cdot 24 + 30 = 33,6 \text{ A};$$

$$U_{\text{пзп}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}.$$

Встановлюємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП.дод}} &= 0,05 \text{ N}; \\ U_{\text{ПЗП.дод}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}} \end{aligned} \right\} \quad (2.65)$$

$$I_{\text{пзп.дод}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ A};$$

$$U_{\text{пзп.дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В.}$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3 (панель автоматичного регулювання типу ПЕХ-9045-00А2).

Розрахункові струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{зп}} &= 5 \cdot N + I_{\text{пос}}; \\ U_{\text{зп}} &= n \cdot U_{\text{з}} \end{aligned} \right\} \quad (2.66)$$

$$U_{\text{зп}} = U_{\text{з}} \cdot n,$$

$$I_{\text{зп}} = 30 + 5 \cdot 24 = 150 \text{ A};$$

$$U_{\text{зп}} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-500 кВ

Для ВРУ-500 кВ приймаємо дворядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 2.15.

Вихідні дані для розрахунку [16]:

а) висота блискавковідводу: $h = 54 \text{ (м)}$;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 28 \text{ м}$.

$$2/3h = 2/3 \cdot 54 = 36 \text{ м} > h_x = 28 \text{ м.}$$

Параметри грозозахисту визначаються за виразами:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \quad (2.67)$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \quad (2.68)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (2.69)$$

h – висота блискавковідводу, м;

h_x – розрахункова висота, для якої визначається зона захисту, м;

h_0 – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м;

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 2.24 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-500 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	B_x , м	Γ_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 10-11, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 19-20, 20-21, 21-22, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 26-27	30	53,307	54,921	28,5
1-10, 2-11, 3-12, 4-13, 5-14, 6-15, 7-16, 8-17, 9-18	90	47,866	38,598	28,5
10-19, 11-20, 12-21, 13-22, 14-23, 15-24, 16-25, 17-26, 18-27	138	39,918	14,753	28,5
1-11, 2-10, 2-12, 3-11, 3-13, 4-12, 4-14, 5-13, 5-15, 6-14, 6-16, 7-15, 7-17, 8-16, 8-18, 9-17	94,9	47,194	36,582	28,5
10-20, 11-19, 11-21, 12-20, 12-22, 13-21, 13-23, 14-22, 14-24, 15-23, 15-25, 16-24, 16-26, 17-25, 17-27, 18-26	141,2	39,285	12,854	28,5

На рисунку 2.16 наведено вид на зону блискавковідводів ВРУ-500 кВ.

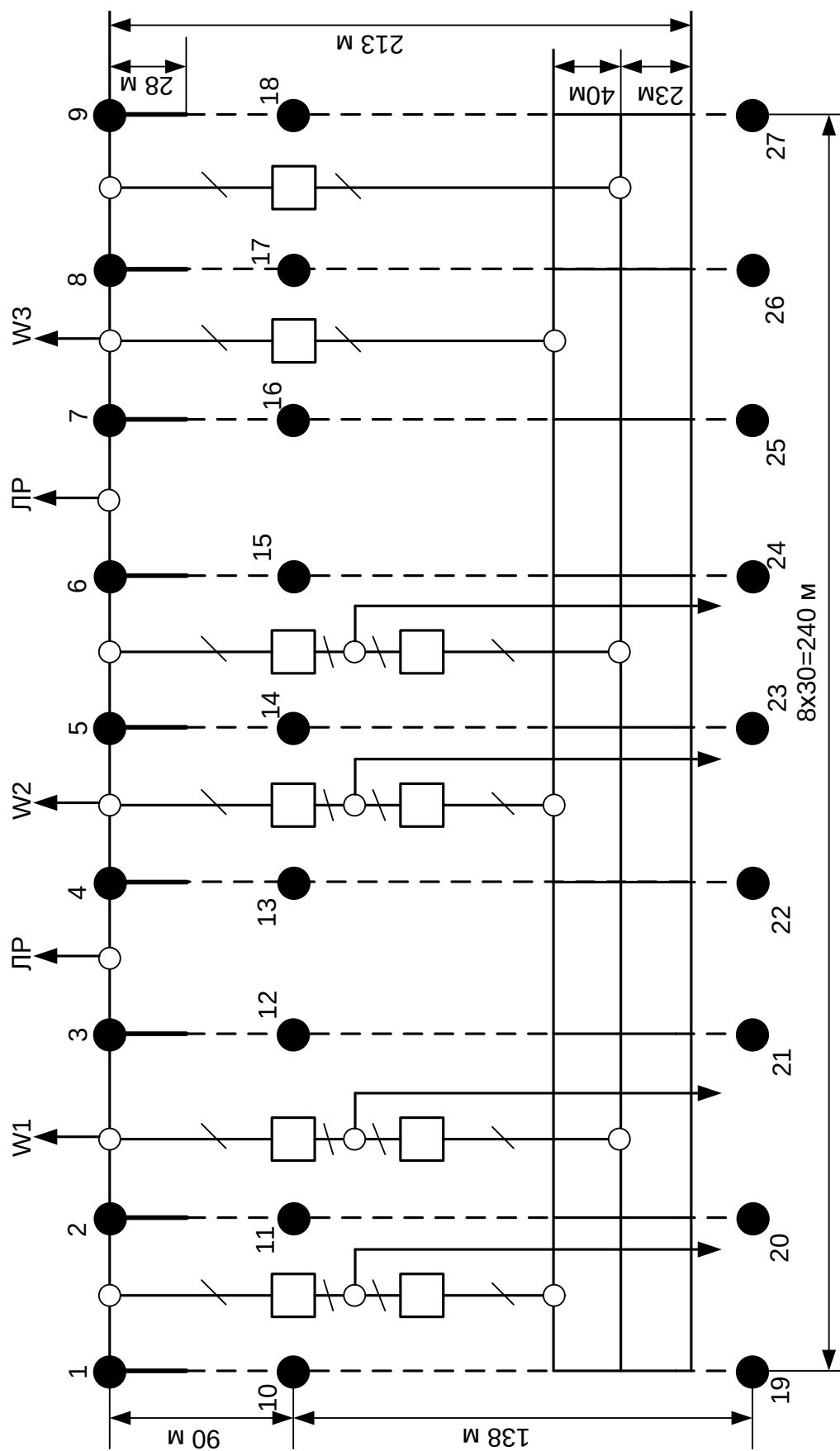


Рисунок 2.15 – Схема розташування блискаковідводів ВРУ – 500кВ

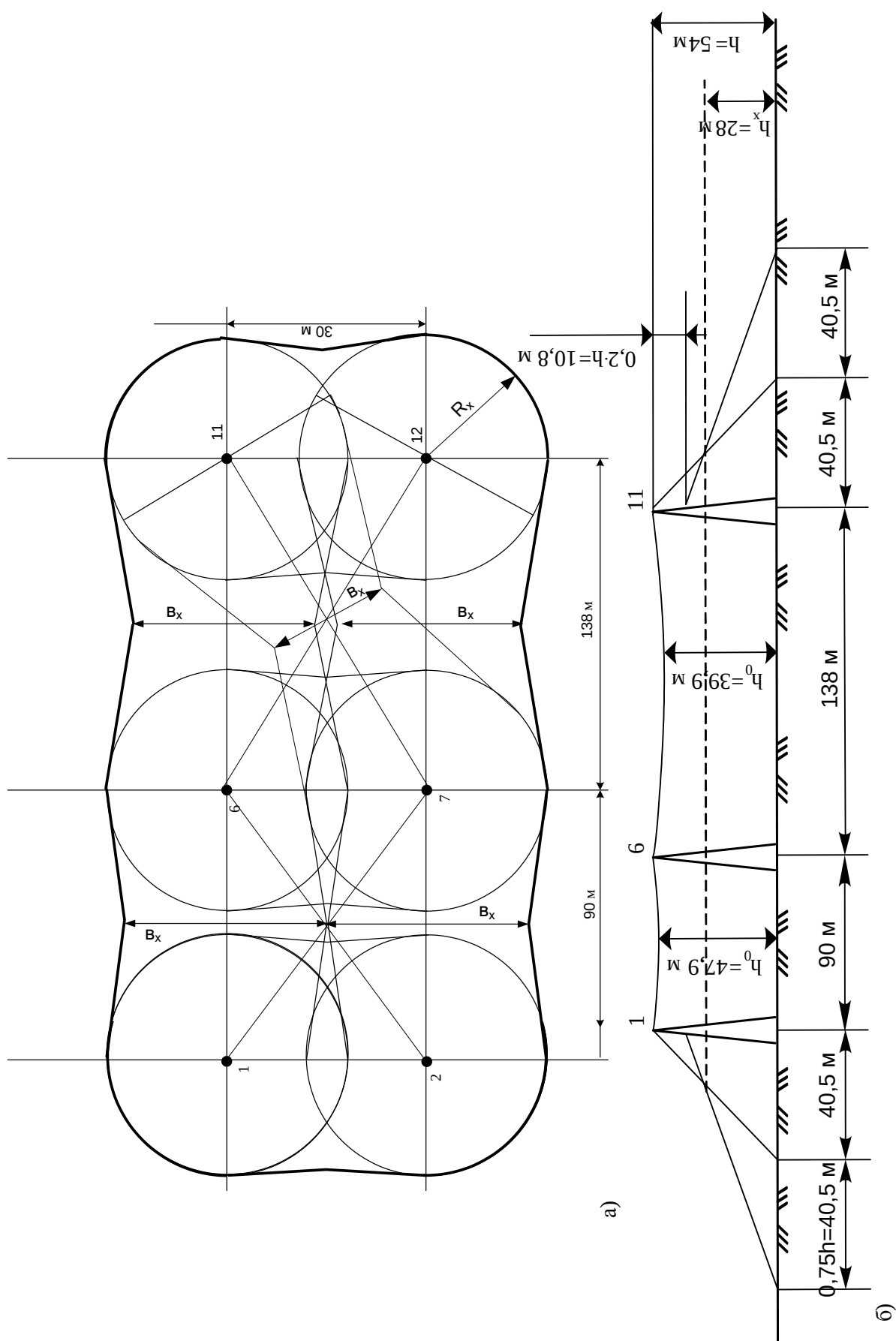


Рисунок 2.16 – Вид на зону блискавководів ВРУ-500 кВ зверху (а) та збоку (б)

2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (260 \times 230) = 59800 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 60 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 4 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ наведено на рис. 2.17.

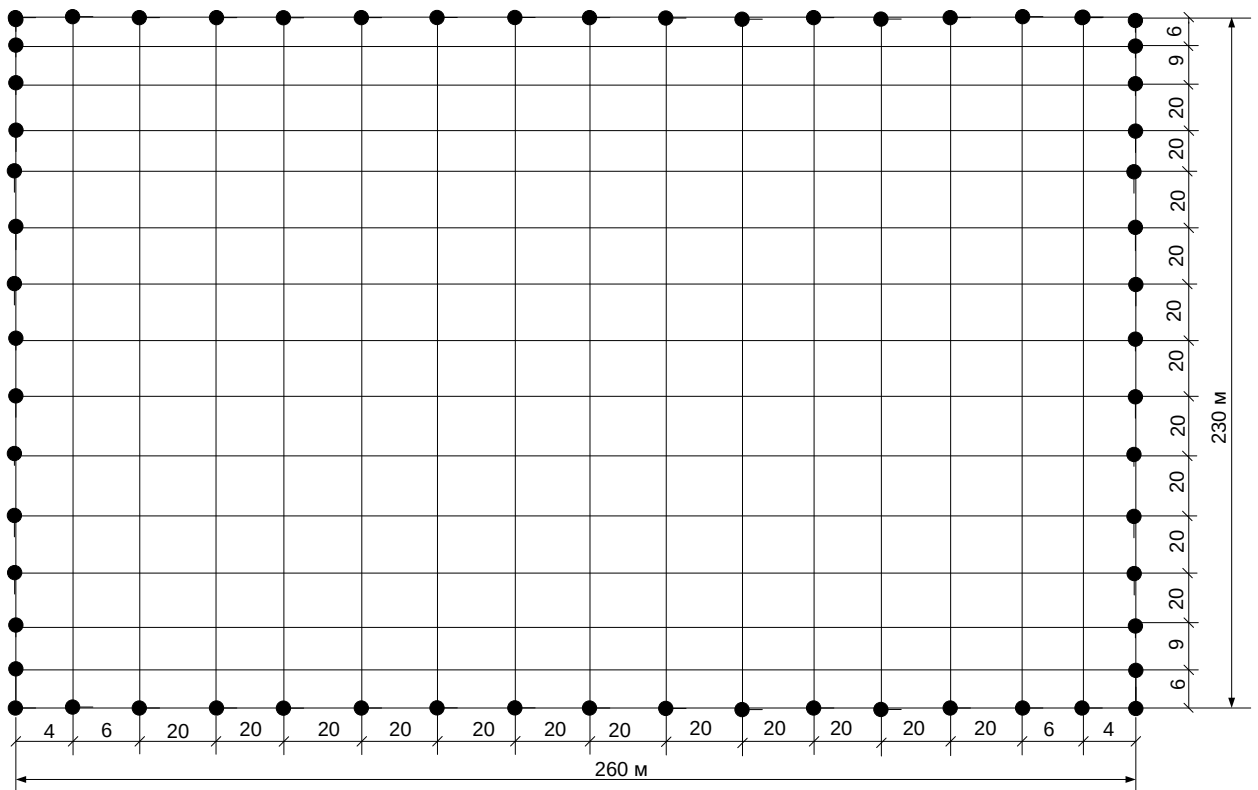


Рисунок 2.17 – План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (260 + 230) / 60 = 16.33 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 300 = 2;$$

$$a / l_B = 16,33 / 4 = 4,08;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{59800} = 244,5 \text{ (м)};$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [4, 8, 9]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_{\Gamma} + L_B}, \quad (2.69)$$

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

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

L_{Γ} , L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (2.70)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (2.71)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{244,5} = 0,018 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,018 = 0,429;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{4} = 0,35.$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (230 \cdot 17 + 260 \cdot 15) + 4 \cdot 60 = 8050 \text{ м.}$$

З [16] визначаємо, що $\rho_{екв} / \rho_2 = 1,18$.

$$\rho_{екв} = 1,18 \cdot 300 = 354 \text{ Ом·м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,429 \cdot 354 / 244,5 + 354 / 8050 = 0,665 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача системи «трос-опори» $R_{\text{п}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Опір заземлювача:

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п}}}{R_{\text{ш}} + R_{\text{п}}};$$

$$R'_3 = \frac{0,665 \cdot 1,2}{0,665 + 1,2} = 0,428 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}.$$

3 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

3.1 Загальна характеристика оптимізаційних задач, які розв'язуються автоматизованою системою керування технологічним процесом

Електростанція, що проектується, буде працювати паралельно з іншими джерелами енергії у складі Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України.

