

MR-5746

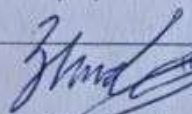
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

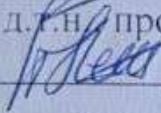
на тему:

«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт
з дослідженням питань експлуатації електричних машин»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Затолочний П. С.
(прізвище та ініціали)

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

 Лежнюк П. Д.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонець:

доц. каф. ЕСС ЕМ
 Козет К. В.
(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.


18.03

2024 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Затолочному Павлу Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт з дослідженням питань експлуатації електричних машин»
керівник роботи д.т.н., проф., професор каф. ЕСС Лежнюк П. Д.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81
- Строк подання студентом роботи червня 2024 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 450 км; паливо – вугілля; вид промисловості району – друкарських і оздоблювальних фабрик; максимальне навантаження району 130 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 580 МВт; номінальна потужність системи 21000 МВА; номінальний опір системи 013 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проектування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Експлуатація електричних машин. 4. Економічна частина. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- 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-330 кВ. 5. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ. 6. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ. 7. Експлуатація електричних машин. 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	Кобиланський 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 потужністю 920 МВт	21.01.24	31.01.24	<i>вик</i>
3	Електротехнічна частина	01.02.24	01.03.24	<i>вик</i>
4	Експлуатація електричних машин	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>
11	Захист МКР	За графі- ком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

П. С. Затолочний

П. Д. Лежнюк

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Затолочний Павло Сергійович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт з дослідженням питань експлуатації електричних машин». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 108 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 34 назв; рис.: 17; табл. 39.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схеми відкритих розподільних установок 330 та 110 кВ і схема власних потреб 6 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ. Розглянуто особливості експлуатації електричних машин. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, трансформатор струму, відкрита розподільна установка, заземлювальний пристрій, блискавкозахист

ABSTRACT

Pavlo Zatolochnyi "The electrical part of a condensing power plant with a capacity of 920 MW with a study of the operation of electric machines"" Master's qualification work on specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 108 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 34 titles; Fig.: 17; table 39.

In the master's qualification work the electrical part of the 920 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 330 and 110 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 peculiarities of operation of electric machines are considered. 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, current transformer, open switchgear, grounding device, lightning protection

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 920 МВТ	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції	11
2.2 Вибір основного обладнання КЕС.....	16
2.3 Вибір структурної схеми станції	16
2.4 Вибір електричних схем ВРУ 330 та 110 кВ	22
2.5 Вибір схеми власних потреб	30
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	31
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	46
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	49
2.9 Вибір струмоведучих частин	51
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів	56
2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загоро- джувачів	60
2.12 Вибір акумуляторної батареї	60
2.13 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ	63
2.14 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ.....	66
3 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН	69
3.1 Задачі обслуговування електричних машин	69
3.2 Знос електричних машин та причини його виникнення.....	71
3.3 Несправності електричних машин та їх прояви	74
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	79
4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої КЕС.....	79
4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	81
4.2.1 Амортизація основних фондів	81

4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	83
4.2.3 Розрахунок вартості палива	85
4.2.4 Розрахунок інших витрат	86
4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	87
4.3 Аналіз отриманих результатів.....	88
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	89
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	90
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць на висоті.....	90
5.1.2 Електробезпека.....	91
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	93
5.2.1 Мікроклімат	93
5.2.2 Склад повітря робочої зони	94
5.2.3 Виробниче освітлення	95
5.2.4 Виробничий шум.....	96
5.2.5 Виробнича вібрація.....	97
5.2.6 Психофізіологічні фактори	98
5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	99
5.3.1 Визначення області працездатності електричної частина конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт в умовах дії іонізуючого випромінювання	100
5.3.2 Визначення області працездатності електричної частина конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	102
ВИСНОВКИ	104
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	105
Додаток А (обов'язковий). Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	109
Додаток Б (обов'язковий). Технічне завдання МКР	110
Додаток В (обов'язковий). Ілюстративна частина.....	114

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
БТ – блочний трансформатор;
ВЗ – високочастотний загороджувач;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВН – висока напруга;
ВП – власні потреби;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМ – електрична машина;
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. До 2022 року електроенергетична галузь України, незважаючи на існуючі проблеми, посідала одне з провідних місць в Європі. Розвиток цієї галузі впливав на розвиток всієї економіки країни. Україна зробила перехід від монопольної моделі оптового ринку до конкурентної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії. Безумовно, це призвело до змін у функціонуванні всіх джерел і виникненню нових проблем.

Після вторгнення росії на територію України ворогом було зруйновано багато об'єктів енергетичної галузі. І сьогодні країна, як ніколи, потребує нових сучасних джерел енергії. Тому збереження та подальше удосконалення потужностей, які існують в Об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) України, стає критично важливим завданням.

Існують деякі проблеми енергетичної галузі, які включають наступне [1-5]:

- Зростають проблеми й труднощі з балансуванням в системі. Дефіцит потужності внаслідок втрати генерування АЕС і потужних ТЕС. Необхідність продовження терміну служби блоків атомних ЕС до 2030 року.
- Неврегульовані питання, пов'язані з «зеленим» тарифом та заборгованостями.
- Недостатність палива в енергетичній галузі, зокрема дефіцит вугілля та високі тарифи на газ. Залежність країни від імпорту палива.
- Обмежені ресурси біопалива.

Теплова енергетика займає друге місце в енергетичній галузі України, зустрічається з викликами, оскільки багато теплових станцій побудовані більше шестидесяти років тому і потребують модернізації. Однак, на нашу думку і думку багатьох фахівців [6], відмова від теплових електростанцій повністю не є практичною, оскільки, генерація від ГЕС та інших джерел не зможе забезпечи-

ти достатнього регулювання пікових навантажень.

Для вирішення цих та багатьох інших проблем важливо адаптувати теплові електричні станції до нових умов функціонування та продовжувати розвивати енергетичний сектор, з урахуванням напрямку на сталий розвиток та декарбонізацію енергетики.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення рівня знань, теоретичних та практичних, з проектування електричної частини теплових електростанцій і підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт, аналіз особливостей експлуатації електричних машин.

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

- обґрунтування проектування електричної частини конденсаційної ЕС;
- аналіз математичних методів, які використовують під час проектування електричних станцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт;
- вибір струмоведучих частин, комутаційної апаратури, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок блискавкозахисту та контуру заземлення розподільної установки високої напруги;
- аналіз завдань експлуатації електричних машин;
- розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці, заходів підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій;
- визначення основних техніко-економічних показників КЕС потужністю 920 МВт.

Об’єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційної електростанції.

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 [7], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці» (м. Вінниця, 2024) [7].

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 920 МВт

Протягом наступного десятиліття розвиток електроенергетичної та будівельної галузей України буде зосереджений на відновленні та відбудові пошкоджених внаслідок воєнних дій об'єктів, а також на будівництві нових, в тому числі й об'єктів генерації.

Відповідно до Енергетичної стратегії України на період до 2035 року та Планом розвитку системи передачі, було визначено основні завдання для відновлення й розвитку енергетичної інфраструктури. Враховуючи екологічні вимоги, теплові електростанції будуть ефективними і гратимуть важливу роль у загальному генеруванні електроенергії [8].

Основними особливостями конденсаційних електростанцій є віддаленість відносно споживачів електроенергії та побудова за блочним принципом.

Це зумовлює видачу генерованої потужності на високих та надвисоких класах напруг. Побудова потужних ТЕС за блочним принципом дає певні техніко-економічні переваги, такі як:

- полегшення використання пари високих та надвисоких параметрів через відносно простіші системи паропроводів;
- спрощення технологічної схеми станції, що, в свою чергу, підвищує надійність роботи блоку та полегшує експлуатацію;
- скорочення обсягу будівельних та монтажних робіт;
- зменшення кількості резервного тепломеханічного устаткування;
- забезпечення можливості зручного розширення станції, при цьому нові блоки можуть відрізнятися від перших за своїми параметрами;
- зменшення капіталовкладень у будівництво станції.

Конденсаційні станції, які використовують в Україні, переважно комплектуються, енергоблоками від 100 МВт до 800 МВт, а електроенергія видається напругою 110-750 кВ. Використання потужних блоків дозволить швидко наро-

щувати потужності станції, а також зменшувати собівартість електроенергії. Гранична потужність КЕС залежить від умов водопостачання та впливу станції на навколишнє середовище.

До війни генерувальні потужності теплових електростанцій (ТЕС) були сконцентровані в енергогенерувальних компаніях, а саме АТ "ДТЕК Дніпроенерго", АТ "ДТЕК Західенерго", ТОВ "ДТЕК Східенерго", ПАТ "Центренерго", ПАТ "Донбасенерго". В їхній експлуатації знаходилося чотирнадцять теплових електростанцій різної потужності, які належать до різних категорій. Усього в системі налічувалося 106 енергоблоків, включно з потужностями 150 МВт, 200 МВт, 300 МВт та 800 МВт [8, 9].

Блоки ТЕС відіграють важливу роль у первинному та вторинному регулюванні частоти в ОЕС України. Однак на сьогодні структура генерувальних потужностей залишається неоптимальною в контексті ефективного регулювання потужності й частоти. Це обумовлено низкою факторів, наприклад, зниження маневреності теплових електростанцій через старіння та знос обладнання і погіршення якості палива [8].

Ще одним питанням, яке постає перед диспетчерами енергосистем є регулювання добових графіків навантаження. В першу чергу регулювання графіків реалізується за допомогою гідроелектростанцій (ГЕС), гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), а також теплових електростанцій. Однак існує проблема: для вирішення потреб в регулюванні добового графіка навантаження не вистачає потужностей ГЕС. Тому є необхідність створення економічних стимулів для генерувальних компаній, щоб вони займалися реконструкцією енергоблоків та оптимізацією технологічних процесів.

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

Таким чином, враховуючи вищезазначені та інші проблеми [10], робимо висновок, що існуючі джерела енергії в енергосистемі України досягли межі фізичних можливостей для того, щоб забезпечити ефективну експлуатацію станцій. Вже найближчим часом, після нашої перемоги, настане необхідність реконструкції існуючих та введенні нових високоманеврових генерувальних потужностей. Отже, теплова генерація була й залишається ключовою складовою електроенергетики України протягом наступних десятиліть.

Перетворення теплової енергетики України буде вимагати значних зусиль та інвестицій протягом наступних десяти років. Енергокомпанії мають вжити заходів для підвищення якості викопного палива, встановлення ефективного очисного устаткування та подальшого оновлення енергогенерувального обладнання. Оцінки деяких спеціалістів у галузі енергетики свідчать про те, що значна частка інвестицій необхідна для реконструкції теплової енергетики України і повинна бути направлена на заходи та засоби по зменшенню викидів у навколишнє середовище.

Отже, в енергосистемі України необхідно оновлювати генерувальних потужностей теплових ЕС. А також залишається актуальним питання проектування та будівництва нових теплових електростанцій. Виходячи з цього, тема магістерської кваліфікаційної роботи є актуальною.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Електрична станція, що проектується, буде працювати в енергосистемі за заданими графіками навантажень. Режим станції залежить та задається графіками електричних навантажень місцевого району й системи. Потужність станції повинна забезпечувати виконання графіків навантажень, які враховують втрати в елементах систем електропередачі, а також витрат на власні потреби станції [11].

Під час розрахунку графіків навантажень величину постійних та змінних витрат у відносних одиницях приймають:

- 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:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 130 = 1,3 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 580 = 11,6 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в мережах для будь-якого часу доби:

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

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{91^2}{130} = 3,82 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{319^2}{580} = 24,56 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різни напруг:

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

$$P_{p.вид1} = 91 + 1,3 + 3,82 = 96,12 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{с.вид1} = 319 + 11,6 + 24,56 = 355,16 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

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

$$P_{вид.t} = 96,12 + 355,16 = 451,29 \text{ (МВт)}.$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

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

$$P_{ВП1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{451,29}{920} \right) \frac{6 \cdot 811,9}{100} = 33,82 \text{ МВт},$$

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

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

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

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

$$P_{вир.1} = 451,29 + 33,82 = 485,11 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуємо графіки навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводимо в таблицю 2.1.