Основні вимоги, що висуваються до роботи енергосистем:

- виконання плану виробітку і розподілу електроенергії з покриттям максимумів навантажень;
- бесперебійна робота електрообладнання і надійна робота систем електропостачання;
- забезпечення необхідної якості електроенергії, яка відпускається споживачам.

Для забезпечення цих вимог енергосистеми обладнуються диспетчерськими пунктами.

Основною метою керування енергосистемою є оптимізація її побудови, роботи і експлуатації.

Об'єкти автоматизації, зокрема технологічні об'єкти, мають свої особливості, які вимагають використання сучасних засобів автоматизації та обчислювальної техніки. Деякі з цих особливостей включають [18, 19]:

1. Різні функціональні завдання. Технологічні об'єкти можуть включати різноманітні процеси та операції, які потребують автоматизації. Це можуть бути виробничі процеси, контроль якості, моніторинг середовища та інші функції.

2. Високий рівень автоматизації. Багато технологічних об'єктів вже мають високий рівень автоматизації, що включає в себе сучасні системи ке-

рування технологічними процесами (АСК ТП). Це означає, що системи керування повинні бути здатні до інтеграції з існуючими обладнанням та процесами.

3. Підвищення актуальності завдань оптимізації. Швидкий розвиток технологій та змінні умови ринку можуть призводити до появи нових вимог до оптимізації технологічних процесів. Оптимізація стає важливою для підвищення ефективності та конкурентоспроможності підприємства.

4. Сучасні засоби автоматизації та обчислювальної техніки. Для успішного управління технологічними об'єктами необхідно використовувати сучасні засоби автоматизації, такі як сенсори, контролери, програмні засоби для збору та аналізу даних, а також обчислювальну техніку для моделювання та оптимізації процесів.

5. Ефективні автоматизовані системи керування технологічними процесами. АСКТП включають в себе комплекс систем та програмного забезпечення для збору, обробки та управління даними про технологічні процеси. Ці системи повинні бути надійними, швидкодійними та забезпечувати можливість моніторингу та керування процесами в реальному часі [18, 19].

Методи оптимізації відіграють важливу роль в розв'язанні широкого спектру задач, які виникають у різних галузях промисловості та науки. Вони дозволяють знаходити оптимальні рішення в умовах обмежень і надають можливість ефективного використання ресурсів.

Отже, задачі оптимального проектування є однією з важливих груп задач теорії оптимізації. Вони дозволяють знаходити оптимальні параметри проектів з урахуванням різних обмежень та вимог, що може бути критично важливим у галузі електроенергетики. А методи оптимізації відіграють ключову роль у вирішенні різноманітних завдань у різних галузях науки і техніки, сприяючи покращенню ефективності та якості різних процесів і продуктів.

Наведемо перелік задач, які розв'язуються автоматизованою системою керування технологічним процесом електричних станцій [18-20].

1. Прогнозування добового графіка зміни навантаження.

Розв'язання цієї задачі можливе, оскільки зміна навантаження має певні закономірності і тенденції. Прогнозування ґрунтується на вивченні і аналізі статистичної інформації щодо попередніх режимів роботи енергосистеми. Чим точніше буде складено прогноз, тим точніше розв'язана задача.

2. Планування добових графіків роботи електростанцій.

Полягає в заданні станціям таких графіків, дотримуючись яких забезпечуються мінімальні витрати палива в енергосистемі й при цьому відповідна якість електроенергії та надійність електропостачання.

Необхідно розрізняти довгострокове та короткострокове прогнозування й планування.

Планування диспетчерських графіків роботи електростанцій складається з таких основних етапів:

- планування режимів роботи електричної станції;
- вибір і планування на добу оптимального складу обладнання електростанцій з урахуванням заявок на поточний ремонт;
- економічний розподіл навантаження між агрегатами для заданого складу обладнання на кїжуу годину.

3. Оперативна корекція режимів.

Через недостатню точність врахування випадкових збурень фактична поведінка навантаження відрізняється від прогнозованого. Тому для підтримання відповідної частоти небаланси потужності, що виникають, повинні сприйматись однією або декількома станціями. Відбувається безперервне регулювання частоти, однак чим сильніше відхилення навантаження від прогнозованого, тим значніше відхилення від оптимального режиму.

Окрім перерахованих основних задач, розв'язується й низка інших, таких як: оперативне оцінювання правильності налаштування пристроїв релейного захисту і протиаварійної автоматики, введення режиму в допустиму область, інформаційно-довідкові задачі. До останніх відносяться: статистична обробка інформації і видача, інформації в зручному для диспетчера виді; ре-

гістрація основних параметрів електричної системи і нормування масивів інформації для прогнозування навантаження і відображення режиму, тощо.

Класифікація АСК [18]:

- – За видом управління АСК поділяються на два класи: організаційного (адміністративного) і технологічного керування.
- Організаційне – розв’язання задач керівництва системами, які складаються з людей.
- Технологічні – керування механізмами, агрегатами.

Різниця цих двох систем в об’єкті управління (люди і машини), а також в формі передачі інформації. В першому випадку це документи (накази, розпорядження), в другому – різні сигнали.

Сучасні системи управління одночасно містять елементи організаційного та технічного управління і називаються інтегрованими. До них відносяться АСК ЕС та АСК ЕЕС.

- – За ступенем автоматизації вводу-виводу інформації розрізняють:
 - ручний ввід інформації і виробіток рекомендацій (ручне керування);
 - автоматичний ввід інформації і виробіток рекомендацій за участю людини;
 - автоматичну видачу керуючих впливів на об’єкт або безпосереднє цифрове керування.

Перші два випадки – це стадії машини-радника, третій – притаманний для АСК ТП.

АСК можна умовно розділити на пошукові, радчі і керуючі системи.

Під пошуковою системою зазвичай розуміють систему пошуку інформації про об’єкт певного класу. Такі системи здійснюють бібліографічний пошук, описів конструкцій машин, близької до проектованої, і т.д.

Радчі системи в умовах АСК ЕС використовуються для оперативного управління. Вона надає оператору інформацію, яка характеризує процес, і виявляє відхилення параметрів від нормативних значень. Якщо оператор ви-

рішить не впроваджувати представлену йому пораду, то АСК повинно накопичувати інформацію про втрати через не виконання поради і надрукувати ці поради в кінці зміни.

Керуюча система в умовах АСК вирішує ті ж задачі, що і радчі, але частина рекомендацій видається у вигляді керуючих сигналів безпосередньо на об'єкт керування.

3.2 Підготовка вихідних даних для оптимізації режимів

Характеристики і параметри елементів і режимів електричної системи.

В основу завдання покладено схему електричної системи, яка показана на рис. 3.1. Графік зміни навантаження району у відсотках від максимальної потужності наведено на рис. 3.2.

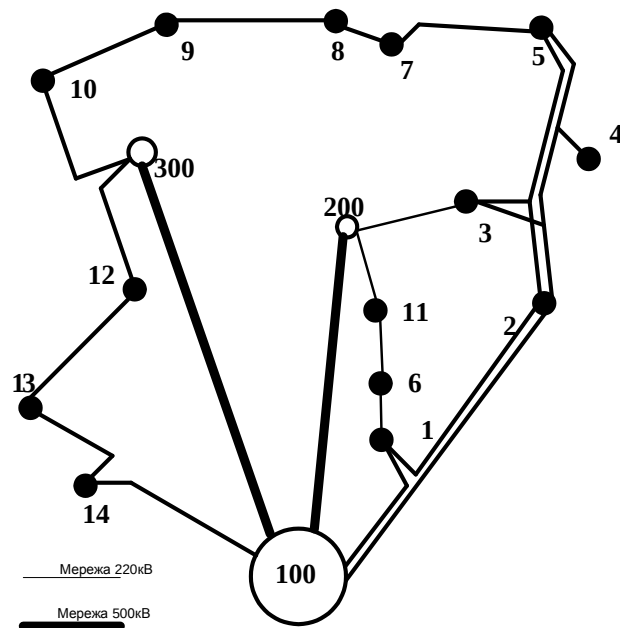


Рисунок 3.1 – Схема електричної системи

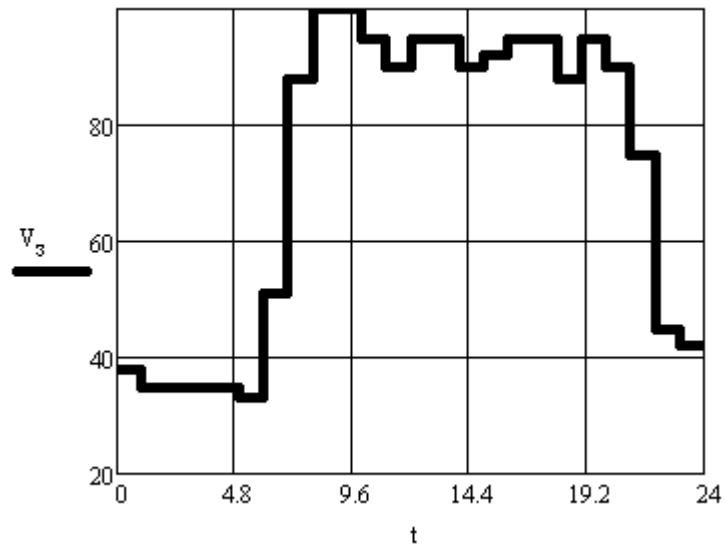


Рисунок 3.2 – Графік зміни навантаження району у відсотках від максимального

3.3 Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому

Як цільову функцію в задачі оптимізації використовуємо мінімум витрат на виробництво і розподіл електричної енергії.

Залежно від того як генерування активної потужності буде розподілено між електричними станціями в системі, витрати на паливо будуть різними.

Графік роботи ТЕС залежить від витрати палива. Витрата палива в одиницю часу пов'язана з потужністю, яка видається станцією – витратна характеристика станції. Витратна характеристика станції залежить від типу регулювання обладнання і є складними нелінійними характеристиками.

Витратні характеристики електростанцій $Q = f(P)$ мають вигляд (рис. 3.3, 3.4).

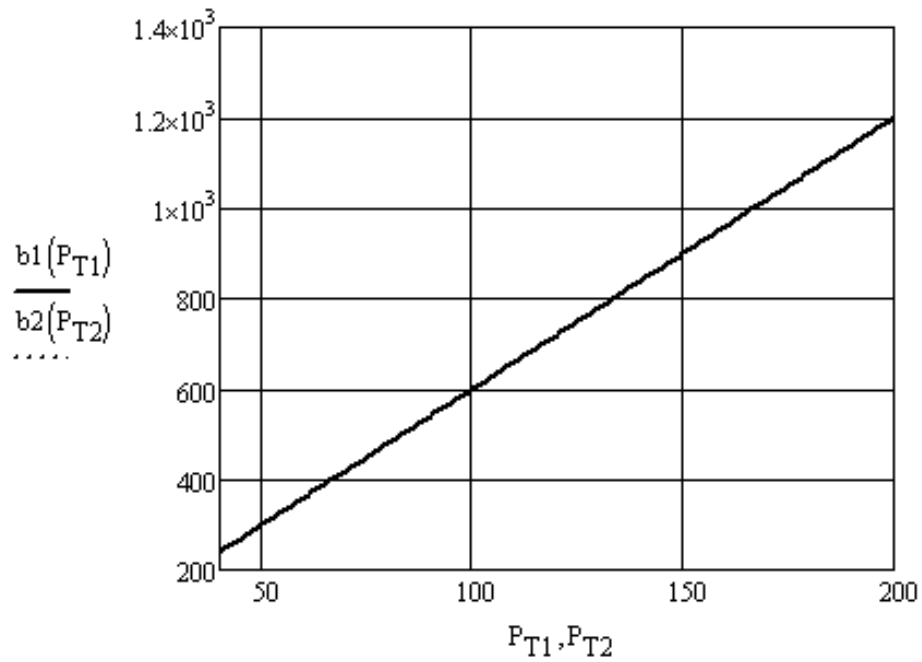


Рисунок 3.3 – Характеристики відносного приросту для блоків ТЕС

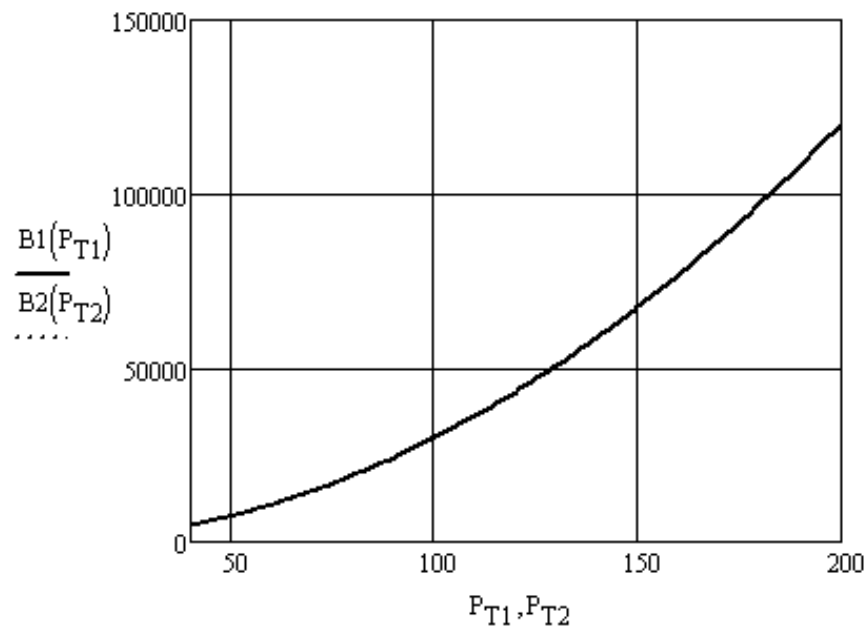


Рисунок 3.4 – Еквівалентна витратна характеристика КЕС

3.4 Побудова залежності втрат активної потужності від потужності генерації

По суті задача визначення втрат потужності є задачею визначення відповідних складових втрат у вітках системи, якими передається потужність

інших систем. Втрати у вітках схеми електричної мережі в залежності від потужності у вузлах можуть бути визначені з результатів розрахунку нормального режиму при зафіксованих потужностях та напругах у вузлах з врахуванням вихідної нелінійної залежності втрат від параметрів режиму.

Значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою:

$$\dot{\mathbf{S}}_b = \sqrt{3} \cdot \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d} \mathbf{M}_{\Sigma} \cdot \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (3.1)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d}$ – діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і балансувальні;

$\mathbf{M}_{\Sigma}$ – перша матриця з’єднань віток у вузлах включаючи і балансувальні;

$\hat{\mathbf{I}}_d$ – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак $\hat{}$ означає, що матриця або вектор є спряжений).

Якщо вираз (3.1) помножити зліва на одиничний транспонований вектор $\mathbf{n}_t$, то в результаті отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{bt} = \sqrt{3} \cdot \mathbf{n}_t \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d} \cdot \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d,$$

або з врахуванням того, що $\mathbf{n}_t \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d} = \dot{\mathbf{U}}_t$,

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{bt} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (3.2)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_t$ – транспонований вектор напруг у вузлах включаючи і балансувальні (тут і далі індекс “t” означає, що матриця або вектор є транспонованими).

З (3.2) видно, що втрати в i-й вітці схеми визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{bi} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{I}_i, \quad (3.3)$$

де $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – вектор-стовпець матриці інцидентій з’єднань віток у вузлах $\mathbf{M}_{\Sigma}$;

$\hat{I}_i$ – струм в i -й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах

$$\hat{I}_i = \mathbf{C}_i \mathbf{J}_\Sigma,$$

де $\dot{\mathbf{C}}_i$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\mathbf{J}_\Sigma$ по вітках схеми.

Матриця струморозподілу розраховується методом одиничних струмів, або за відомою формулою:

$$\mathbf{C} = \mathbf{z}_B^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t} (\mathbf{M}_\Sigma \mathbf{z}_B^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t})^{-1},$$

де $\mathbf{z}_B$ – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Якщо схема і параметри електричної мережі є відносно незмінними, то застосування методу визначення струмів у вітках за допомогою матриці струморозподілу $\mathbf{C}$ є доцільнішим.

Підставивши останній вираз у (3.3), отримаємо:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{Bi} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \hat{\mathbf{J}}_\Sigma. \quad (3.4)$$

З врахуванням того, що

$$\hat{\mathbf{J}}_\Sigma = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_\Sigma,$$

(3.4) можна переписати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{Bi} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_\Sigma, \quad (3.5)$$

де $\dot{\mathbf{S}}_\Sigma$ – вектор вузлових навантажень, включаючи і балансувальні;

Позначимо в (3.5)

$$\dot{\mathbf{T}}_i = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}, \quad (3.6)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_d$ – діагональна матриця напруг у вузлах без балансувальних вузлів;

Вектор-рядок $\dot{\mathbf{T}}_i$ складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах i -тої вітки складає протікання по ній потужності до кожного вузла.

На підставі (3.5) і (3.6) можна записати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_B = \dot{\mathbf{T}} \cdot \dot{\mathbf{S}}_\Sigma, \quad (3.7)$$

де $\Delta \dot{\mathbf{S}}_B$ – вектор сумарних втрат у вітках схеми;

$\dot{\mathbf{T}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (3.6).

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах, які обумовлені навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат від параметрів режиму зберігається. Визначення коефіцієнтів матриці $\dot{\mathbf{T}}$ через поточні значення вузлових напруг по суті означає перехід до лінійної моделі нормального режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях та напругах у вузлах.

За даними розрахунків ряду нормальних режимів можна отримати множину зміни коефіцієнтів матриці $\dot{\mathbf{T}}$ від зміни величини генерації в відповідних вузлах. Виконавши апроксимацію отриманих залежностей можна отримати прирости втрат від потужності генерування (рис. 3.5).

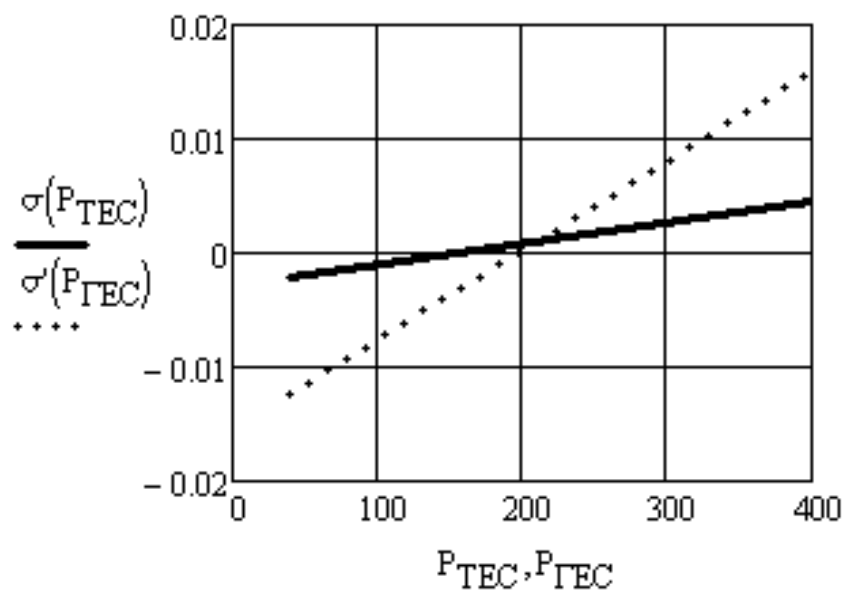


Рисунок 3.5 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлах встановлення генеруючих потужностей

3.5 Оптимальний розподіл активної потужності між станціями за критерієм рівності відносних приростів

Врахування втрат активної потужності в мережі π призводить до наступної умови балансу:

$$W = P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_0 - \pi, \quad (3.8)$$

де $P_1 - P_m$ навантаження станцій (від 1 до m);

P_0 – навантаження енергосистеми.

При цьому відбувається перерозподіл активних потужностей між станціями, а зниження втрат в мережі обумовлює зменшення витрат палива в системі,

$$B = B_1 + B_2 + \dots + B_m. \quad (3.9)$$

Цільовою функцією тут є мінімальні витрати палива B при умові W , тобто функція Лагранжа має вигляд:

$$L = B + \mu \cdot W. \quad (3.10)$$

Для визначення екстремума L візьмемо часткові похідні від L по всім P_i і прирівнюємо їх до нуля.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \mu \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \right) = 0, \quad i = 1 + m$$

або

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = b_i + v(1 - \delta_i) = 0.$$

де

$$b_i = \frac{\partial B_i}{\partial B_i}, \quad \delta_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i}.$$

Звідси

$$b_i = \frac{1}{1-\delta} = \mu, \quad i = 1 + m.$$

Нехай $\eta_i = \frac{1}{1-\delta}$, тоді

$$b_1 \eta_1 = b_2 \eta_2 = \dots = b_m \eta_m = \mu. \quad (3.11)$$

Останнє рівняння є критерієм оптимального розподілення електричної потужності в енергосистемі при врахуванні втрат в системі. Вплив мережевого коефіцієнта η_i зводиться до зміни положення характеристики відносних приростів (зміщення) вгору або вниз в залежності від знаку η_i . Похідна δ_i чисельно рівна зміні значення втрат π при зміні навантаження i -ї станції на одиницю і постійному навантаженні інших станцій (крім балансуючої).

3.6 Оптимальний розподіл активної потужності між агрегатами станції

З метою спрощення задачі здійснюється її декомпозиція за часовим, ситуативним та функціональним принципами.

За часовою ознакою задача розв'язується в два етапи: спочатку на стадії оперативного планування, де прогнозується склад використання агрегатів, а потім на стадії керування в темпі процесу він коректується за поточною інформацією. Зрозуміло, що розв'язання цих етапів здійснюється за різними алгоритмами (програмами) і на другому етапі найважливішим є швидкодія.

Ситуативна ознака враховує необхідність керування складом агрегатів у нормальних, аварійних та післяаварійних режимах системи. Якщо в умовах нормальної експлуатації критерієм оптимальності є витрати палива, то в аварійному режимі визначальним буде один з критеріїв надійності, а це зрозуміло впливає на структуру алгоритму внутрішньостанційної оптимізації.

При внутрішньостанційній оптимізації важливими є такі задачі: розподіл навантаження, зміна складу агрегатів, контроль резерву, тощо. Для їх розв'язання використовуються різні методи та алгоритми, оскільки агрегати ЕС можуть використовуватись у різних режимах роботи генератора чи синхронного компенсатора. Розглянемо одну із функцій агрегатів – генераторну та розв'яжемо задачу видачі необхідної активної потужності за заданим графіком навантаження з мінімальною витратою ресурсу (води).

Необхідно визначити на кожному інтервалі часу всього періоду планування склад та активні потужності агрегатів з врахуванням обмежень за мінімумом витрати за даний період (рис. 3.6, 3.7).

$P'_{T_1} =$		$P_{T_1} =$		$P''_T =$		
					1	
60.862	60.862	60.862	60.862		1	0
56.057	56.057	56.057	56.057		2	0
56.057	56.057	56.057	56.057		3	0
56.057	56.057	56.057	56.057		4	0
56.057	56.057	56.057	56.057		5	0
52.854	52.854	52.854	52.854		6	0
81.683	81.683	81.683	81.683		7	81.683
140.942	140.942	140.942	140.942		8	140.942
160.161	160.161	160.161	160.161		9	160.161
160.161	160.161	160.161	160.161		10	160.161
152.153	152.153	152.153	152.153		11	152.153
144.145	144.145	144.145	144.145		12	144.145
152.153	152.153	152.153	152.153		13	152.153
152.153	152.153	152.153	152.153		14	152.153
144.145	144.145	144.145	144.145		15	144.145
...	...	...	...		16	...