За даними розрахунку будуюмо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{p, \text{вид. } t}$, $P_{c, \text{вид. } t}$, $P_{\text{вир. } t}$) і річний графік за тривалістю ($P_{\text{вир. } p}$) (табл. 2.2, рис. 2.1).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Складові витрат потужності	Час	0-7	7-11	11-14	14-16	16-18	18-19	19-22	22-24
Навантаження МР P_{pt} , %	Зима	70	90	100	90	100	85	90	76
	Літо	65	85	95	85	95	80	85	70
Навантаження МР P_{pt} , МВт	Зима	91	117	130	117	130	110,5	117	98,8
	Літо	84,5	110,5	123,5	110,5	123,5	104	110,5	91
Постійні втрати потужності в МР ΔP_{1p} , МВт	зима	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	літо	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Змінні втрати потужності в МР ΔP_{2pt} , МВт	Зима	3,82	6,32	7,80	6,32	7,80	5,64	6,32	4,51
	Літо	3,30	5,64	7,04	5,64	7,04	4,99	5,64	3,82
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{p, \text{вид. } t}$, МВт	Зима	96,12	124,62	139,10	124,62	139,10	117,44	124,62	104,61
	Літо	89,10	117,44	131,84	117,44	131,84	110,29	117,44	96,12
Навантаження С P_{ct} , %	Зима	55	75	95	80	100	80	60	57
	Літо	50	70	90	75	95	75	55	45
Навантаження С P_{ct} , МВт	Зима	319	435	551	464	580	464	348	330,6
	Літо	290	406	522	435	551	435	319	261
Постійні втрати потужності в С ΔP_{1c} , МВт	Зима	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
	Літо	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Змінні втрати потужності в С ΔP_{2ct} , МВт	Зима	24,56	45,68	73,28	51,97	81,20	51,97	29,23	26,38
	Літо	20,30	39,79	65,77	45,68	73,28	45,68	24,56	16,44
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{c, \text{вид. } t}$, МВт	Зима	355,16	492,28	635,88	527,57	672,80	527,57	388,83	368,58
	Літо	321,90	457,39	599,37	492,28	635,88	492,28	355,16	289,04
Сумарна потужність, що віддається $P_{\text{вид. } t}$, МВт	Зима	451,29	616,89	774,98	652,19	811,90	645,00	513,45	473,19
	Літо	411,00	574,82	731,21	609,71	767,72	602,57	472,60	385,17
Потужність, що витрачається на ВП $P_{\text{ВП. } t}$, МВт	Зима	33,82	39,08	44,11	40,21	45,28	39,98	35,80	34,52
	Літо	32,54	37,75	42,72	38,86	43,88	38,63	34,50	31,72
Потужність, що виробляється $P_{\text{вир. } t}$, МВт	Зима	485,11	655,98	819,09	692,39	857,18	684,98	549,25	507,71
	Літо	443,54	612,57	773,93	648,57	811,60	641,20	507,10	416,89

Примітки:

а) тривалість зими та літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;

б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{\text{ВП}} = 6\%$;

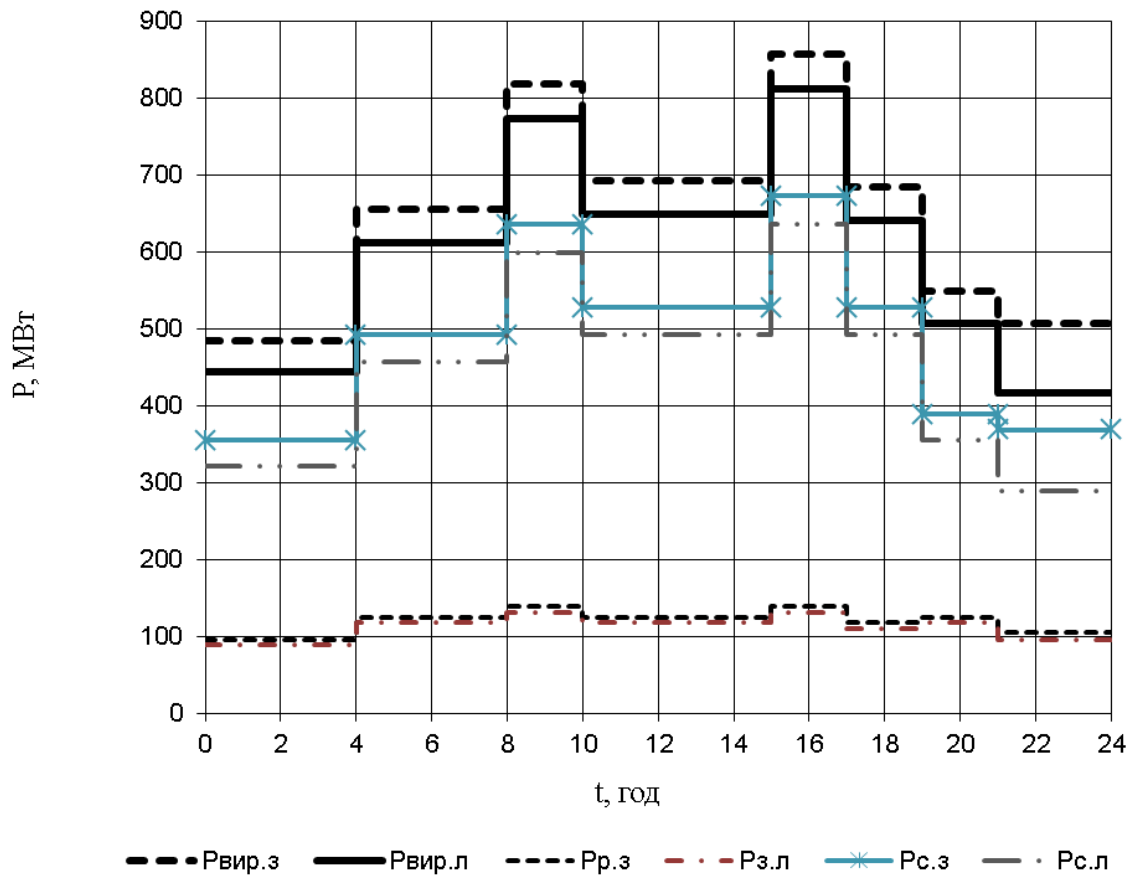
в) коефіцієнт попиту $K_{\text{п}} = 0,85$.

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

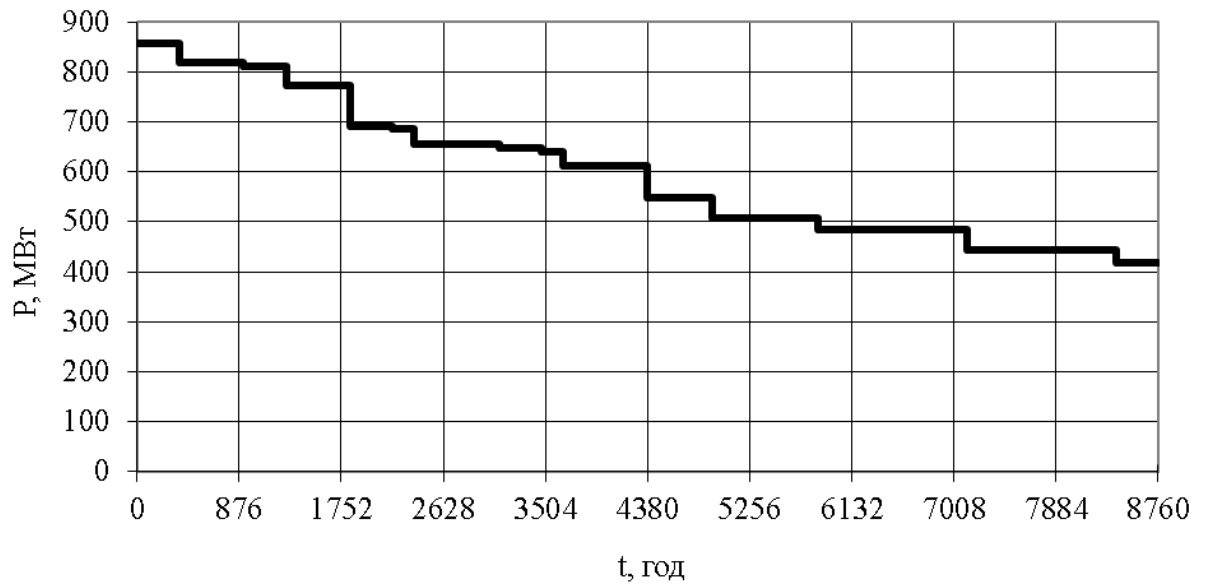
P, МВт	857,18	819,09	811,60	773,93	692,39	684,98	655,98	648,57
t, год	366	549	364	546	366	183	732	364
t _Σ , год	366	915	1279	1825	2191	2374	3106	3470
P, МВт	641,20	612,57	549,25	507,71	507,10	485,11	443,54	416,89
t, год	182	728	549	366	546	1281	1274	364
t _Σ , год	3652	4380	4929	5295	5841	7122	8396	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Техніко-економічний показник	Формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	857,18
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	5241535,93
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	920
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	598,35
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,70
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,65
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6114,86
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	5697,32
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,07
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}t_i} \cdot t_i$	326833,94
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.}p} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	4914702,00
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	4739



а) добові графіки навантаження електростанції



б) річний графік навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

2.2 Вибір основного обладнання КЕС

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]

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S, МВА	P, МВт				
ТВВ-160-2ЕУ3	188	160	18	5,67	0,85	0,213
ТГВ-200-2У3	235,3	200	15,75	8,625	0,85	0,19

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін [11]

Параметр	Турбіна	
	К-160-130	К-200-130
$P_{ном.}$, МВт	160	200
P, ата	130	130
t, °C	565	565
D, Т/год.	436	564

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів [11]

Параметр	Котельний агрегат	
	Еп-500-140	Еп-660/140
D, Т/год.	500	660
$P_{ном.}$, МВт	150	200
P, ата	140	140
t, °C	570	550
Паливо	вугілля	вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Для побудови структурної схеми визначаємо кількість ЛЕП, які відходять від РУ різних напруг [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.

$$n_{330} = \frac{672,8}{400} + 1 \approx 3;$$

$$n_{110} = \frac{139,1}{50} + 1 \approx 4.$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

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

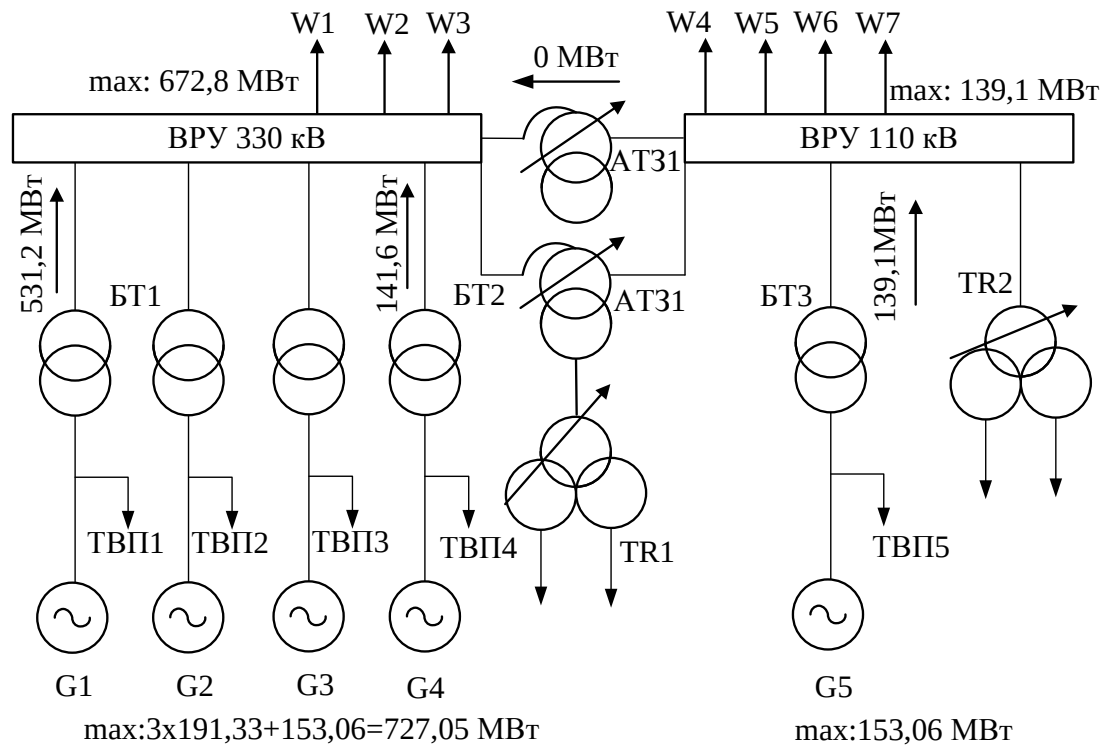
$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{6}{100} \cdot 0,85 \cdot 200 = 10,2 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора

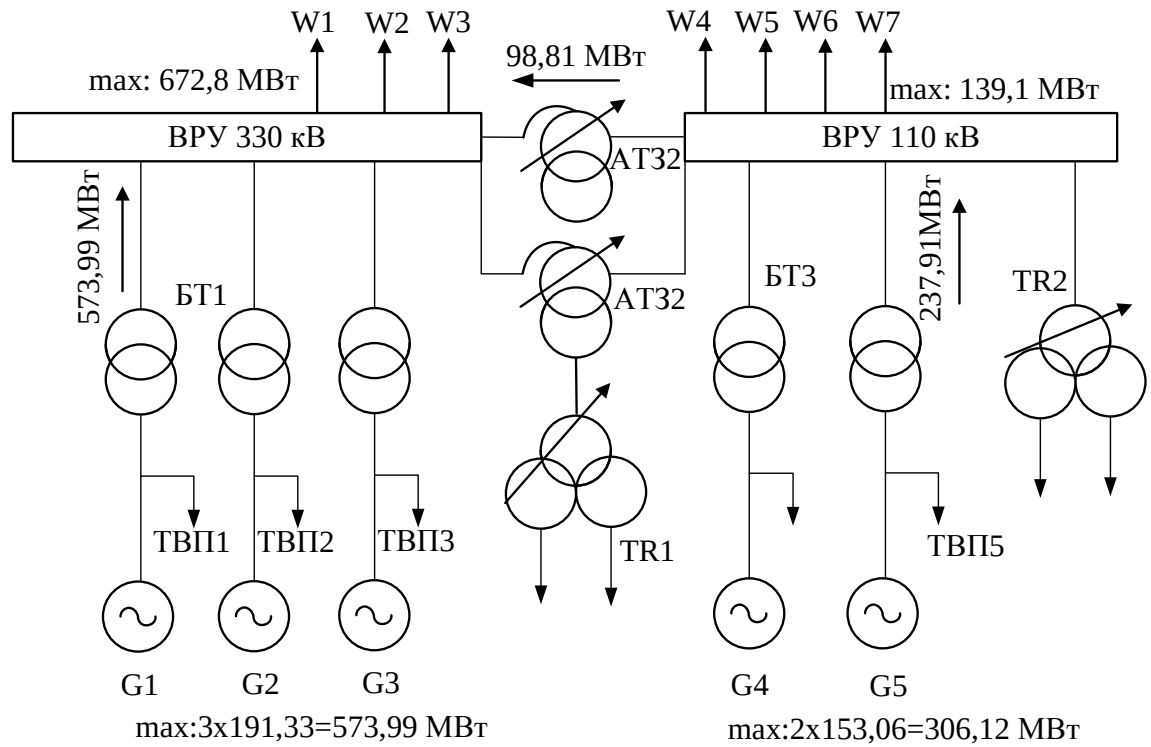
$$S_{\text{ТРрозр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВПрозр.}}; \quad (2.9)$$

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

Структурну схему станції обираємо на підставі порівняння двох варіантів за мінімумом приведених витрат. Намічаємо два варіанти структурної схеми, які наведені на рисунку 2.2.



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми станції

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

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

$$S_{\text{БТ1розр.}} = 235,3 - 10,2 = 225,1 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ2розр.}} = S_{\text{БТ3розр.}} = 188 - 8,16 = 179,84 \text{ МВА}.$$

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатори зв'язку:

а) режим максимальних навантажень в місцевий район

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

$$S_{\text{мак АТ31}} = (1 \cdot 188 - 8,16 - 139,1/0,85) / 1,4 = 11,6 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{мак АТ32}} = (2 \cdot 188 - 2 \cdot 8,16 - 139,1/0,85) / 1,4 = 140 \text{ (МВА)};$$

б) режим мінімальних навантажень в місцевий район

$$S_{\text{мін}} = (S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП,мак}} - S_{\text{р,мін}}) / 1,4; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{мін АТ31}} = (1 \cdot 188 - 1 \cdot 8,16 - 89,1/0,85) / 1,4 = 59,4 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{мін АТ32}} = (2 \cdot 188 - 2 \cdot 8,16 - 89,1/0,85) / 1,4 = 182,04 \text{ (МВА)};$$

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

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

$$S_{\text{ав АТ31}} = -139,1/0,85/2 = -81,8 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{ав АТ32}} = (1 \cdot 188 - 1 \cdot 8,16 - 139,1/0,85) / 2 = 8,1 \text{ (МВА)}.$$

Всі параметри трансформаторів зводимо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Номінальні характеристики трансформаторів

Позна-чення	Тип трансфор-матора	S _{ном} МВА	U _{ном} , кВ			U _к , %			ΔP _х кВт	ΔP _{кз} кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ1	ТДЦ-250000/330	250	347	–	15,75	–	11	–	214	605	0,5
БТ2	ТДЦ-200000/330	200	347	–	18	–	11	–	180	520	0,5
БТ3	ТДЦ-200000/110	200	121		18		10,5	–	170	550	0,5
АТ31	АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	38,5	10	35	24	100	345	0,45
АТ32	АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	38,5	10,5	38	25	155	560	0,45
ТВП1	ТРДНС-25000/35	25	20	–	6,3-6,3	–	10,5	–	–	–	–
ТВП2	ТДНС-10000/35	10	18	–	6,3	8	–	–	–	–	–
TR1	ТРДНС-25000/35	25	36,75	–	6,3-6,3	–	10,5	–	–	–	–
TR2	ТРДН-25000/110	25	115	–	6,3-6,3	–	10,5	–	–	–	–

Для вибору схеми приведені витрати визначаємо за формулою [11-13]:

$$З = p_n \cdot K + U, \quad (2.14)$$

де $p_n = 0,12$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

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

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

$B = 20$ коп/(кВт·год) – вартість 1 кВт·год електроенергії, що втрачена в трансформаторах;

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

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{T.\text{НОМ.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

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

ΔP_{xx} , ΔP_{K3} – втрати холостого ходу та короткого замикання (КЗ) трансформаторів, кВт;

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

$S_{T.\text{НОМ}}$ – 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.	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ ₁	3/3	8250	24750	24750
БТ ₂	1/0	7700	7700	0
БТ ₃	1/2	5250	5250	10500
АТЗ ₁	2/0	6575	13150	0
АТЗ ₂	0/2	8000	0	16000
Вимикачі:				
- 330 кВ;	12/11	8500	102000	93500
- 110 кВ;	10/11	1600	16000	17600
РАЗОМ:			168850	162350

Примітка: ВРУ 330 кВ виконано по схемі «4/3», ВРУ 110 кВ – дві системи шин з обхідною.

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{T1} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT31};$$

$$\Delta W_{T1} = \left[3 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 605 \cdot \left(\frac{624,9}{250} \right)^2 \cdot 4739 \right] + \left[1 \cdot 180 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 520 \cdot \left(\frac{166,6}{200} \right)^2 \cdot 4739 \right] + \left[1 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 550 \cdot \left(\frac{163,6}{200} \right)^2 \cdot 4739 \right] + \left[2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 345 \cdot \left(\frac{0}{125} \right)^2 \cdot 4739 \right] = 19867098,37 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{T2} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT32};$$

$$\Delta W_{T2} = \left[3 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 605 \cdot \left(\frac{675,3}{250} \right)^2 \cdot 4739 \right] + \left[2 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 550 \cdot \left(\frac{279,9}{200} \right)^2 \cdot 4739 \right] + \left[2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left(\frac{116,25}{200} \right)^2 \cdot 4739 \right] = 238444450,77 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = (0,084 \cdot 147600 + 0,094 \cdot 21250) + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 19867098,37 = 118369,32 \text{ тис. грн.};$$

$$U_2 = (0,084 \cdot 134250 + 0,094 \cdot 28100) + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 238444450,77 = 18687,29 \text{ тис. грн.}$$

Приведені затрати:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 168850 + 18369,32 = 38631,32 \text{ тис. грн.};$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 162350 + 18687,29 = 38169,29 \text{ тис. грн.}$$

$$\Delta Z = 1,2\% < 5\%.$$

Варіанти структурних схем станції є рівнооекономічними. Остаточного приймаємо II варіант структурної схеми.

2.4 Вибір електричних схем ВРУ 330 та 110 кВ

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

Для ВРУ-110 кВ приймаємо типову схему «дві системи зірних шин з об'хідною» (рисунок 2.3).

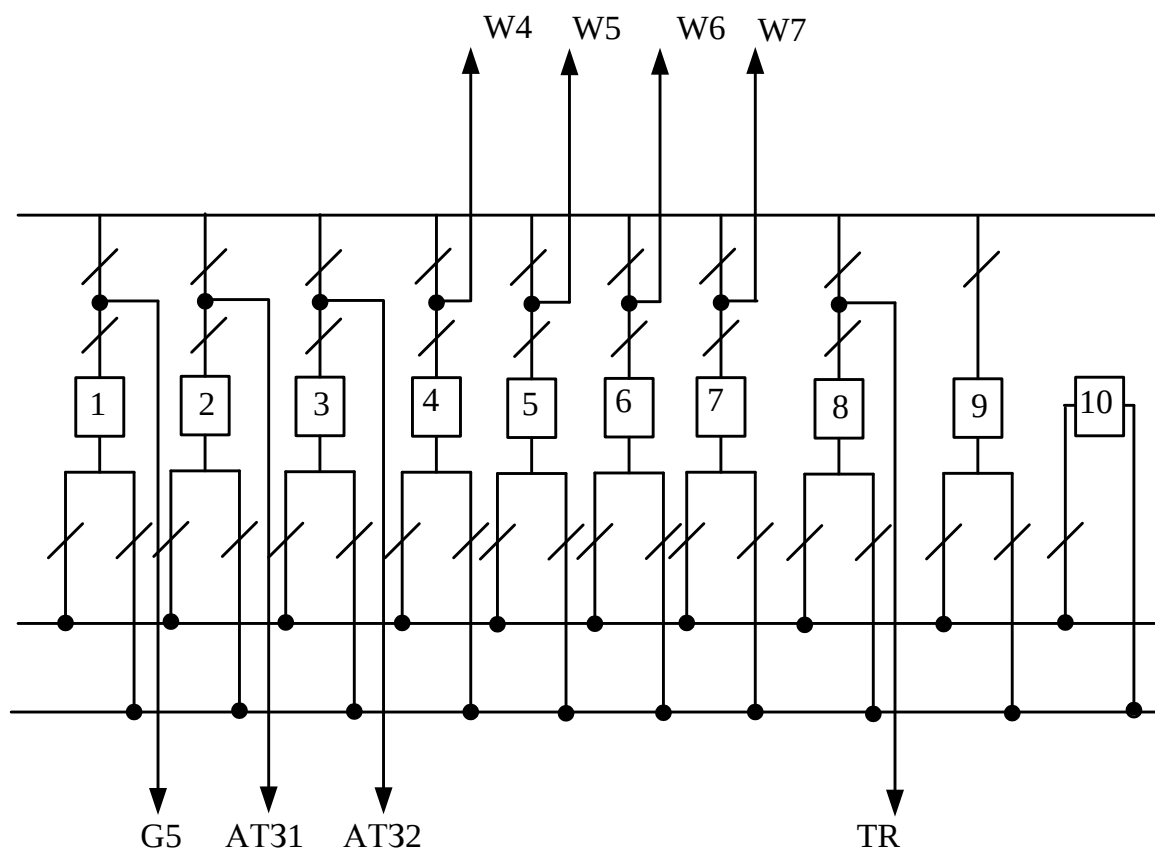
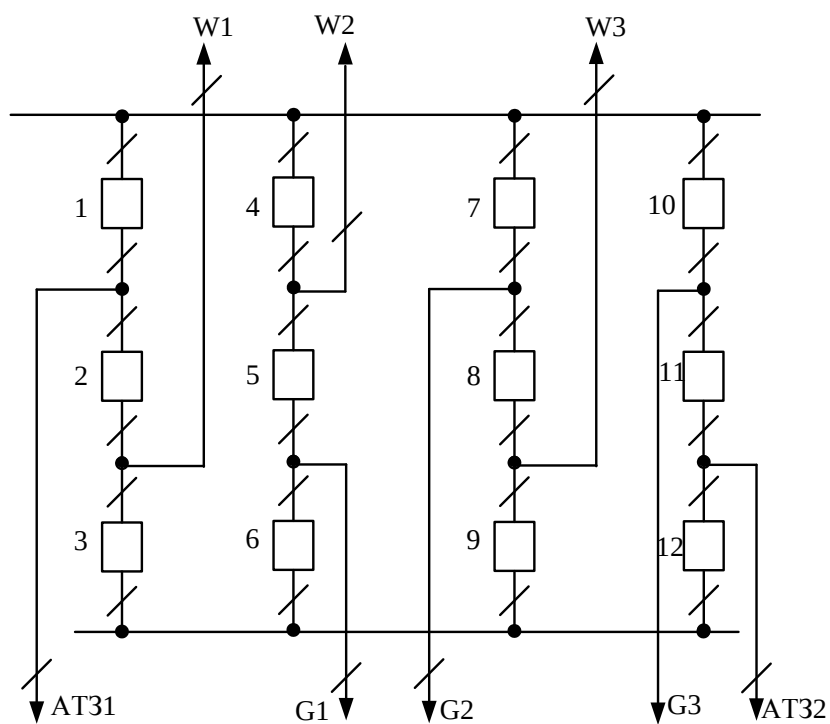