Рисунко 3.6 – Склад агрегатів ТЕС

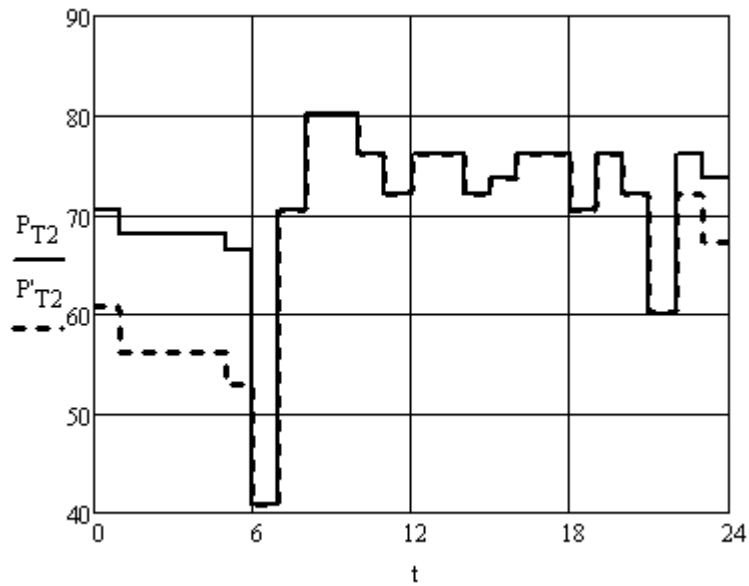


Рисунок 3.7 – Графіки завантаження агрегатів станції

Оскільки в загальному випадку задача внутрішньостанційної оптимізації режиму характеризується високою розмірністю, наявністю значної кількості обмежень, відсутністю достовірної інформації, тощо, її розв'язання здійснюється за спрощеними алгоритмами з урахуванням пріоритетів, наприклад, економічності різних заходів. Так витрати ресурсу при найвигіднішому розподілі навантаження можна зменшити на 0,2-0,6%, при правильно вибраному незмінному складі агрегатів – 0,2-1,2%, при правильно вибраному числі працюючих агрегатів – 0,2-10%. Звідси випливає доцільність розбиття задачі оптимізації складу та режиму агрегатів на чотири самостійних підзадачі: першій – оптимізація числа та складу при рівномірному розподілі навантаження між агрегатами; друга – формування рівнозначних рішень для кожного розрахункового інтервалу часу і періоду оптимізації для мінімізації пускозупинних операцій; третя – визначення стратегії управління складом агрегатів на період оптимізації з мінімальним числом пускозупинних операцій; четверта – найвигідніший розподіл навантаження між агрегатами.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Під час проектування електростанцій з'являється необхідність у розв'язку низки економічних завдань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проектується, та їх аналіз.

В даному розділі вирішуються питання третьої групи, зокрема визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проектується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів [22-24].

4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої 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 розділів, кожний з яких має цільове значення [23].

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 4.1. 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, виходячи з питомих капіталовкладень.

Таблиця 4.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження КЕС

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від другого розділу	В тому числі по усіх видах затрат, грн.			Загальна вартість, грн
		Будівельно-монтажні роботи	Обладнання	Інші витрати	
1 Підготовка території будівництва	2,1	588000000	23520000	564480000	1176000000
2 Об'єкти основного виробничого призначення	35000	33600000000	21840000000	5600000000	56000000000
3 Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,2	537600000	134400000	-	672000000
4 Об'єкти енергетичного господарства	1,9	904400000	159600000	-	1064000000
5 Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3	1596000000	84000000	-	1680000000
6 Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3	1512000000	168000000	-	1680000000
7 Благоустрій території	0,5	280000000	-	-	280000000
8 Тимчасові будівлі та споруди	4	1792000000	224000000	224000000	2240000000
9 Інші роботи та витрати	0,3	-	-	1680000000	1680000000
10 Утримання дирекцій та авторський нагляд	0,2	-	-	112000000	112000000
11 Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3	-	-	168000000	168000000
12 Проектні та пошукові роботи	5	-	-	2800000000	2800000000
13 Роботи та затрати по створенню водосховища	1	-	-	560000000	560000000
Всього по розділу А – промислове будівництво	—	40810000000,0	22633520000,0	6668480000	70112000000
В т.ч. поворотні суми	—	2040500000,0	1131676000,0	333424000	3505600000
разом	—	38769500000,0	21501844000,0	6335056000	66606400000

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається за виразом:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / P_{\text{вст}}, \quad (4.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 66606400000 / 1600000 = 41629 \text{ (грн/кВт)}.$$

де $K_{\Sigma 0}$ – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн.

4.2 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 у відповідності до наступних економічних складових:

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

4.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. 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.

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 беремо з таблиці 4.1. 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) увійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}}; \quad (4.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma \text{тр}}; \quad (4.3)$$

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (4.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 4.2.

$$I_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i, \quad (4.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн
Ф1	23528400000	7%	1646988000
Ф2	16800000000	28%	4704000000
Ф3	44903600000	20%	8980720000
Разом			11098108000

$$I_a = 23528400000 \cdot 0,07 + 16800000000 \cdot 0,28 + 44903600000 \cdot 0,2 = \\ = 11098108000 \text{ (грн)}.$$

4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$Ч = k_{шт} \cdot P_{вст}; \quad (4.6)$$

$$Ч = 1,2 \cdot 8 \cdot 200 = 1920 \text{ чол.},$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності, $k_{шт}$ для КЕС потужністю 1600 МВт приймаємо рівним 1,2 [23].

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 співвідношення, наведене в таблиці 4.3.

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається за формулою:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (4.7)$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії;

n_i - кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 4.4.

Таблиця 4.3– Розподіл персоналу на категорії та їхня заробітна плата

Категорія	КЕС	Кількість, чол.	Зарплата, грн..
Робітники	80%	1536	9500
ІТР	16%	307	14440
Службовці	3,4%	65	11400
МОП	0,6%	12	5700
Всього:	100%	1920	

Таблиця 4.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по КЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	1536	$1536 \cdot 9500 \cdot 12 = 1785101000$
ІТР	307	$307 \cdot 14440 \cdot 12 = 53196960$
Службовці	65	$65 \cdot 11400 \cdot 12 = 8892000$
МОП	12	$12 \cdot 5700 \cdot 12 = 820800$

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.4 за формулою:

$$I_{зп} = (1,57(S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80(S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ сл.}})) \times K_k \times K_v, \quad (4.8)$$

$$I_{зп} = (1,57(1785101000 + 820800) + 1,80(53196960 + 8892000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 =$$

$$= 373413486,6 \text{ (грн),}$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

K_k – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$\kappa_{\text{в}} = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

4.2.3 Розрахунок вартості палива

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції. Витрати на паливо для ГЕС взагалі відсутні. Визначення цієї статті витрат для інших типів станцій розглянемо окремо.

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються за формулою:

$$И_{\text{п}} = \frac{(\text{Ц}_{\text{п}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) \cdot \text{В}_{\text{р}} \cdot (1 + \alpha_{\text{втр}})}{e_{\text{п}}}, \quad (4.9)$$

де $\text{Ц}_{\text{п}}$ – ціна палива;

$\text{Ц}_{\text{тр}}$ – витрати на транспортування;

$\text{В}_{\text{р}}$ – річні витрати умовного палива;

$\alpha_{\text{втр}} = 0,015$ – втрати твердого палива на шляху до електростанції;

$e_{\text{п}}$ – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330$ (Q – теплова здатність палива [23]).

Річні втрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні – по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$\text{В}_{\text{р}} = \text{В}_{\text{хх}} \cdot \tau_{\text{р}} + \beta \cdot \text{W}_{\text{вир}}, \quad (4.10)$$

де $\text{В}_{\text{хх}}$ – годинні витрати умовного палива на холостий хід;

$\tau_{\text{р}}$ – число годин роботи блока ($\tau_{\text{р}} = \tau_{\text{к}} - \tau_{\text{простою}}$);

$\tau_{\text{простою}}$ – тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год.

[23].

Обчислимо число годин роботи блоків 200 МВт за умови, що на одному з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на другому. Для блоків 200 МВт: $t_k = (48+14)$ год, $t_p = 21$ год.

$$\tau_{p200} = 8 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (48 + 14) - 7 \cdot 24 \cdot 21 = 65064 \text{ год.}$$

Визначимо витрати умовного палива

Таблиця 4.5 – Енергетичні характеристики енергоблоків

Тип турбіни	Енергетична характеристика
К-200-130, вугілля	$B^* = 4,2 \tau_p + 0,3 W$

Сумарні витрати палива:

$$B_{p\Sigma} = B_{p200} = 4,2 \cdot 65064 + 0,3 \cdot 9182172,02 = 2476990,08 \text{ т.у.п.};$$

Згідно з завданням видом палива є вугілля: $\Pi_{\text{п}} + \Pi_{\text{тр}} = 4000$ грн/т.

Калорійний коефіцієнт становить:

$$e_{\text{п}} = \frac{27200}{29330} = 0,9273.$$

$$I_{\text{п}} = \frac{4000 \cdot 2476990,08 \cdot 1,015}{0,9273} = 10844098672,79 \text{ грн.}$$

4.2.4 Розрахунок інших витрат

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

$$I_{\text{ін}} = (I_{\text{а}} + I_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}; \quad (4.11)$$

$$I_{\text{ін}} = (11098108000 + 373413486,6) \cdot 0,18 = 2064873868 \text{ грн,}$$

де $I_{\text{н}} = 18 \%$.

4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$И = И_a + И_{зп} + И_n + И_{ін}; \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} И &= 11098108000 + 373413486,6 + 10844098672,79 + 2064873868 = \\ &= 24380494026,98 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = И / E_{\text{відп}}, \quad (4.13)$$

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

$$E_{\text{відп}} = 8597946,5 \text{ (МВт·год)}.$$

$$C = 24380494026,98 \cdot 10^2 / 8597946,5 \cdot 10^3 = 283,56 \text{ коп/кВт·год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	11098108000,00	45,52%	129,08
Зарплата	373413486,60	1,53%	4,34
Паливо	10844098672,79	44,48%	126,12
Інші	2064873867,59	8,47%	24,02
Разом	24380494026,98	100%	283,56

4.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показ-

никами діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1600
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	9182172,02
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,83
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	66606,4
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	41629
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	283,56

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K_{\text{обс}} = \frac{P_{\text{вст}}}{\text{Ч}} ; \quad (4.14)$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{1200}{1320} = 0,91 \text{ МВт / чол.}$$

Розрахувавши основні техніко-економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт, що працює на вугіллі, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 283,56 коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської кваліфікаційної роботи розглянуті заходи з охорони праці та цивільного захисту КЕС 1600 МВт. Під час виконання робіт з монтажу та обслуговування електрообладнання конденсаційних електростанцій передбачається створення належного температурного режиму, який забезпечує необхідні санітарно-гігієнічні норми праці і виробництва продовольчих товарів. небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на оперативно-ремонтний персонал, що обслуговує сонячні електричні станції, у відповідності з прийнятою класифікацією за Гігієнічною класифікацією [26, 27]:

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо).

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, переважно аерозолі фіброгенної дії (металевий і будівельний пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. 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. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні та емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

У цьому розділі будуть досліджені такі питання як технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць, електробезпека, мікроклімат, склад повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації, безпеки в надзвичайних ситуаціях для працівників в цілому та для об'єкта проектування під час його експлуатації.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць на висоті

Під час експлуатації газомасляної системи генераторів необхідно запобігати утворенню вибухонебезпечної газової суміші, не допускаючи:

- вмісту кисню у водні в корпусі генератора більше ніж 1,2%, а у поплавковому затворі, бачку продування та водневовіддільному баці маслоочисного пристрою більше ніж 2%;

- вмісту водню у струмопроводах генератора більше ніж 1%, а в картерах підшипників більше ніж 2%.

В масляному баці не повинно бути водню.

Витискати з генератора водень або повітря необхідно інертним газом, мінімальна концентрація якого після закінчення витиснення визначається на виході із корпусу машини і повинна становити:

- вуглекислого газу - 85% у разі витиснення повітря і 95% у разі витиснення водню;

- азоту - 97% у разі витиснення повітря і водню.

Повноту продування генератора інертним газом у разі витиснення повітря або водню слід підтвердити аналізом газу.

Перед розкриванням корпусів генераторів та апаратів газомасляної системи водень повинен бути витиснений інертним газом, а інертний газ - повітрям. Відкривати торцеві щити, люки тощо дозволяється тільки після того, як аналіз підтвердить відсутність вуглекислого газу або (у разі витиснення азоту) достатній вміст кисню у повітрі (не менше ніж 20% за об'ємом).

Перед розкриванням камери контактних кілець зупиненого синхронного компенсатора без витиснення водню із його корпусу слід перед подаванням інертного газу до камери перевірити щільність затвора, що відділяє її від корпусу компенсатора.

Допускається починати роботи в камері після продування її інертним газом (без наступного його витиснення повітрям) та проведення аналізу.

У разі виведення в ремонт обладнання та трубопроводів газомасляної системи необхідно від'єднати трубопроводи або встановити заглушки для виключення можливості проникнення водню або інертного газу на ділянки, що ремонтуються, через нещільність засувки.

Забороняється робота електролізерів, якщо не видно рівня рідини в оглядових скельцях регуляторів тиску. Максимально допустимий перепад тиску між водневою та кисневою системами не повинен перевищувати 1961,4 Па (200 мм вод. ст.).

Апарати та трубопроводи ЕУ (крім ресиверів) необхідно перед пуском продувати азотом. Забороняється продувати ці апарати вуглекислим газом. Ресивери ЕУ слід продувати азотом або вуглекислим газом (ГОСТ 8050, сорт харчовий або технічний). У разі необхідності внутрішнього огляду один ресивер або їхню групу слід продути вуглекислим газом або азотом для видалення водню, відключити від інших груп ресиверів запірною арматурою та металевими заглушками, що мають хвостовики, які виступають за межі фланців, а потім продути чистим повітрям. Продування ресиверів інертним газом, повітрям і воднем слід проводити до досягнення нормованих концентрацій компонентів. У разі використання для продування ресиверів вуглекислого газу технічного сорту, який містить до 0,05% окису вуглецю, його слід зберігати окремо від вуглекислого газу харчового сорту.

У разі вимкнення ЕУ більше ніж на 4 год обов'язково слід продувати азотом її апарати та трубопроводи. У разі вимкнення ЕУ на термін від 1 до 4 год. систему можна залишити під тиском водню або кисню в межах від $9,807 \cdot 10^3$ до $19,614 \cdot 10^3$ Па (від 0,1 до 0,2 кгс/см²). У разі вимкнення ЕУ менше ніж на 1 год дозволяється залишати апаратуру під номінальним тиском газів. У цьому разі сигналізація підвищення різниці тисків у регуляторах тиску водню і кисню не повинна вимикатись. Продування азотом необхідно проводити у випадку, якщо вимкнення пов'язано з порушенням технологічного режиму або якщо після вимкнення необхідно відкачати електроліт із електролізера.

У разі проведення зварювання або виконання ремонтних робіт, пов'язаних з розкриванням обладнання ЕУ, продування необхідно проводити до повної відсутності водню в кінцевій за її ходом точці.

Роботи з відкритим вогнем у приміщенні ЕУ слід виконувати після вимкнення установки, проведення аналізу повітря на відсутність водню, забезпечення безперервної вентиляції приміщення. Для проведення робіт з відкритим вогнем на апаратах електролізної установки, яка ремонтується, у разі наявності у тому самому приміщенні іншої установки, що працює, необхідно від'єднати трубопроводи цієї установки від установки, що ремонтується, і встановити заглушки з хвостовиками. Місце проведення робіт з відкритим вогнем слід обгородити щитами. Забороняється проводити ремонтні роботи на апаратах, заповнених воднем.

У приміщеннях ЕУ та біля ресиверів забороняється палити, користуватись відкритим вогнем, електричними нагрівальними приладами та переносними лампами. Для внутрішнього освітлення апаратів під час їхнього огляду та ремонту слід застосовувати переносні світильники у вибухозахисному виконанні напругою не більше ніж 12 В, захищені металевими сітками.

5.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

- 1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту

органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [28], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Іа

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Іа	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено: температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм; якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1 м; для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

В умовах даних робіт можливим забруднювачем являється нетоксичний пил (таблиця 5.2).

Таблиця 5.2 – Концентрація шкідливих речовин в повітрі

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимальна разова	Середня добова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для видалення шкідливих домішок з повітря у виробничих приміщеннях проектом передбачено застосування вентиляції і кондиціонування повітря.

Природню аерацію в теплу пору року можна регулювати за допомогою фрамуг, які встановлюються у віконних проїмах і через витяжні ліхтарі, які встановлюються на даху приміщення – це безканальна вентиляція. Більш активна вентиляція забезпечується пристроєм вентиляційних каналів, які споруджуються у стінах приміщення. При цьому для підсилення швидкості руху

повітря на виході теплого повітря зовні, а саме на трубі, яка розташовується на даху будівлі, встановлюють спеціальні камери-патрубки.

Природна вентиляція не передбачає підігрів та зволоження повітря, яке поступає у приміщення, і очистка від пилу повітря, яке видаляється на зовні, тому для досягнення максимального рівня вентиляції ще використовують механічну вентиляцію.

5.2.3 Виробниче освітлення

Норми освітленості при штучному освітленні та КПО при природному та суміщеному освітленні (відповідно до ДБН В.2.5-28-2018, характеристика зорової роботи – дуже високої точності, розряд зорової роботи – II, підрозряд – в) зазначені у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,15 до 0,3 включно	II	в	малий середній великий	світлий середній темний	1500	200	-	4,2

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

5.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Основні параметри виробничого шуму на постійних робочих місцях в промислових приміщеннях наведені у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні. Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.2.5 Виробнича вібрація

У торгових центрах присутня вібрація типу – За. Тобто технологічна вібрація, яка діє на персонал або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м} \cdot \text{с}^{-2} \cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальна	Zo, Yo, Xo	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи; зміна конструктивних елементів машин; застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружно-демпферуючим низом.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [26]. Робота електромонтажного персоналу, що здійснює монтаж технологічного обладнання сонячної електростанції потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кґ/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кґ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при

загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 30 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кг/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаємного розташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності. Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) – більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25. Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших. Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях

Дія радіації на матеріали і деталі апаратури залежить від виду випромінювання, дози радіації, природи випромінюваної речовини та умов навколишнього середовища.

Дослідження безпеки роботи станцій у надзвичайних ситуаціях мирного та воєнного часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його безпеки.

На проектованій конденсаційній електростанції в технологічному процесі використовуються: напівпровідники, метали та діелектрики. Серед цих матеріалів метали та напівпровідники найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Після проходження γ -випромінювань через елементи РЕА (трансформатори, промислове обладнання) в них виникає хибний імпульс, який може призвести до пошкодження приладів. Також наслідком такого опромінення зменшується опір, в газорозрядних приладах, збільшується провідність металу та витoki струму.

Приймачами ЕМІ являються предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок ЕМІ.

У випадку з атомною електростанцією все це може призвести до аварії з непоправними наслідками, яскравим прикладом якої стала аварія на ЧАЕС. Саме тому дослідження безпеки роботи конденсаційної електростанції є дуже важливим та актуальним.

5.3.1 Дослідження безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт під впливом іонізуючих випромінювань

Вихідні дані: $K_{осл}=5$ (табл.. 5.6).

Проводимо аналіз блоків і систем керування для щитка управління і визначимо радіоелектронні елементи, від яких залежить її функціонування: резистори, мікросхеми, транзистори діоди, конденсатори.

Таблиця 5.6 – Граничні значення експозиційних доз конденсаційної електростанції

№	Блоки елементів	Блок системи	Елементи КЕС	$P_{гр}, P/год$	$P_{гр}, P/год$
1	Блок щита управління	МПК	Резистор СП1-10, мікросхема DA3247	10^6 10^5	10^5
		Блок пам'яті	Мікросхема K1553ЛА, мікросхема DA3247	10^5 10^5	
2	Дистанційний пульт керування	Процесорний блок	Транзистор СП1-10, мікросхема K1553ЛА, мікросхема DA3247	10^4 10^5 10^5	10^4
		Блок живлення	конденсатор К-41, діод VD648, транзистор КТ847	10^6 10^7 10^4 10^4	
		Блок відображення	Транзистор КТ531, фотодіод LEDX55	10^4 10^4	
3	Система управління силовими агрегатами	Блок прийому і передачі	Мікросхема DA4131, резистор СП45	10^5 10^7	10^5
		Оптична система	Фотоелемент DP3М, транзистор ГТ500, діод VD648	10^6 10^5 10^5	

Як критерій стійкості роботи РЕА використовується граничне значення рівня іонізуючих випромінювань:

$$P_{гр} = K_{над} * P_{зв} * K_{посл}, \quad (5.1)$$

де $P_{зв}$ – рівень радіації незворотних змін блоків і пристроїв електричної частини конденсаційної електростанції в цілому;

$K_{над}$ – коефіцієнт надійності ($K_{над} = 0,9 \div 0,95$);

$K_{\text{посл}}$ – коефіцієнт послаблення.

$$P_{\text{гр}} = 0,95 \cdot 10^3 \cdot 2 = 7,65 \text{ Р/год.}$$

З наведеної таблиці слідує, що мінімальні значення граничних рівнів радіації елементів, при яких в елементній базі можливі необоротні зміни мають інтегральні мікросхеми великої ступені інтеграції та мікропроцесори – $P_{\text{зв}}=10^3$, $k_{\text{посл}}=1$.

Визначаємо допустимий час роботи електричної частини конденсаційної електростанції:

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1} \right)^2, \quad (5.2)$$

Таким чином, допустимий час роботи електричної частини конденсаційної електростанції складатиме 17248 годин при максимальному рівні радіації 7,65 Р/год.

Висновок: отже, електрична частина конденсаційної електростанції 1600 МВт буде працювати з потрібною якістю, якщо $P_{\text{гр}} \leq 10^4$ Р/год, а час перебування не перевищує $t_{\text{доп}}=2212,889$ (год).

5.3.2 Дослідження безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції 1600 МВт в умовах дії ЕМІ

Вихідні дані: $U_{\text{ж}}=220 \pm 5\% \text{ В}$; $I_{\text{В}}=0,08 \text{ м}$

В якості критерію безпеки роботи РЕА в умовах дії електромагнітного імпульсу приймається коефіцієнт безпеки, який визначається за формулою:

$$K_{\text{с}} = 20 \lg \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{г}}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (5.3)$$

де U_d – допустиме коливання напруги живлення (для мікросхем 5 В);

U_r – напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

$$U_d = U_{ж} + U_{ж}/100 * N, \quad (5.4)$$

де $U_{ж} = 5$ В – напруга живлення основних управляючих блоків;

$N = 10\%$ - коливання напруги живлення.

Підставивши значення для $U_{ж}$ і N в (5.4), одержимо:

$$U_d = 5 + 5/100 * 10 = 5,5 \text{ (В)}.$$

Визначимо U_b , для чого формулу (5.4) приведемо до наступного вигляду:

$$\lg U_d / U_b = 2, \quad (5.5)$$

звідки $U_b = 0,6025$ В.

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля E_r :

$$U_b = E_r * l, \quad (5.6)$$

де $l = 0,63$ м – максимальна довжина струмоведучих частин. Тоді:

$$E_r = 0,6025 / 0,63 = 20,08 \text{ В/м}$$

Вертикальна складова напруженості електромагнітного поля E_b , визначається з формули:

$$E_r = 10^{-3} * E_b, \quad (5.7)$$

звідки

$$E_b = 20,08 / 10^{-3} = 20080 \text{ В/м}.$$

Отже, електрична частина конденсаційної електростанції 1600 МВт буде стабільно працювати при умові, що вертикальна і горизонтальна складові напруженості електромагнітного поля не буде перевищувати значень $E_B=20080$ В/м і $E_T=20,08$ В/м.

Таким чином нами було знайдено допустимі складові горизонтальної та вертикальної напруженості електромагнітного поля, при яких коефіцієнт безпеки знаходиться в межах допустимого, забезпечується безпечна робота електричної частини конденсаційної електростанції в умовах дії ЕМІ.

5.3.3 Розробка заходів по забезпеченню безпечної роботи електричної частини конденсаційної електростанції 1600 МВт в умовах надзвичайних ситуацій

Отже в даному розділі було проведено дослідження безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції в умовах дії іонізуючих та ЕМІ.

Розглянемо способи підвищення безпеки роботи електрообладнання.

Основними способами захисту від випромінювання є: розміщення апаратури в спорудах, побудованих з негорючих матеріалів, або обробка горючих матеріалів захисними складами; заміна горючих елементів на вогнетривкі; постачання світлоприймача апаратури закритими світлопроводами або захист їх корпусу для зменшення ймовірності прямого впливу світлового випромінювання; постачання апаратури системою автоматичної вентиляції для підтримки температури всередині блоків на допустимому рівні.

Для захисту апаратури від ЕМІ застосовуються різної конструкції екрани і кожухи. Найважливіші вимоги до матеріалів, з яких виготовляються захисні пристрої, такі: до складу матеріалів повинні входити елементи з великою атомною масою; захисні матеріали повинні включати легкі елементи.

Для підвищення безпеки роботи електрообладнання в умовах дії ЕМІ застосовують: раціональне просторове розміщення вузлів і схем системи; вибір найбільш стійких до впливу ЕМІ функціональних елементів систем; створення стійких електронних схемних рішень; застосування заходів спеціаль-

ного захисту; зміна порядку функціонування системи при подачі сигналу повітряної тривоги.

Також в даному розділі нами було проведено дослідження безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції роботи електричної частини конденсаційної електростанції 1600 МВт і в умовах дії загрозливих чинників НС та проведена розробка заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Ми розглянули причини виникнення НС, що впливають на роботу електричної частини конденсаційної електростанції 1600 МВт під час НС, а також можливі шляхи їх усунення. Робота конденсаційної електричної станції буде безпечною і буде працювати з потрібною якістю, якщо $P_{гр} \leq 10^4$ Р/год, а час перебування не перевищуватиме $t_{доп} = 2212,889$ (год) та вертикальна і горизонтальна складові напруженості електромагнітного поля не будуть перевищувати значень $E_v = 20080$ В/м і $E_r = 20,08$ В/м відповідно. Нами також був проведений розрахунок пасивного екранування для захисту електричної частини конденсаційної електростанції в умовах впливу ЕМІ.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було розв'язано актуальне завдання підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт, проаналізовано особливості роботи вимірювальних трансформаторів струму на електростанції.