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-110 кВ

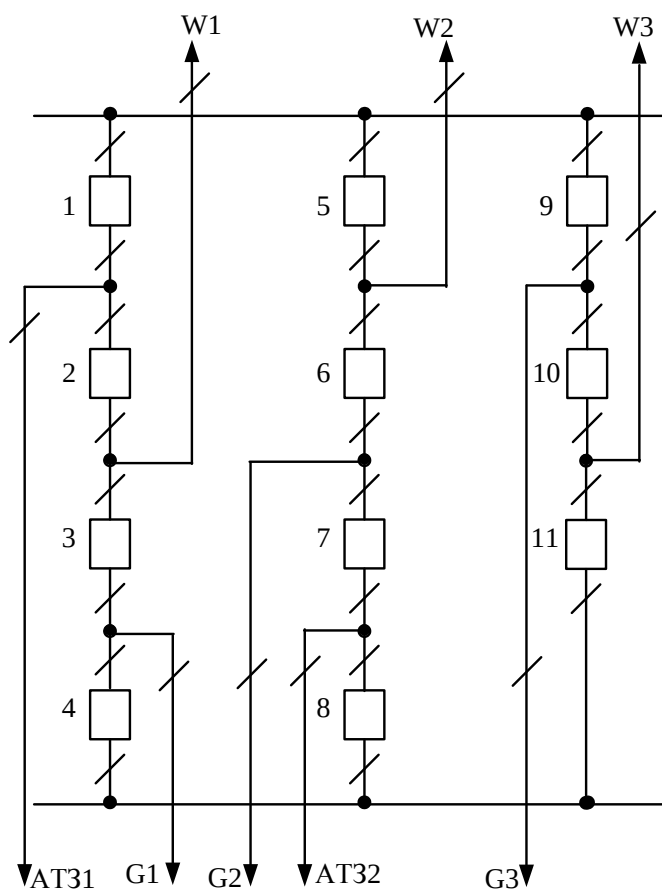
Для ВРУ-330 кВ приймаємо два варіанти схеми:

- схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання (3/2)»;
- схема «дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання (4/3)» (рисунок 2.4).

Схеми ВРУ-330 кВ оберемо за критерієм мінімуму приведених витрат з урахуванням надійності [11]:



а) 1 варіант



б) II варіант

Рисунок 2.4 – Варіанти схеми ВРУ-330 кВ

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

де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;
 $M(З)$ – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

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

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;
 C_k – вартість вимикача (комірки), тис. грн;

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

де $a=8,4$ %.

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

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

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

де $y_0 = 15$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, яку втрачаємо, МВт;

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

Розрахунок $M(З)$ 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 параме- тра потоку відмов, 1/рік		Час віднов- лення, T_v , год	Частота пла- нових ремон- тів, μ , 1/рік	Тривалість планового ре- монту, T_p , год
	ω_1	ω_2			
330	0,015	0,005	120	0,2	250

Таблиця 2.10 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-330 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I варіант	II варіант
Кількість комірок, шт.	n_k	12	11
Вартість комірки, тис. грн.	C_k	8500	8500
Параметр потоку раптових відмов генеральних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,023	0,023
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_p / 8760$	0,005707763	0,005707763
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,931506849	0,937214612
Час простою елемента, год.	T_0	1	1
	$T_{ВП} = T_v - T_v^2 / 2 \cdot T_p$	91,2	91,2
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режи- мах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0083836	0,0084349
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0209589	0,0210873
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000514	0,0000514
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0001284	0,0001284

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (І варіант)

Від- мова еле- мента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,00571$											
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}	Q_{12}
Q_1 Г	0,009	$AT - T_0$	–	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	$AT, W - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT + D(G, AT) - T_0$
Q_2 Л	0,023	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	–	$AT, W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$
Q_3 Л	0,023	$W - T_0$	$AT, W - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W + D(W, G) - T_0$	$G, W - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$2W - T_0$	$W - T_0$	$W + D(G, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$
Q_4 Л	0,023	$W - T_0$	$W - T_0$	$AT, W - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$	$G, W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(G, AT) - T_0$
Q_5 Л	0,023	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$G, W - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$
Q_6 Г	0,009	$G - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G, W - T_0$	$G - T_0$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G + D(W, G) - T_0$	$G, W - T_0$	$G - T_0$	$G + D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
Q_7 Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G - T_0$	$G, W - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(G, AT) - T_0$
Q_8 Л	0,023	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G, W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$
Q_9 Л	0,023	$W - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$2W - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$G, W - T_0$	$W - T_0$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W + D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$W - T_0$
Q_{10} Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$G, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{вп}}$
Q_{11} Г	0,009	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G, AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$
Q_{12} Г	0,009	$AT - T_0$	$AT + D(W, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	–

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (II варіант)

Від- мова еле- мента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,00571$										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}
Q_1 г	0,009	$AT - T_0$	–	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	$AT, W - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT + D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT + D(W, G, AT) - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$
Q_2 л	0,023	$W, AT - T_0$	$AT, W - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	–	$AT, W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$
Q_3 л	0,023	$G, W - T_0$	$W, G, AT - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$G, W - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$
Q_4 г	0,009	$G - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G + D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$
Q_5 л	0,023	$W - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W, G, AT - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$	$G, W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$
Q_6 л	0,023	$G, W - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$G, W, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{вп}} - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$
Q_7 г	0,009	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W, G, AT - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G, AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$
Q_8 л	0,023	$AT - T_0$	$AT + D(W, G, AT) - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{вп}}$	$W, G, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	–	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT - T_0$
Q_9 г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G - T_0$	$G, W - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$
Q_{10} л	0,023	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	–	$G, W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$
Q_{11} л	0,023	$W - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W + D(G, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$G - T_0$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	–

Таблиця 2.13 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{\text{ВП}}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
І варіант						
G W, G G, AT G+D(W,G) W+D(G, AT) D(G, AT)	123,12	1	4	3	39	30
		91,2	—	—	6	2
		1	—	—	—	2
		91,2	—	—	—	—
		1	—	—	—	—
AT+D(G,AT)	290,14	1	—	—	—	—
		91,2	—	—	—	—
W+D(W,G)	81,47	1	—	—	—	4
		91,2	—	—	—	—
2G G+D(G, AT)	314,45	1	—	—	4	—
		91,2	—	—	—	—
II варіант						
G W, G G, AT G, W, AT D(G, AT)	123,12	1	3	3	25	37
		91,2	—	—	4	4
		1	—	—	—	2
		91,2	—	—	—	—
		1	—	—	1	—
G+D(G, AT)	314,45	91,2	—	—	—	—
		1	—	—	—	1
W+D(W, AT)	105,78	91,2	—	—	—	—

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

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned}
 M(3)_1 &= 15 \cdot [0,0083836 \cdot (4 \cdot 1 \cdot 123,1) + 0,02096 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 123,12) + \\
 &\quad + 0,0000514 \cdot (39 \cdot 1 \cdot 123,12 + 6 \cdot 91,2 \cdot 123,12 + 4 \cdot 1 \cdot 314,45) + \\
 &\quad + 0,0001284 \cdot (30 \cdot 1 \cdot 123,12 + 2 \cdot 91,2 \cdot 123,12 + 2 \cdot 1 \cdot 105,78 + 4 \cdot 1 \cdot 81,469)] = \\
 &= 286,03 \text{ тис. грн.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M(3)_2 &= 15 \cdot [0,008439 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 123,1) + 0,021087 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 123,12) + \\
 &\quad + 0,0000514 \cdot (25 \cdot 1 \cdot 123,12 + 4 \cdot 91,2 \cdot 123,12 + 1 \cdot 1 \cdot 314,45) + \\
 &\quad + 0,0001284 \cdot (37 \cdot 1 \cdot 123,12 + 4 \cdot 91,2 \cdot 123,12 + 2 \cdot 1 \cdot 81,469 + 1 \cdot 1 \cdot 105,78)] = \\
 &= 296,6 \text{ тис. грн.}
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.14 – Приведені витрати схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капіталовкладення	102000	93500
Щорічні експлуатаційні витрати	8568	7854
Очікуваний збиток	286,03	296,60
Приведені витрати	24154,03	22175,60

Різниця витрат становить 8,5 %, тому для проектованої КЕС обираємо другий варіант схеми ВРУ-330 кВ – схему 4/3.

2.5 Вибір схеми власних потреб

Схема РУ власних потреб 6 кВ станції наведена на рисунку 2.5.

Кожний турбогенератор має робочий трансформатор власних потреб (ТВП) з двома секціями на стороні 6 кВ. Резервне живлення здійснюється від двох пускорезервних трансформаторів (TR_1 та TR_2) через магістраль резервного живлення (МРЖ-6 кВ) [11]. Перший ПРТВП підключається до обмотки НН трансформатора зв'язку, другий – до шин ВРУ-110 кВ (рисунок 2.5).

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

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

Для регулювання напруги всі трансформатори мають пристрій типу РПН [11, 16].

Як аварійне джерело живлення власних потреб використовуємо дизель-генератори.

Технічні характеристики трансформатора типу ТСЗС-1000/10:

$S_{\text{ном}} = 1000$ кВА; $U_{\text{ном}} = 10/0,4$ кВ; $U_k = 8\%$; $\Delta P_x = 3$ кВт; $\Delta P_k = 12$ кВт; $I_x = 2\%$.

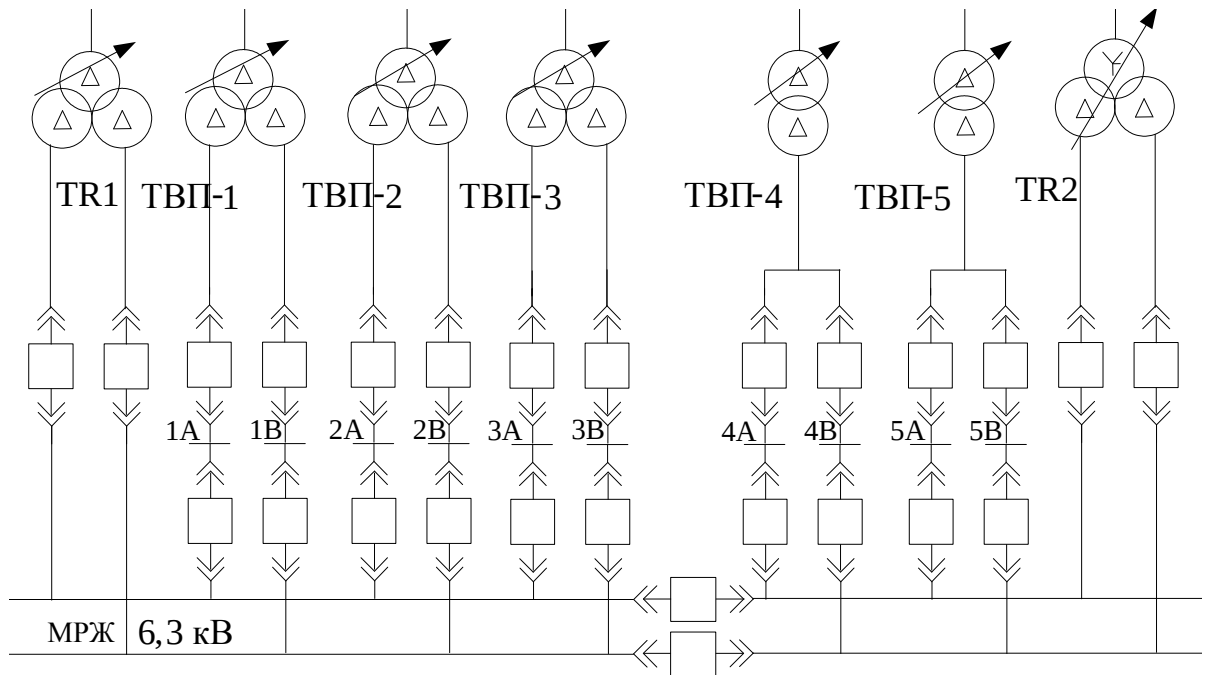


Рисунок 2.5 – Схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів КЗ складемо однолінійну заступну схему станції та визначаємо параметри її елементів [11, 17]. Розрахунки виконуємо у системі відносних одиниць, тому задаємося базовими величинами: $S_6 = 1000$ МВА; $U_6 = U_{\text{ср.ном}}$.