Відповідно до мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

1. Проаналізовано та вивчено методи, що використовують під час проектування конденсаційних електростанцій.

2. Розроблено електричну частину конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт. Обрано основне обладнання, запроектовано структурну схему станції. Обрано схеми електричних з'єднань ВРУ 500 та 220 кВ. Розроблено схему живлення споживачів 6 кВ власних потреб КЕС. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційної апаратури. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачів перенапруг, височастотні загороджувачі та установку постійного струму.

3. Проведено розрахунки щодо оптимізації розподілу навантаження станції між блоками та між джерелами енергії в системі.

4. Проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільних установок високої напруги. Досліджено роботу електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів та запропоновано заходи з підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

5. Розраховано техніко-економічні показники КЕС, що дозволяє зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на КЕС становить 283,56 коп/кВт·год.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
3. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем / Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
4. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/chastka-teplovoyi-generaciyi-v-zagalnomu-virobnictvi-elektroenergiyi-z-2016-roku-zmenshilas-na-5>
5. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E / Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
6. Автоматизовані системи керування технологічними процесами електростанцій / Довганюк А. О., Карасьова А. В., Король В. В., Тептя В. В. // Матеріали міжнародної науково-практичної конференції Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи, тези доповіді, Вінниця. 2024. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21380>
7. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
8. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: <http://surl.li/ecbzw>
9. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В. Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂ / Енерготехнології та ресурсозбереження. 2022, № 3. С. 40-57.

10. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.
11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
12. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
13. СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. Київ, 2016. 42 с.
14. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Мінерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
15. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
16. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проектування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.
17. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
18. Карташов В. В. Посібник з лекцій із дисципліни «Автоматизовані системи керування технологічними процесами» напрям підготовки 6.050202 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2017. 148 с.
19. Бобух А. О. Автоматизовані системи керування технологічними процесами: навч. посібник. Харків : ХНАМГ, 2006. 185 с.
20. Лежнюк П. Д. , Кулик В. В., Бурикін О.Б. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами.: моногр.

Вінниця: ВНТУ, 2008. 122 с.

21. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Ринок енергії» для студентів за напрямом підготовки 6.05.07.01 «Електротехніка та електротехнології» всіх форм навчання / Н. І. Кулик. Рівне: НУВГП, 2017. 33 с.

22. Економіка енергетики: підручник / За ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник. Суми: Університетська книга, 2015. 378 с.

23. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі» / Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

24. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001 – 95). – К.: Міненерго України, 1995. – 34 с.

25. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня магістра галузі знань 14 «Електрична інженерія» / уклад. : С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. Вінниця: ВНТУ, 2022. 52 с.

26. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

27. 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->.

28. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

29. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
30. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
31. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
32. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
33. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
34. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.
35. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.
36. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.
37. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт з оптимізацією розподілу навантаження станції

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichек

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

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

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichек щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Довганюк А. О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Лежнюк П. Д.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 1600 МВТ З ОПТИМІЗАЦІЄЮ РОЗПОДІЛУ
НАВАНТАЖЕННЯ СТАНЦІЇ

08-21.МКР.007.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф.

(підпис) Лежнюк П. Д.

Магістр групи ЕС-22мз

(підпис) Довганюк А. О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків теплових електростанцій України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації обладнання. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих ТЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини теплових електростанцій і підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт, оптимізація розподілу навантаження станції;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

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

3. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження КЕС у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування конденсаційної електростанції потужністю 1600 МВт з шістьма турбоагрегатами одиничною потужністю 200 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 800 км, потужність віддається по ЛЕП 500 кВ, в місцевий район – по ЛЕП 220 кВ;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;

– 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

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування КЕС	21.01.24	31.01.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	01.02.24	01.03.24	розділ 2 ПЗ
4	Автоматизована система керування ТП КЕС	02.03.24	22.03.24	розділ 3 ПЗ

5	Економічна частина	23.03.24	15.04.24	розділ 4 ПЗ
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини КЕС потужністю 1600 МВт з розробленням АСК ТП КЕС та оптимізацією навантаження електростанції з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, 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, затвердженій 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.

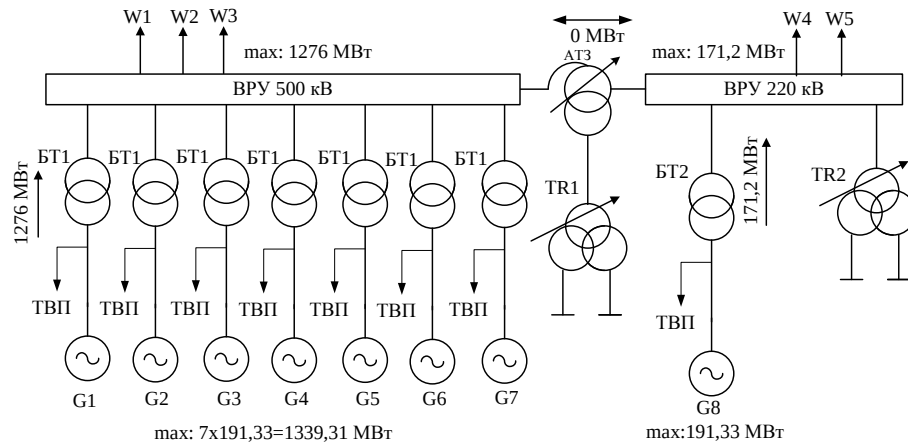
ДОДАТОК В
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

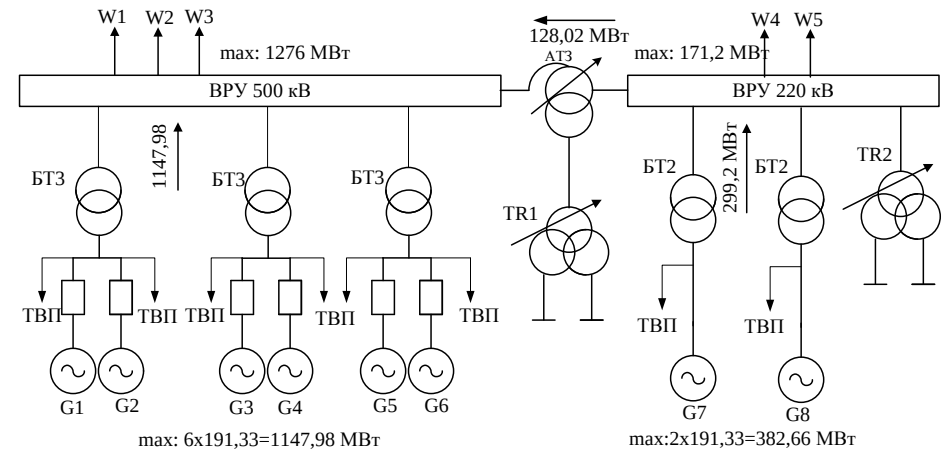
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 1600 МВТ З ОПТИМІЗАЦІЄЮ РОЗПОДІЛУ
НАВАНТАЖЕННЯ СТАНЦІЇ

1. ВАРІАНТИ СХЕМ КЕС

СТРУКТУРНІ СХЕМИ КЕС

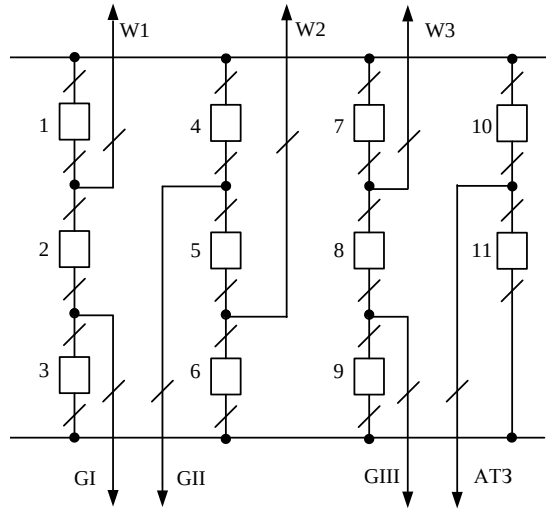


а) I варіант

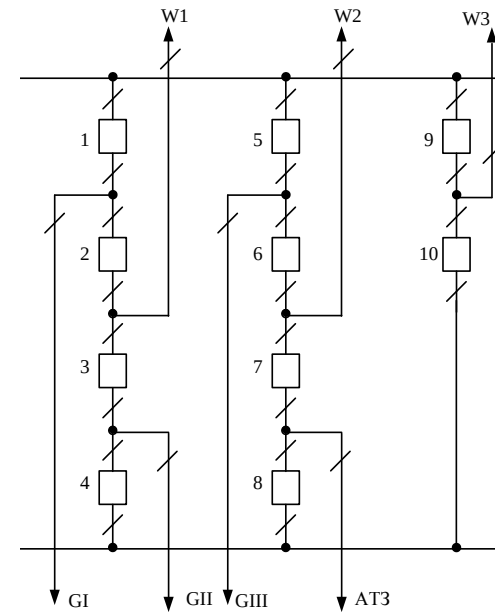


б) II варіант

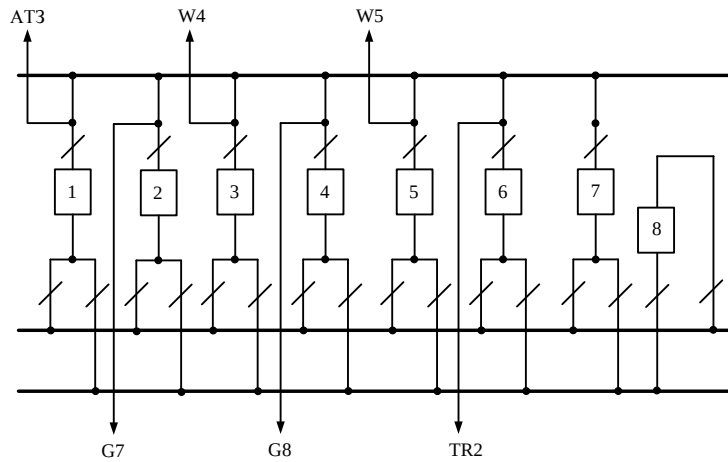
ВАРІАНТИ СХЕМ ВРУ 500 ТА 220 КВ



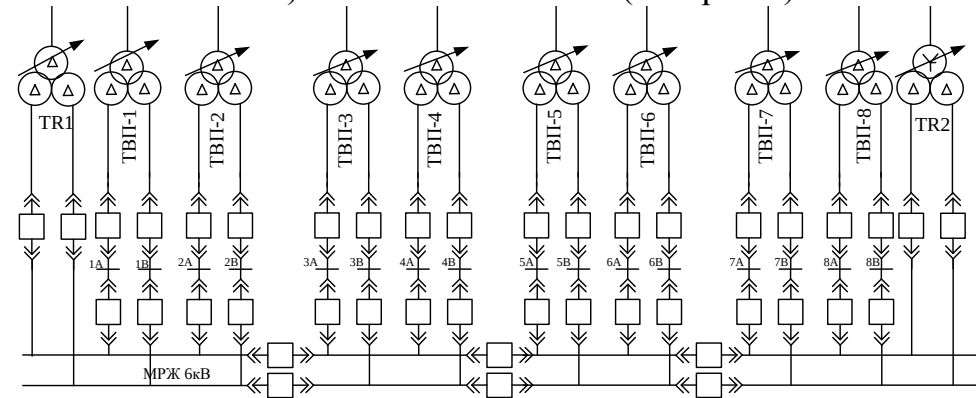
а) Схема ВРУ-500 кВ (І варіант)



б) Схема ВРУ-500 кВ (ІІ варіант)

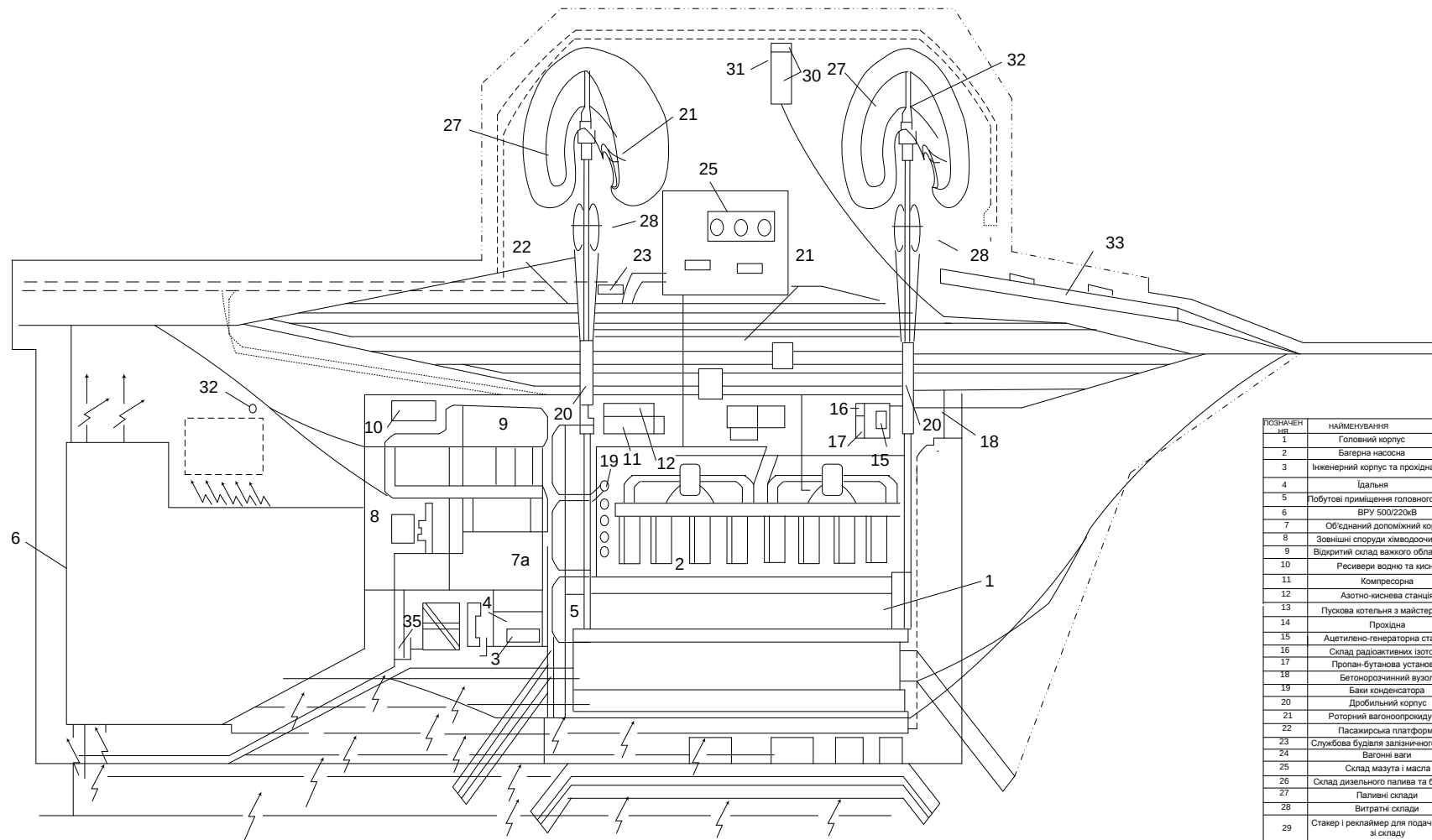


в) Схема ВРУ-220 кВ



г) Схема власних потреб 6 кВ КЕС

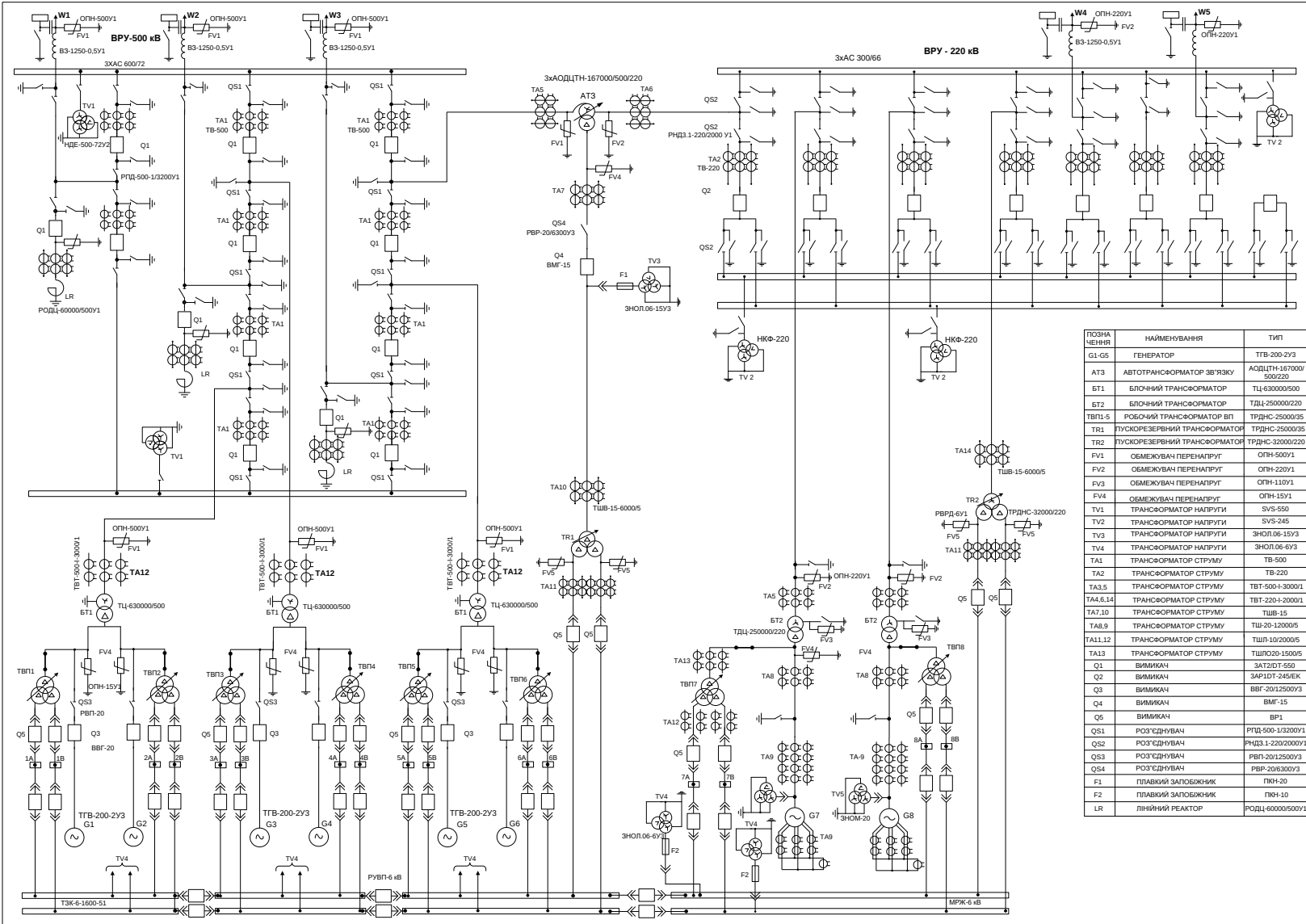
2. ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПЛАН КЕС



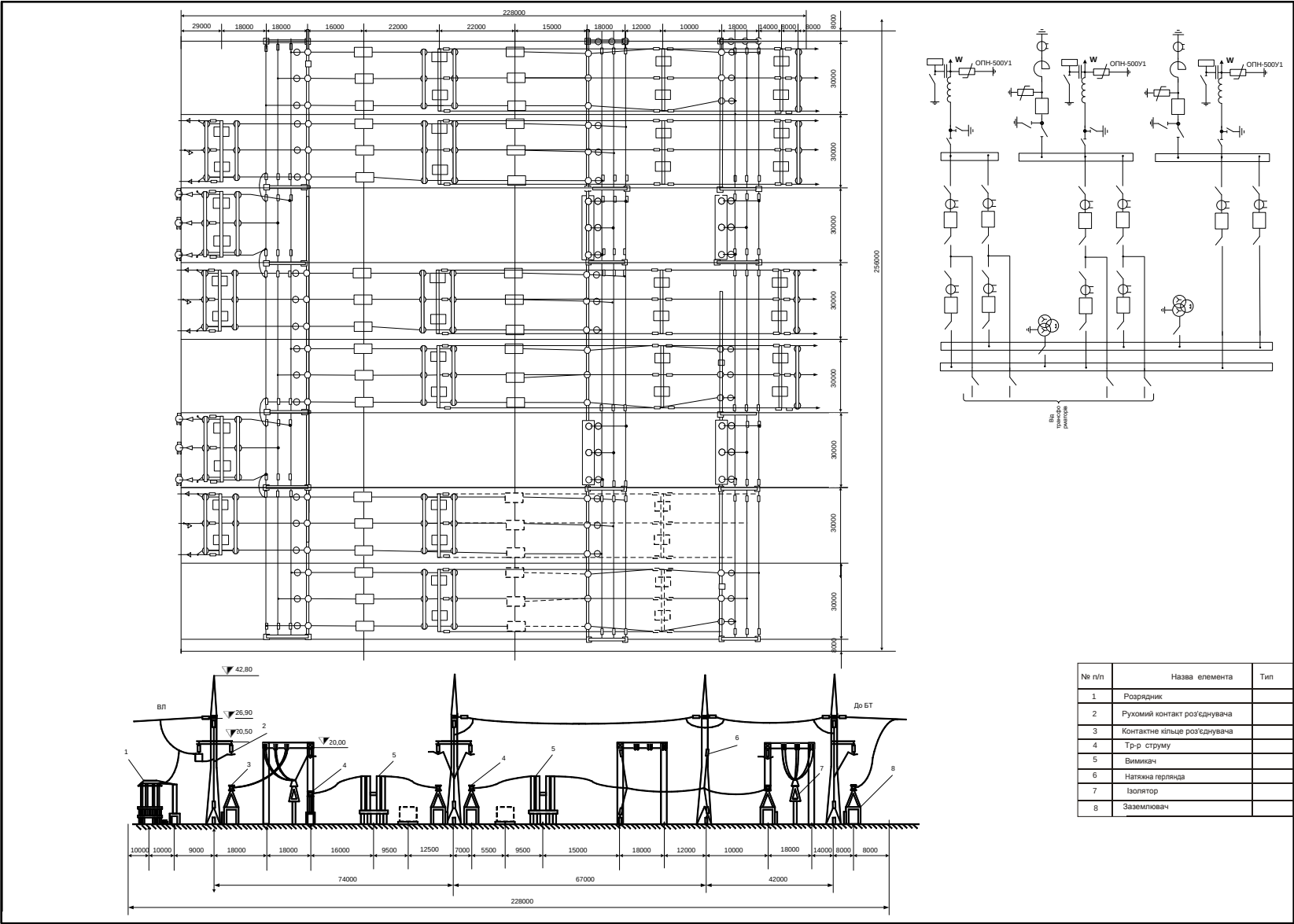
ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ПРИМІТКИ
1	Головний корпус	
2	Бажерна насосна	
3	Інженерний корпус та прохідна	
4	Ідальня	
5	Побутові приміщення головного корпусу	
6	ВРУ 500/220кВ	
7	Об'єднання допоміжний корпус	
8	Зовнішні споруди хімічодочищення	
9	Відкритий склад важкого обладнання	
10	Ресивери водно та кисню	
11	Компресорна	
12	Азотно-киснева станція	
13	Пускова котельня з майстернями	
14	Прохідна	
15	Ацетилено-генераторна станція	
16	Склад радіоактивних ізотопів	
17	Пропан-бутанова установка	
18	Бетонорозчинний вузол	
19	Баки конденсатора	
20	Дробильний корпус	
21	Роторний вагонопрокидувач	
22	Пасажи́рська платформа	
23	Службова будівля залізничного транс.	
24	Вагонні ваги	
25	Склад мазута і масла	
26	Склад дизельного палива та бензину	
27	Паливні склади	
28	Витратні склади	
29	Станок і реclaimer для подачі палива зі складу	
30	Гараж і майстерня для бульдозерів	
31	Басейн нейтралізації та насосна	
32	Розморозюючі пристрої	
33	Пішоходний тунель	
34	Стоянка для автомашин	

Генеральний план електростанції 1600 МВт з двома вугільними складами радіального типу і розміщенням ВРУ зі сторони торця головного корпусу

3. ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ КЕС



4. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-500 КВ



5. РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-500 КВ

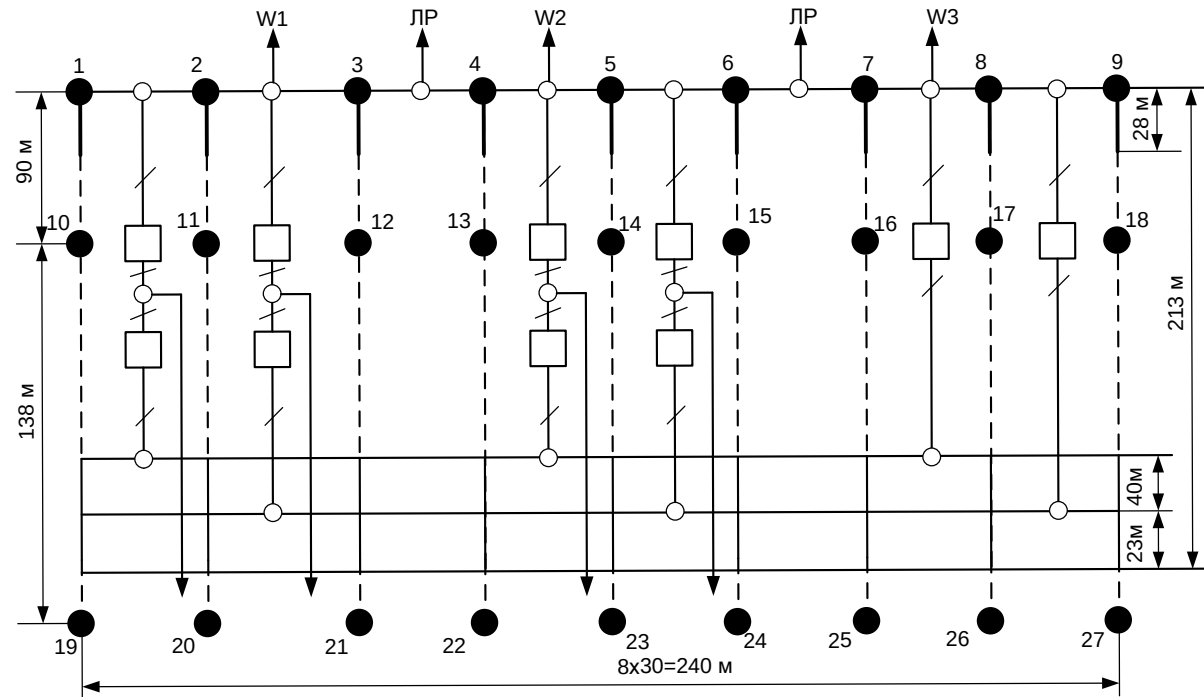
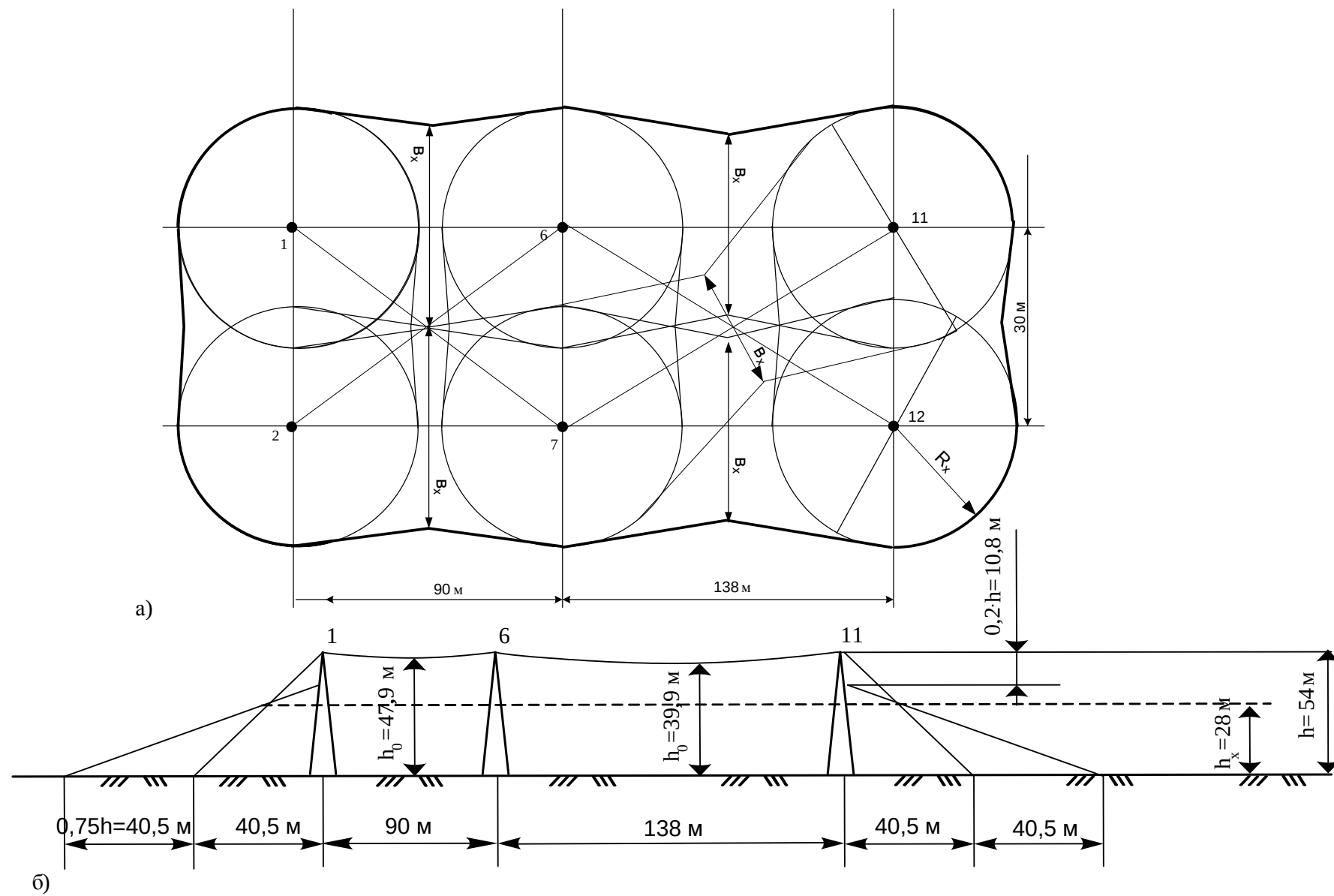


Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-500 кВ

Дані для побудови захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	b _x , м	г _x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 10-11, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 19-20, 20-21, 21-22, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 26-27	30	53,307	54,921	28,5
1-10, 2-11, 3-12, 4-13, 5-14, 6-15, 7-16, 8-17, 9-18	90	47,866	38,598	28,5
10-19, 11-20, 12-21, 13-22, 14-23, 15-24, 16-25, 17-26, 18-27	138	39,918	14,753	28,5
1-11, 2-10, 2-12, 3-11, 3-13, 4-12, 4-14, 5-13, 5-15, 6-14, 6-16, 7-15, 7-17, 8-16, 8-18, 9-17	94,9	47,194	36,582	28,5
10-20, 11-19, 11-21, 12-20, 12-22, 13-21, 13-23, 14-22, 14-24, 15-23, 15-25, 16-24, 16-26, 17-25, 17-27, 18-26	141,2	39,285	12,854	28,5

ВИД НА ЗОНУ ЗАХИСТУ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ВРУ-500 КВ (ЗВЕРХУ (а) І ЗБОКУ(б))



6. РОЗРАХУНОК ЗАЗАЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-500 КВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (260 \times 230) = 59800 \text{ м}^2$;
 - питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

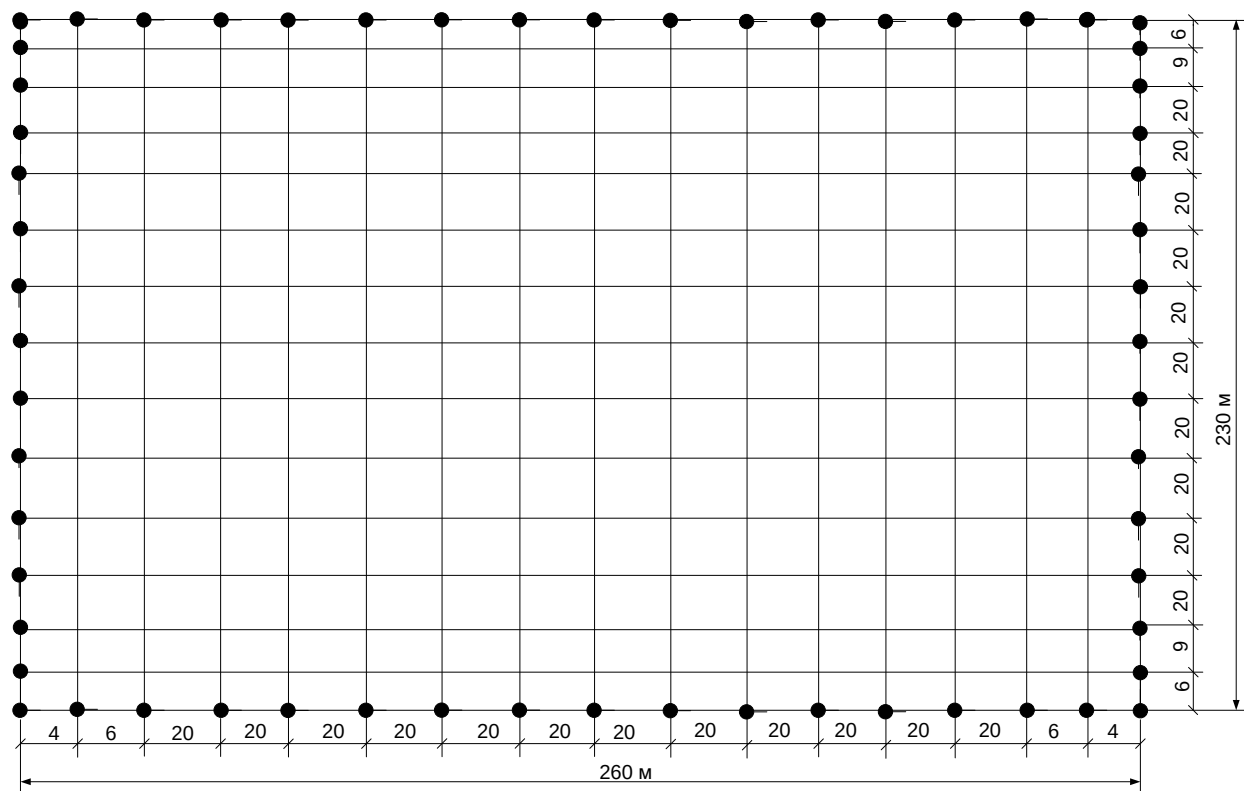
- глибина закладення заземлення:
 $t = 0,6 \text{ м};$

- товщина верхнього шару ґрунту:
 $h = 2 \text{ м};$

- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 60$ шт;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 4 \text{ м}.$

- Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром $20 \text{ мм}.$



План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

7. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ КЕС

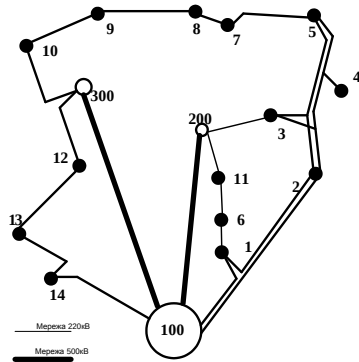


Рисунок 1 – Схема електричної системи

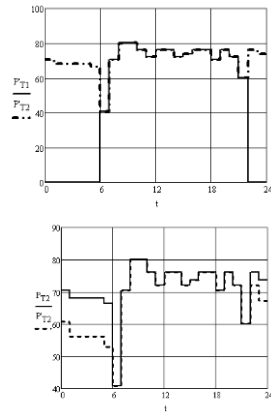


Рисунок 3 – Графік завантаження агрегату станції, що працює на місцевий район

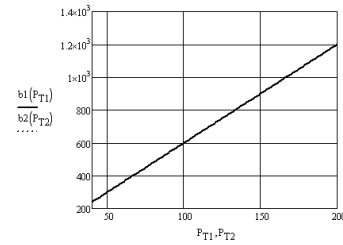


Рисунок 2 – Характеристики відносного приросту для блоків ТЕС

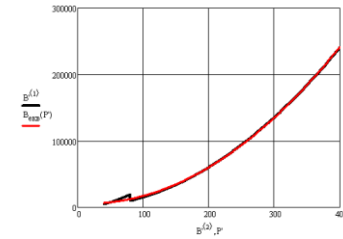


Рисунок 4 – Еквівалентна витратна характеристика і її апроксимована залежність

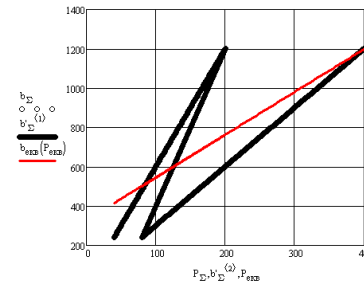


Рисунок 5 – Еквівалентна характеристика відносних приростів і її апроксимована залежність

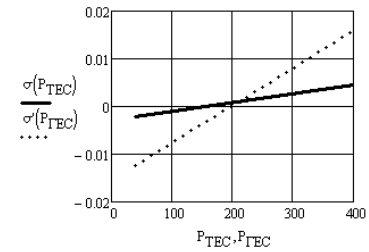


Рисунок 6 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлах встановлення генеруючих потужностей

8. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КЕС

Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	11098108000,00	45,52%	129,08
Зарплата	373413486,60	1,53%	4,34
Паливо	10844098672,79	44,48%	126,12
Інші	2064873867,59	8,47%	24,02
Разом	24380494026,98	100%	283,56

Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця ви- мірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1600
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	9182172,02
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,83
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	66606,4
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	41629
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	283,56