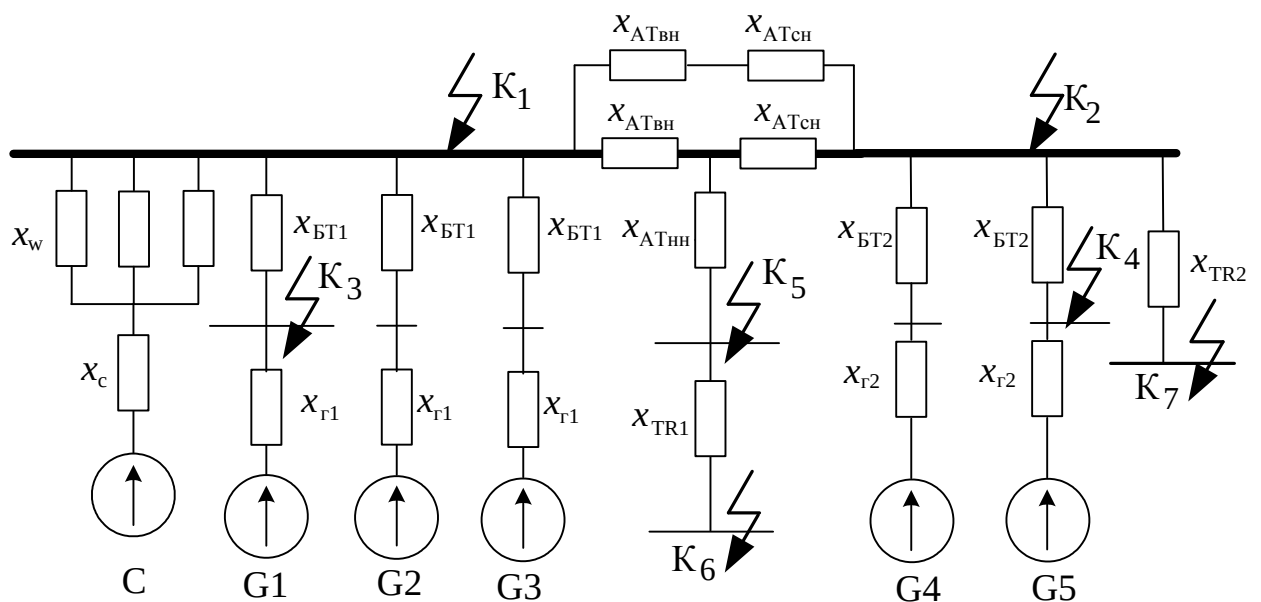


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Розраховуємо приведені значення опорів:

- енергосистема:

$$X_c = X_{c\text{НОМ}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.21)$$

$$x_c = 0,13 \cdot \frac{1000}{21000} = 0,006;$$

- генератор:

$$X_{*G} = x_{d\text{НОМ}}'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.22)$$

$$x_{*G1-3} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,807;$$

$$x_{*G4,5} = 0,213 \cdot \frac{1000}{188} = 1,133;$$

- ЛЕП 330 кВ:

$$x_w = x_{\text{ЛПТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{ср}}^2}, \quad (2.23)$$

$$x_w = 0,32 \cdot 450 \cdot \frac{1000}{340^2} = 1,25;$$

- трансформатор:

$$X_T = \frac{u_{\text{КВ-Н}}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.24)$$

$$x_{\text{БТ1}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44;$$

$$x_{\text{БТ2}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,525;$$

- пускорезервний трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$X_{\text{ТР}} = \frac{1,875 u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.25)$$

$$x_{\text{ТР1}} = x_{\text{ТР2}} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

- АТЗ:

$$\left. \begin{aligned}
 u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}); \\
 u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}); \\
 u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}).
 \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

$$\begin{aligned}
 u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (35 + 10 - 24) = 10,5\%; \\
 u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (10 + 24 - 35) = -0,5\%; \\
 u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (35 + 24 - 10) = 24,5 \%.
 \end{aligned}$$

$$x_{BH \text{ AT}} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$x_{CH \text{ AT}} = \frac{u_{KC\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$x_{HH \text{ AT}} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}.$$

$$x_{BH \text{ AT}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

$$x_{CH \text{ AT}} = 0;$$

$$x_{HH \text{ AT}} = \frac{24,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,96.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7):

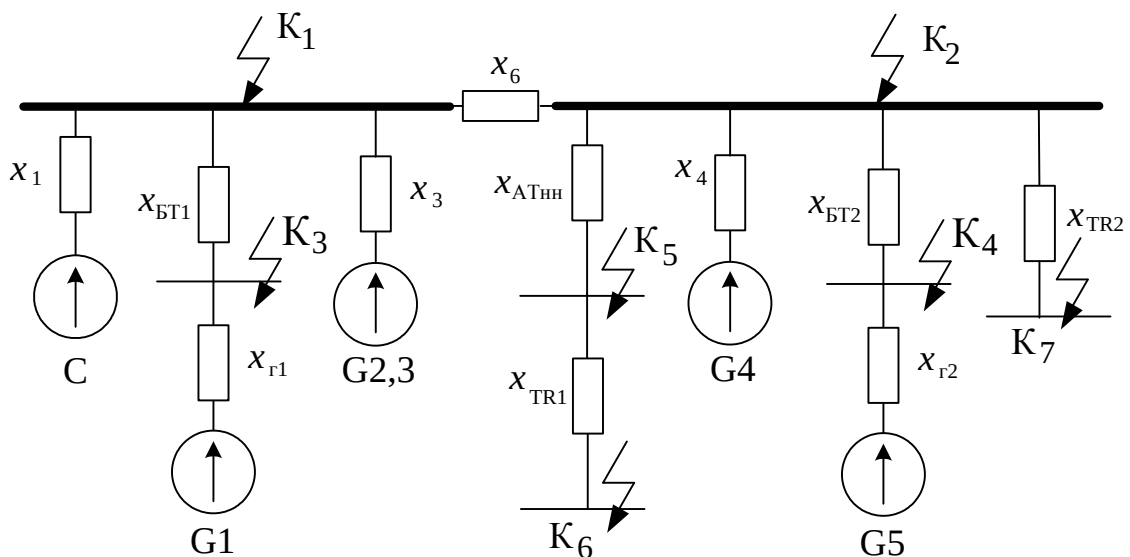


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема станції

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

$$x_1 = \frac{1,25}{3} + 0,006 = 0,423;$$

$$x_2 = x_{BT1} + x_{r1};$$

$$x_2 = 0,44 + 0,807 = 1,247;$$

$$x_3 = \frac{x_2}{2};$$

$$x_3 = \frac{1,247}{2} = 0,624;$$

$$x_4 = x_{BT2} + x_{r2};$$

$$x_4 = 0,525 + 1,133 = 1,658;$$

$$x_5 = \frac{x_2}{3} = \frac{1,247}{3} = 0,42;$$

$$x_6 = \frac{x_{BHAT}}{2};$$

$$x_6 = \frac{0,84}{2} = 0,42;$$

$$x_7 = \frac{x_4}{2};$$

$$x_7 = \frac{1,658}{2} = 0,83.$$

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

$$I_{п0_i} = \frac{E''_* \cdot I_{бi}}{x_{рез_*i}}, \quad (2.27)$$

де $E''_* = 1,13$ – для генераторів;

$E''_* = 1,00$ – для енергосистеми та власних потреб;

$I_{бi}$ – базовий струм, кА;

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

Базовий струм [11, 16]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.28)$$

$$I_{61} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 340) = 1,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{62} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 115) = 5,02 \text{ (кА)};$$

$$I_{63} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 15,75) = 36,66 \text{ (кА)};$$

$$I_{64} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 18) = 32,075 \text{ (кА)};$$

$$I_{65} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 37) = 15,6 \text{ (кА)};$$

$$I_{66} = I_{67} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,64 \text{ (кА)}.$$

K-1. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунк 2.8).

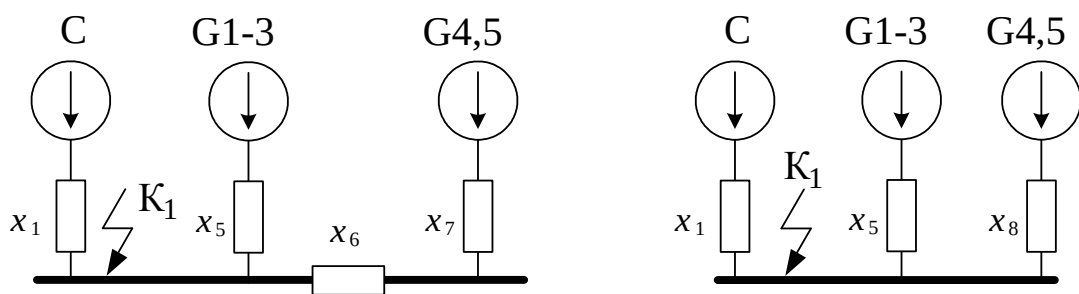


Рисунок 2.8 – Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_8 = x_6 + x_7;$$

$$x_8 = 0,42 + 0,83 = 1,25;$$

$$I_{пос} = \frac{1}{0,423} \cdot 1,7 = 4,019 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = \frac{1,13}{0,42} \cdot 1,7 = 4,574 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ4,5}} = \frac{1,13}{1,25} \cdot 1,7 = 1,537 \text{ (кА)}.$$

К-2. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₂, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунк 2.9).

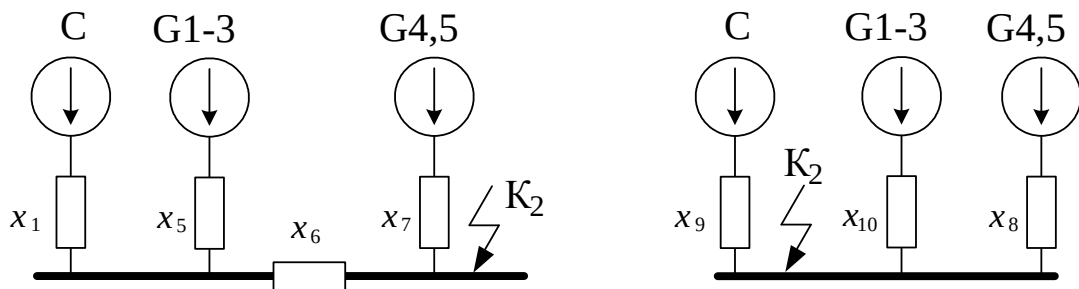


Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо x_6 між x_1 та x_5 :

$$\Delta x = x_6 \cdot (x_1 + x_5);$$

$$x_9 = x_1 + (\Delta x / x_5);$$

$$x_{10} = x_5 + (\Delta x / x_1);$$

$$\Delta x = 0,42 \cdot (0,423 + 0,42) = 0,532;$$

$$x_9 = 0,423 + (0,532 / 0,42) = 1,69;$$

$$x_{10} = 0,42 + (0,532 / 0,423) = 1,651;$$

$$I_{\text{ПОС}} = \frac{1}{1,69} \cdot 5,02 = 2,97 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = \frac{1,13}{1,651} \cdot 5,02 = 3,436 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ4,5}} = \frac{1,13}{0,83} \cdot 5,02 = 6,834 \text{ (кА)}.$$

К-3. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₃, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунк 2.10).

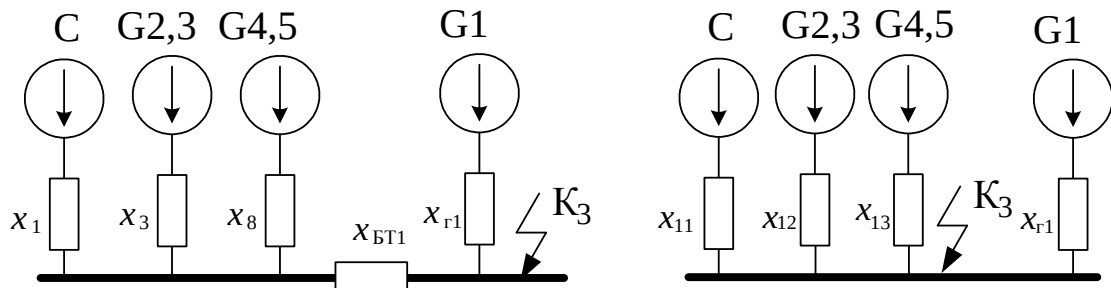


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

Розподіляємо x_{BT1} між x_1 , x_3 та x_8 [11]:

$$x_{\Delta} = x_{BT1} \cdot (x_1 \cdot x_3 + x_1 \cdot x_8 + x_3 \cdot x_8);$$

$$x_{11} = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_3 \cdot x_8};$$

$$x_{12} = x_3 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_8};$$

$$x_{13} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_3 \cdot x_1};$$

$$x_{\Delta} = 0,44 \cdot (0,423 \cdot 0,624 + 0,423 \cdot 1,25 + 0,624 \cdot 1,25) = 0,692;$$

$$x_{11} = 0,423 + \frac{0,692}{0,624 \cdot 1,25} = 1,71;$$

$$x_{12} = 0,624 + \frac{0,692}{0,423 \cdot 1,25} = 1,933;$$

$$x_{13} = 1,25 + \frac{0,692}{0,624 \cdot 0,423} = 3,872.$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{1,71} \cdot 36,66 = 21,439 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ2,3}} = \frac{1,13}{1,933} \cdot 36,66 = 21,431 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ4,5}} = \frac{1,13}{3,872} \cdot 36,66 = 10,699 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1}} = \frac{1,13}{0,807} \cdot 36,66 = 51,333 \text{ (кА)}.$$

K-4. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_4 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. сунок 2.11).

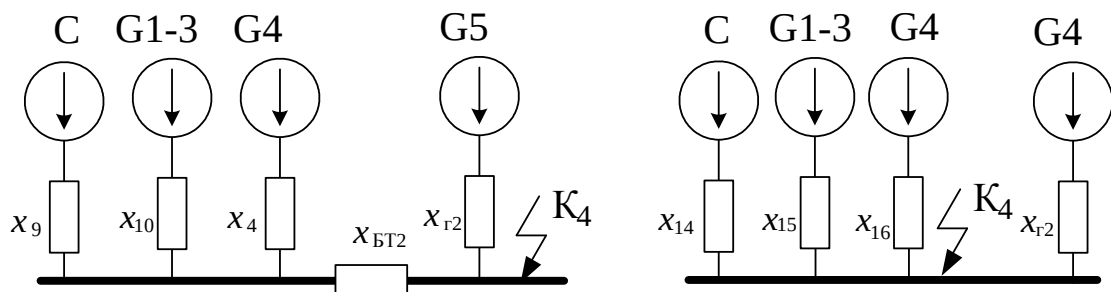


Рисунок 2.11 – Спрощення заступної схеми для точки $K-4$

Розподіляємо x_{BT2} між x_9 , x_{10} та x_4 :

$$x_{\Delta} = x_{\text{BT2}} \cdot (x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_4 + x_{10} \cdot x_4);$$

$$x_{14} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_4};$$

$$x_{15} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_4};$$

$$x_{16} = x_4 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_9};$$

$$x_{\Delta} = 0,525 \cdot (1,69 \cdot 1,651 + 1,69 \cdot 1,658 + 1,651 \cdot 1,658) = 4,373;$$

$$x_{14} = 1,69 + \frac{4,373}{1,651 \cdot 1,658} = 3,29;$$

$$x_{15} = 1,651 + \frac{4,373}{1,69 \cdot 1,658} = 3,21;$$

$$x_{16} = 1,658 + \frac{4,373}{1,651 \cdot 1,69} = 3,225.$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{1}{3,29} \cdot 32,075 = 9,749 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = \frac{1,13}{3,21} \cdot 32,075 = 11,291 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ4}} = \frac{1,13}{3,225} \cdot 32,075 = 11,239 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ5}} = \frac{1,13}{1,133} \cdot 32,075 = 31,99 \text{ (кА)}.$$

К-5. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₅, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. сунок 2.12).

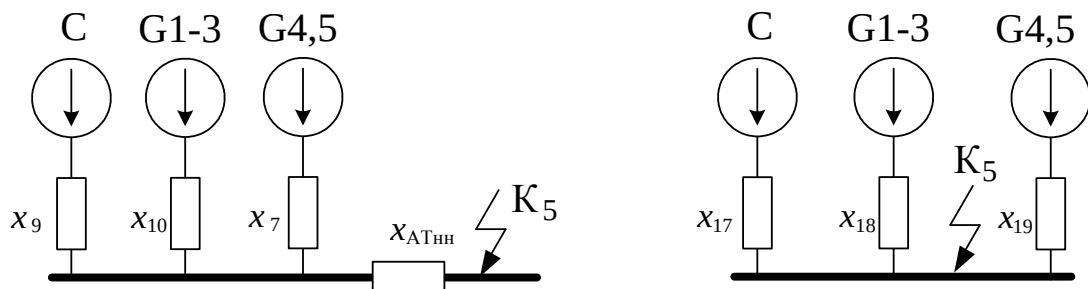


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

Розподіляємо $x_{\text{АТ.нн}}$ між x_9 , x_{10} та x_7 :

$$x_{\Delta} = x_{\text{АТ.нн}} \cdot (x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_7 + x_{10} \cdot x_7);$$

$$x_{17} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_7};$$

$$x_{18} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_7};$$

$$x_{19} = x_7 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_9};$$

$$x_{\Delta} = 1,96 \cdot (1,69 \cdot 1,651 + 1,69 \cdot 0,83 + 1,651 \cdot 0,83) = 10,904;$$

$$x_{17} = 1,69 + \frac{10,904}{1,651 \cdot 0,83} = 9,647;$$

$$x_{18} = 1,651 + \frac{10,904}{1,69 \cdot 0,83} = 9,425;$$

$$x_{19} = 0,83 + \frac{10,904}{1,651 \cdot 1,69} = 4,738;$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{1}{9,647} \cdot 15,6 = 1,617 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = \frac{1,13}{9,425} \cdot 15,6 = 1,87 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ4,5}} = \frac{1,13}{4,738} \cdot 15,6 = 3,721 \text{ (кА)}.$$

К-6. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₆, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунки 2.13).

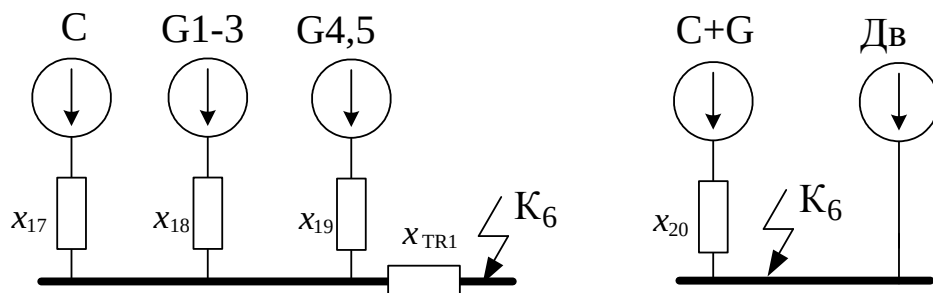


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$x_{20} = \frac{x_{17} \cdot x_{18} \cdot x_{19}}{x_{17} \cdot x_{18} + x_{17} \cdot x_{19} + x_{18} \cdot x_{19}} + x_{TR1};$$

$$x_{20} = \frac{9,647 \cdot 9,425 \cdot 4,7384}{9,647 \cdot 9,425 + 9,647 \cdot 4,738 + 9,425 \cdot 4,738} + 7,875 = 10,247;$$

$$I_{\text{ПОС+G}} = \frac{1 \cdot 91,64}{10,247} = 8,943 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПО Д}} = 4 \cdot \Sigma P_{\text{НОМ}} / U_{\text{НОМ}};$$

$$I_{\text{ПО Д}} = 4 \cdot (1,25 \cdot 13,26) / (6 \cdot 2) = 5,542 \text{ (кА)}.$$

К-7. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₇, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунки 2.14).

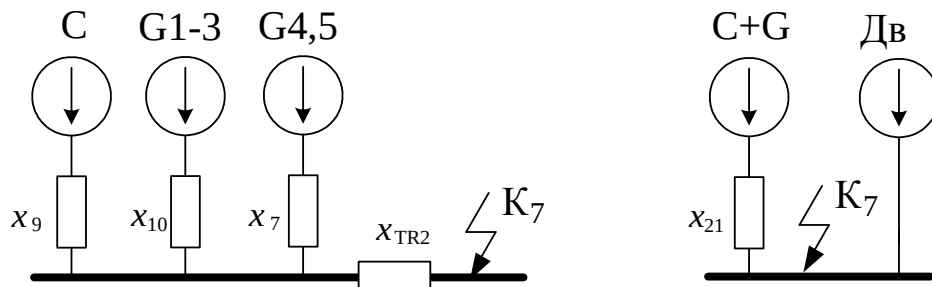


Рисунок 2.14– Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$x_{21} = \frac{x_9 \cdot x_{10} \cdot x_7}{x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_7 + x_{10} \cdot x_7} + x_{\text{TR2}};$$

$$x_{21} = \frac{1,69 \cdot 1,651 \cdot 0,83}{1,69 \cdot 1,651 + 1,69 \cdot 0,83 + 1,651 \cdot 0,83} + 7,875 = 8,793;$$

$$I_{\text{ПОС+G}} = \frac{1 \cdot 91,64}{8,793} = 10,422 \text{ (кА)}.$$

Для подальших розрахунків в колі ВП залишаємо точку К-7.

Визначимо складові струмів КЗ для розрахункового часу τ [11]:

$$\left. \begin{aligned} &\text{- періодичну: } I_{\text{п},\tau} = \gamma_{\text{п},\tau} \cdot I_{\text{п},0}; \\ &\text{- аперіодичну: } i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п},0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ &\text{- ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{п},0}; \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

де $t_{\text{ВВ}}$ – власний час вимикання вимикача, с: $\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01$;

Попередньо приймаємо вимикачі [11] (таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{ВВ}}$, с
ВРУ 330 кВ	LTV 420E2	0,015
ВРУ 110 кВ	LTV 145D1/B	0,025
НН АТЗ 35 кВ	ВР35НС	0,04
РУВП	ВР-6	0,04

Визначимо значення коефіцієнтів $\gamma_{\text{н},\tau}$ для генераторних віток за методикою, викладеною в [11, 17]:

K_1 : а) G_{1-3} :

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4,574}{1,2} = 3,8; \text{ з [11] визначаємо: } \gamma_{\text{н},\tau} = 0,94.$$

б) $G_{4,5}$:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 188}{\sqrt{3} \cdot 340} = 0,638 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{1,537}{0,638} = 2,4; \text{ з [11]: } \gamma_{\text{н},\tau} = 0,97.$$

K_2 : а) G_{1-3} :

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 3,54 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{3,436}{3,54} = 0,97; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

б) $G_{4,5}$:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 188}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,888 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{6,834}{1,888} = 3,6; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,92.$$

K₃: а) G₁:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 8,625 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{51,333}{8,625} = 5,95; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,91.$$

б) G_{2,3}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 17,25 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{21,431}{17,25} = 1,24; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,99.$$

в) G_{4,5}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 188}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 13,78 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{10,699}{13,78} = 0,78 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

K₄: а) G₅:

$$I'_{\text{НОМ}G5} = 6,03 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{31,99}{6,03} = 5,3; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,9.$$

б) G₁₋₃

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 18} = 22,64 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{11,291}{22,64} = 0,5 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

в) G₄:

$$I'_{\text{НОМ}} = 6,03 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{11,239}{6,03} = 1,9; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,97.$$

К₅: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{ном}} = \frac{3 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 11,01 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{1,87}{11,01} = 0,17 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

б) G_{4,5}:

$$I'_{\text{ном}} = \frac{2 \cdot 188}{\sqrt{3} \cdot 37} = 5,87 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{3,721}{5,87} = 0,63; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

Таблиця 2.16 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	k_y	T_a , с	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{\text{n},\tau}$
К ₁ шини 330 кВ	система	0,025	1,780	0,04	0,535	1
	Г1-3		1,955	0,26	0,908	0,94
	Г4,5		1,95	0,25	0,905	0,97
К ₂ шини 110 кВ	система	0,035	1,608	0,02	0,174	1
	Г1-3		1,955	0,26	0,874	1
	Г4,5		1,95	0,25	0,869	0,92
К ₃ генератор Г1	система	0,025	1,780	0,04	0,535	1
	Г2,3		1,955	0,26	0,908	0,99
	Г4,5		1,95	0,25	0,905	1
	Г1		1,982	0,545	0,955	0,91
К ₄ генератор Г5	система	0,035	1,780	0,04	0,417	1
	Г1-3		1,955	0,26	0,874	1
	Г4		1,95	0,25	0,869	0,97
	Г5		1,963	0,267	0,877	0,9
К ₅ НН АТЗ 35 кВ	система	0,05	1,780	0,04	0,287	1
	Г1,2		1,955	0,26	0,825	1
	Г3-6		1,95	0,25	0,819	1
К ₆ , К ₇ НН ПРТВП	система+Г	0,05	1,815	0,045	0,329	1
	Д		1,650	0,04	0,287	—

Результати розрахунку струмів КЗ для всіх точок зводимо в табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$, кА	i_y , кА	$i_{ат}$, кА	$I_{пт}$, кА	Примітка
К ₁ шини 330 кВ	Система	4,019	10,115	3,042	4,019	Ком.апаратура та шини
	Г1-3	4,574	12,644	5,874	4,299	
	Г4,5	1,537	4,237	1,966	1,491	
	Сума	10,130	26,996	10,882	9,809	
К ₂ шини 110 кВ	Система	2,970	6,754	0,730	2,970	Ком.апаратура та шини
	Г1-3	3,436	9,498	4,246	3,436	
	Г4,5	6,834	18,845	8,401	6,288	
	Сума	13,241	35,096	13,378	12,694	
К ₃ генератор Г1 200 МВт	Система	21,439	53,959	16,226	21,439	Ком.апарат.
	Г2,3	21,431	59,243	27,525	21,217	
	Г4,5	10,699	29,500	13,688	10,699	
	Сума (без Г1)	53,568	142,702	57,440	53,354	
	Г1	51,333	143,863	69,331	46,713	
	Повна сума	104,901	286,565	126,770	100,067	Шини
К ₄ генератор Г5 160 МВт	Система	9,749	24,538	5,747	9,749	Ком.апарат.
	Г1-3	11,291	31,213	13,955	11,291	
	Г4	11,239	30,988	13,815	10,902	
	Сума (без Г5)	32,279	86,740	33,517	31,942	
	Г5	31,990	88,794	39,677	28,791	
	Повна сума	64,269	175,534	73,194	60,733	Шини
К ₅ НН АТЗ 35 кВ	Система	1,617	4,070	0,655	1,617	Ком.апарат.
	Г1-3	1,870	5,170	2,182	1,870	
	Г4,5	3,721	10,259	4,307	3,721	
	Сума	7,208	19,499	7,144	7,208	
К ₆ НН ПРТВП1	Г + С	8,943	22,952	4,163	8,943	Шини
	Д	5,542	12,929	2,245	2,713	
	Сума	14,485	35,881	6,408	11,656	
К ₇ НН ПРТВП2	Г + С	10,422	26,747	4,851	10,422	Шини
	Д	5,542	12,929	2,245	2,713	
	Сума	15,964	39,676	7,096	13,135	

Визначимо складові струму КЗ від двигунів власних потреб [11]:

$$\left. \begin{aligned} I_{п,\tau,Д} &= I_{п,o,Д} \cdot e^{-\tau/0,07} \\ i_{a\tau,Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{п,o,Д} \cdot e^{-\tau/0,04} \\ i_{y,Д} &= \sqrt{2} \cdot K_{y,Д} \cdot I_{п,o,Д} \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$I_{п,\tau,Д} = 5,542 \cdot e^{-0,05/0,07} = 2,713 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau,Д} = \sqrt{2} \cdot 5,542 \cdot e^{-0,05/0,04} = 2,245 \text{ кА};$$

$$i_{y,Д} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 5,542 = 12,929 \text{ кА}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-330 кВ.

Максимальні струми [11]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.31)$$

$$I_{\max \text{ БТ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.32)$$

$$I_{\max \text{ АТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{АТЗ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.33)$$

$$I_{\max W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824,3 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ БТ1}} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 433,3 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ АТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 525 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = I_{п,о}^2 \cdot (t_{вим.} + T_a). \quad (2.34)$$

$$B_K = 10,13^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 47,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{вим.}$ – час вимикання КЗ, с;

ВРУ-110 кВ.

Максимальні струми:

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 328 \text{ А};$$

$$I_{\max БТ2} = \frac{188 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1039 \text{ А};$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1574,6 \text{ А};$$

$$I_{\max ТR2} = \frac{13,26 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 70 \text{ А}.$$

$$B_K = 13,241^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 80,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сторона НН АТЗ:

Максимальний струм:

$$I_{\max} = \frac{13260}{\sqrt{3} \cdot 35} = 219 \text{ А};$$

$$B_K = 7,208^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 23,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор ТВВ-160-2ЕУЗ.

$$I_{\max G} = \frac{I_{\Gamma. \text{НОМ}}}{0,95}; \quad (2.35)$$

$$I_{\max G5} = \frac{5670}{0,95} = 5968 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТВП}} = \frac{8160}{\sqrt{3} \cdot 18} = 262 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = B_{\kappa \Pi} + B_{\kappa \alpha} = \left(I_{\text{с}}^2 \cdot B_{*\Pi\Gamma} + I_{\Pi, \text{о}, \Gamma}^2 + 2 \cdot I_{\text{с}} \cdot T_* \cdot I_{\Pi, \text{о}, \Gamma} \right) \cdot t_{\text{ВИМ}} + \\ + \left(I_{\text{с}}^2 \cdot T_{\text{а}, \text{с}} + I_{\Pi, \text{о}, \Gamma}^2 \cdot T_{\text{а}, \Gamma} + \frac{4 \cdot I_{\text{с}} \cdot I_{\Pi, \text{о}, \Gamma}}{1/T_{\text{а}, \text{с}} + 1/T_{\text{а}, \Gamma}} \right); \quad (2.36)$$

де $I_{\text{с}} = 32,279 \text{ кА}$; $I_{\Pi, \text{о}, \Gamma} = 31,99 \text{ кА}$; $B_{*\Pi\Gamma} = 0,30$; $T_* = 0,52$; $t_{\text{ВИМ}} = 4 \text{ с}$;

$T_{\text{а}, \Gamma} = 0,267 \text{ с}$; $T_{\text{а}, \text{с}} = 0,26 \text{ с}$;

$$B_{\kappa} = \left(32,279^2 + 0,3 \cdot 31,99^2 + 2 \cdot 32,279 \cdot 0,52 \cdot 31,99 \right) \cdot 4 + \\ + \left(32,279^2 \cdot 0,26 + 31,99^2 \cdot 0,267 + \frac{4 \cdot 32,279 \cdot 31,99}{1/0,26 + 1/0,267} \right) = 10779,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор ТГВ-200-2УЗ.

$$I_{\max G1} = \frac{8625}{0,95} = 9079 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТВП}} = \frac{10200}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 374 \text{ A};$$

$$B_K = (53,568^2 + 0,3 \cdot 51,333^2 + 2 \cdot 53,568 \cdot 0,52 \cdot 51,333) \cdot 4 + \\ + \left(53,568^2 \cdot 0,26 + 51,333^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 53,568 \cdot 51,333}{1/0,26 + 1/0,545} \right) = 30198 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-6 кВ

$$I_{\max \text{ ТВП1-3}} = \frac{10200}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 491 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ ТВП4,5}} = \frac{8160}{\sqrt{3} \cdot 6} = 785 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ TR2 1}} = I_{\max \text{ TR2}} = \frac{13200}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 635 \text{ А}.$$

$$B_K = I_{\text{п,о,с}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а,сх}}) + I_{\text{п,о,Д}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_D + T_{\text{а,с}}) + \\ + 2 \cdot I_{\text{п,о,Д}} \cdot I_{\text{п,о,с}} \cdot (T'_D + T_{\text{а,сх}}),$$

де

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{T_{\text{а,с}} \cdot I_{\text{п,о,с}} + T_{\text{а,Д}} \cdot I_{\text{п,о,Д}}}{I_{\text{п,о,с}} + I_{\text{п,о,Д}}}; \quad (2.37)$$

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{0,045 \cdot 10,422 + 0,04 \cdot 5,542}{10,422 + 5,542} = 0,043 \text{ с};$$

$$B_K = 10,422^2 \cdot (0,3 + 0,043) + 5,542^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,043) + \\ + 2 \cdot 10,422 \cdot 5,542 \cdot (0,07 + 0,043) = 52,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури зводимо в таблицю 2.18.

Таблиця 2.18 – Вибір комутаційних апаратів

ВРУ-330 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	LTB 420E2	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 824,3 \text{ А}$ $I_{пт} = 9,809 \text{ кА}$ $i_{ат} = 10,882 \text{ кА}$ $I_{по} = 10,13 \text{ кА}$ $i_y = 26,996 \text{ кА}$ $B_k = 47,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot 40 = 33,94 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-110 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	LTB 145D1/B	РНД3.1-110/2000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 1574,6 \text{ А}$ $I_{пт} = 12,694 \text{ кА}$ $i_{ат} = 13,378 \text{ кА}$ $I_{по} = 13,241 \text{ кА}$ $i_y = 35,096 \text{ кА}$ $B_k = 80,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,45 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Сторона 35 кВ АТЗ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВБНК-35	РНД3.1-35/1000У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 219 \text{ А}$ $I_{пт} = 7,208 \text{ кА}$ $i_{ат} = 7,144 \text{ кА}$ $\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} = 17,34 \text{ кА}$ $I_{по} = 7,208 \text{ кА}$ $i_y = 19,499 \text{ кА}$ $B_k = 23,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 25 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 25 = 8,1 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot (B_{ном} + 1) I_{вим.ном} = 35,36 \text{ кА}$ $I_{дин} = 25 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 63 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУВП-6 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР-1 (комірка КРУ типу КУ-10)	
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 785 \text{ А}$ $I_{пт} = 10,422 \text{ кА}$ $i_{ат} = 4,851 \text{ кА}$ $I_{по} = 10,422 \text{ кА}$ $i_y = 26,747 \text{ кА}$ $B_k = 52,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1250 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

2.9 Вибір струмоведучих частин

Обираємо струмоведучі частини на КЕС.

ВРУ-330 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\max} = 824,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 10,13 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 26,996 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

За умовою відсутності корони [11] на напругу 330 кВ вибираємо два проводи марки АС 240/39:

$$d = 21,6 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}; D = 450 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D; \quad (2.38)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 824,3 < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 610 = 1220 \text{ А}.$$

Перевірка на відсутність коронування [11]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.39)$$

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

r_0 - радіус проводу, см.

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

– напруженість біля поверхні проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{r_0 \cdot \lg \cdot \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.40)$$

де K – коефіцієнт підсилення поля;

$r_{\text{ек}}$ - еквівалентний радіус, проводу, см;

n – кількість проводів в фазі, шт..

Для $n = 2$:

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{\alpha}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt{r_0 \cdot \alpha}; \end{aligned} \right\} \quad (2.41)$$

де $\alpha = 40$ см – відстань між проводами у фазі, см;

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,08}{40} = 1,054;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,08 \cdot 40} = 6,573 \text{ см};$$

$$E = 1,054 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,08 \cdot \frac{567}{6,573}} = 14,723 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 14,723 = 15,754 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка на схрещування не проводиться оскільки $I_{п,о} < 20 \text{ кА}$; $i_y < 50 \text{ кА}$.

б) відгалуження від збірних шин до блочного трансформатора БТ1:

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм.}}{j_{ек}}; \quad (2.42)$$

де $I_{норм.}$ – струм нормального режиму, А;

$j_{ек}$ – економічна частина струму А/мм^2 ;

$$q_{ек} = 0,95 \cdot \frac{433,3}{1,1} = 374,2 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо два проводи АС 240/39.

в) відгалуження до АТЗ:

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{525/1,5}{1,1} = 318 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо два проводи марки АС 240/39: $d = 21,6 \text{ мм}$; $I_{доп} = 610 \text{ А}$.

ВРУ-110 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1574,6 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 13,241 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 35,096 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо два проводи марки АС 400/22:

$$d = 26,6 \text{ мм}; I_{доп} = 830 \text{ А};$$

$$D = 300 \text{ см}; \alpha_{доп} = 0,45 \text{ м}; m_1 = 1,261 \text{ кг/м}.$$

Фази розташовуємо горизонтально:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.43)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см.}$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 1574,6 < I_{доп} = 2 \cdot 830 = 1660 \text{ А;}$$

Перевірка на відсутність коронування:

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

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{20} = 1,133;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,33 \cdot 20} = 5,158 \text{ см;}$$

$$E = 1,133 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,66 \cdot \frac{378}{5,158}} = 9,782 \text{ кВ/см;}$$

$$1,07 \cdot 9,782 = 10,467 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,29 = 28,159 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ2:

$$q_{ек} = 1039 \cdot \frac{0,95}{1,1} = 898 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо два проводи марки АС 450/56: $d = 28,8 \text{ мм; } I_{доп} = 860 \text{ А.}$

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{ек} = \frac{1574,6/1,5}{1,1} = 954,3 \text{ мм}^2;$$

Вибираємо два проводи марки АС 500/26: $d = 29,4$ мм; $I_{\text{доп}} = 900$ А;

Сторона НН АТЗ.

$$I_{\text{max}} = 328,3 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{219}{1,1} = 199 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки АС 240/32: $d = 21,6$ мм; $I_{\text{доп}} = 605$ А.

Генератор ТГВ-200-2УЗ.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному колі типу ТЕКНЕ-20/11200-300У1:

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

$$I_{\text{max}} = 9079 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 11200 \text{ А};$$

$$i_y = 143,863 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЕКНЕ-20/1600-560У1:

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

$$I_{\text{max}} = 374 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 286,565 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 560 \text{ кА}.$$

Генератор ТВВ-160-2ЕУЗ.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному колі типу ТЕКНЕ-20/9000-300У1:

$$U_{\text{уст.}} = 18 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 5968 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 9000 \text{ А};$$

$$i_y = 88,794 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЕКНЕ-20/1600-375У1:

$$U_{\text{уст.}} = 10,5 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 262 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 175,534 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 375 \text{ кА.}$$

РУ ВП-6 кВ:

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЗК-6-1600-51 [11]:

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

$$I_{\text{max}} = 785 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 39,676 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 51 \text{ кА.}$$

Вибір кабелів

Вибираємо кабель до електроустановки типу АВ-16-49-10 [16]:

$$P_{\text{ном}} = 1600 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 186 \text{ А}; v_0 = 35^\circ \text{С}; I_{\text{max}} = 3600 \text{ год.};$$

$$K_2 = 0,87.$$

Вибираємо кабель марки ААШв, $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = \frac{186}{1,2} = 155 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель $3 \times 150 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп.ном}} = 225 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 225 = 195,8 \text{ А} > I_{\text{max}} = 186 \text{ А}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{52,8 \cdot 10^6}}{98} = 74,1 \text{ мм}^2 < q = 150 \text{ мм}^2;$$

Умова виконується.

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-330 кВ (таблиця 2.19).

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу TG 362

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст.} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{max} = 824,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
$i_y = 26,996 \text{ кА}$	$i_{дин} = 75 \text{ кА}$
$B_k = 47,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7,8 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 20 \text{ Ом}$

Приймаємо: 1) $I_{2ном} = 1 \text{ А}$;

2) 0,2/10P;

3) схема з'єднань «повна зірка»;

4) $l_{розр} = 150 \text{ м}$.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТС

№	Назва приладу	Тип	Навантаження фази, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
2	Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
4	Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
5	Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
65	Лічильник активної енергії	САЗИ680	2,5	-	2,5
Разом:			6,0	0,5	6,0

Загальний опір приладів [11]:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2}; \quad (2.44)$$

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

Допустимий опір проводів:

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{33^2 + 9,72^2} = 34,4 < S_{2НОМ} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}$$

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

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-330 кВ	TG 362	SVS 362
ВРУ-110 кВ	TG 145	SVS 123
Автотрансформатор зв'язку		
- сторона ВН	TG 362	-
- сторона СН	TG 145	-
- сторона НН	TG 72.5	ЗНОМ-35-65У1
Блочний трансформатор БТ ₁		
- сторона ВН	TBT330-I-4000/5	-
- сторона НН	ТШ-20-12000/5	-
Блочний трансформатор БТ ₂		
- сторона ВН	TBT110-I-2000/5	-
- сторона НН	ТШВ-15	-
Генератор ТВВ-160-2ЕУ3	ТШ-20-10000/5	ЗОМ-1/20; ЗНОМ-20
Генератор ТГВ-200-2У3	ТШ-20-12000/5	ЗОМ-1/15; ЗНОМ-15
Робочий трансформатор власних потреб ТВП1		
- сторона ВН	ТШ-15	-
- сторона НН	ТШЛ-10	-
Робочий трансформатор власних потреб ТВП2		
- сторона ВН	ТШВ-20	-
- сторона НН	ТШЛ-10	-
Трансформатор TR ₁		
- сторона ВН	TBT35-I-3000/5	-
- сторона НН	ТШЛ-10	-
Трансформатор TR ₂		
- сторона ВН	TBT220-I-2000/5	-
- сторона НН	ТШЛ-10	-
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо обмежувачі перенапруг:

1) ЛЕП-330 кВ, сторона ВН БТ ₁ та ВН АТЗ	ОПН-330У1
2) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ ₂ та ТР ₂ , сторона СН АТЗ	ОПН-110У1
3) сторона НН АТЗ	ОПН-35У1
4) сторона НН БТ1	ОПН-20У1
5) сторона НН БТ2	ОПН-20У1
6) нейтраль БТ ₂ та ТР ₂	ОПН-35У1
7) РУ ВП 6 кВ	ОПН-6У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі [11]:

1) ЛЕП-330 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
2) ЛЕП-110 кВ	ВЗ-630-0,5У1

2.12 Вибір акумуляторної батареї

На електростанціях та великих підстанціях потрібна наявність установок постійного струму з акумуляторними батареями для живлення кіл управління, аварійного освітлення, сигналізації та автоматики, а також для електропостачання відповідальних механізмів власних потреб, які забезпечують збереження обладнання в робочому працездатному стані (маслонасосів, систем регулювання турбогенераторів).

Оскільки на станції передбачено використання блочної схеми, для двох агрегатів 160 МВт, які обслуговуються з одного блочного щита управління (БЩУ), передбачається одна акумуляторна батарея (АБ). Для енергоблоків потужністю 200 МВт передбачаємо встановлення однієї АБ на кожний агрегат [11]. Акумуляторні батареї встановлюються в головному корпусі; мають еле-

ментний комутатор та працюють в режимі постійного підзаряду. Кожна батарея має свій підзарядний пристрій.

Виконаємо розрахунок АБ для блоків 160 МВт. Приймаємо одну акумуляторну батарею типу «Varta» на два блоки.

Навантаження батареї розраховано в таблиці 2.23.

Вихідні дані для розрахунку:

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

Таблиця 2.23 – Розрахунок навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ть	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_t,$ 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 маслонасосу ущільнень генератора	2	11	59	50	150	100	—
Електродвигун аварійного маслонасосу змазки турбін	2	14	73,5	73	184	146	—
Разом						506	130

З таблиці 2.23: $I_{ав} = 506 \text{ А}; I_t = 130 \text{ А}.$

Типовий номер АБ [11]

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.47)$$

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

Приймаємо найближчий більший типовий номер $N=24$.

Перевіряємо АБ за струмом поштовху:

$$N \geq \frac{I_{пошт}}{46}; \quad (2.48)$$

$$N = 130/46 = 2,8 < 24.$$

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах аварійного коротко-часного навантаження:

$$j_n = \frac{I_{пошт}}{N}; \quad (2.49)$$

$$j_n = 130/24 = 5,4 \text{ А/Н.}$$

За допомогою рисунку 7.2 [11] визначаємо напругу ($U_{доп} = 85\%$) у споживачів з врахуваннями втрат в кабелі (5%):

$$U = 97\% > 85\%.$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею «Varta» з типовим номером 24.

Розрахунковий струм та напруга під зарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{пос} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}; \quad (2.50)$$

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

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

Вибираємо ПЗП типу ВА3П380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 40 А.

Розрахунковий струм та напруга автоматичного підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.дод} &= 0,05 \text{ N}; \\ U_{ПЗП.дод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{дод} \end{aligned} \right\}; \quad (2.51)$$

$$I_{ПЗПд} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ А};$$

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

Вибираємо ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= I_{пост} + 5 \cdot N \\ U_{ЗП} &= U_{З} \cdot n \end{aligned} \right\}; \quad (2.52)$$

$$I_{ЗП} = 30 + 5 \cdot 24 = 150 \text{ А};$$

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

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

2.13 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

Для ВРУ-330 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 2.15.

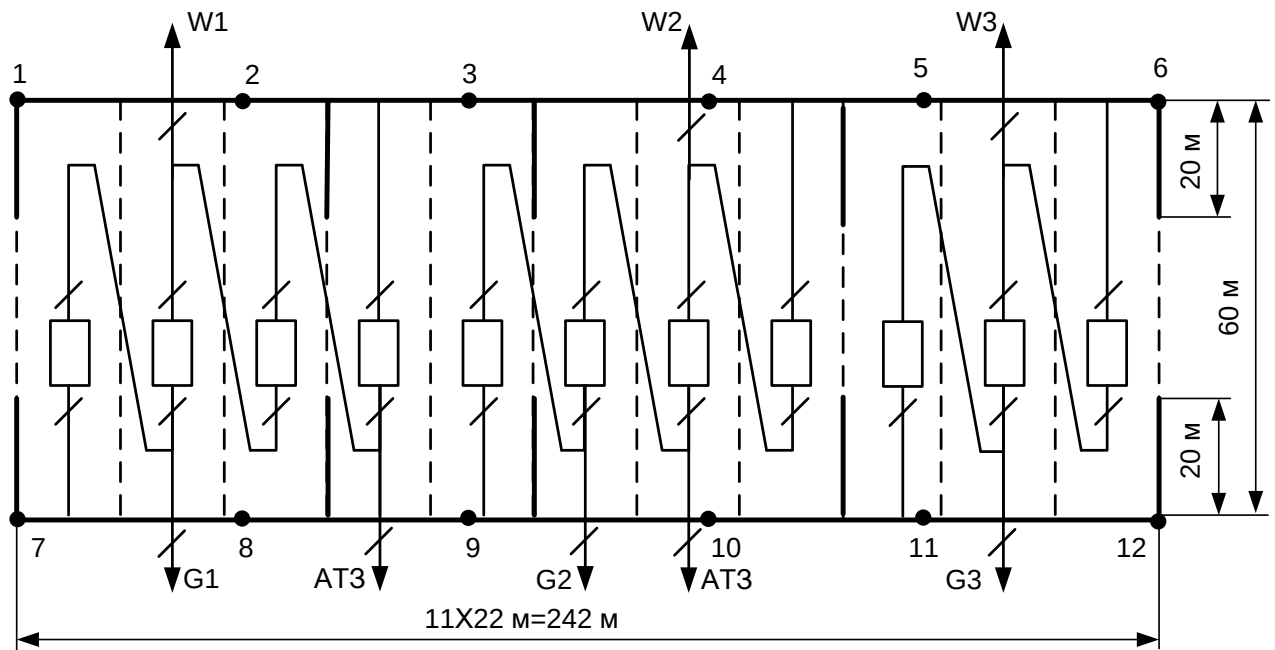


Рисунок 2.15 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку [16] (табл. 2.24):

а) висота блискавковідводу: $h = 50$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 28$ (м).

$$2/3h = 2/3 \cdot 50 = 33,3 \text{ (м)} > h_x = 28 \text{ (м)}.$$

Радіус та ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ v_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x); \end{aligned} \right\} \quad (2.53)$$

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (2.54)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

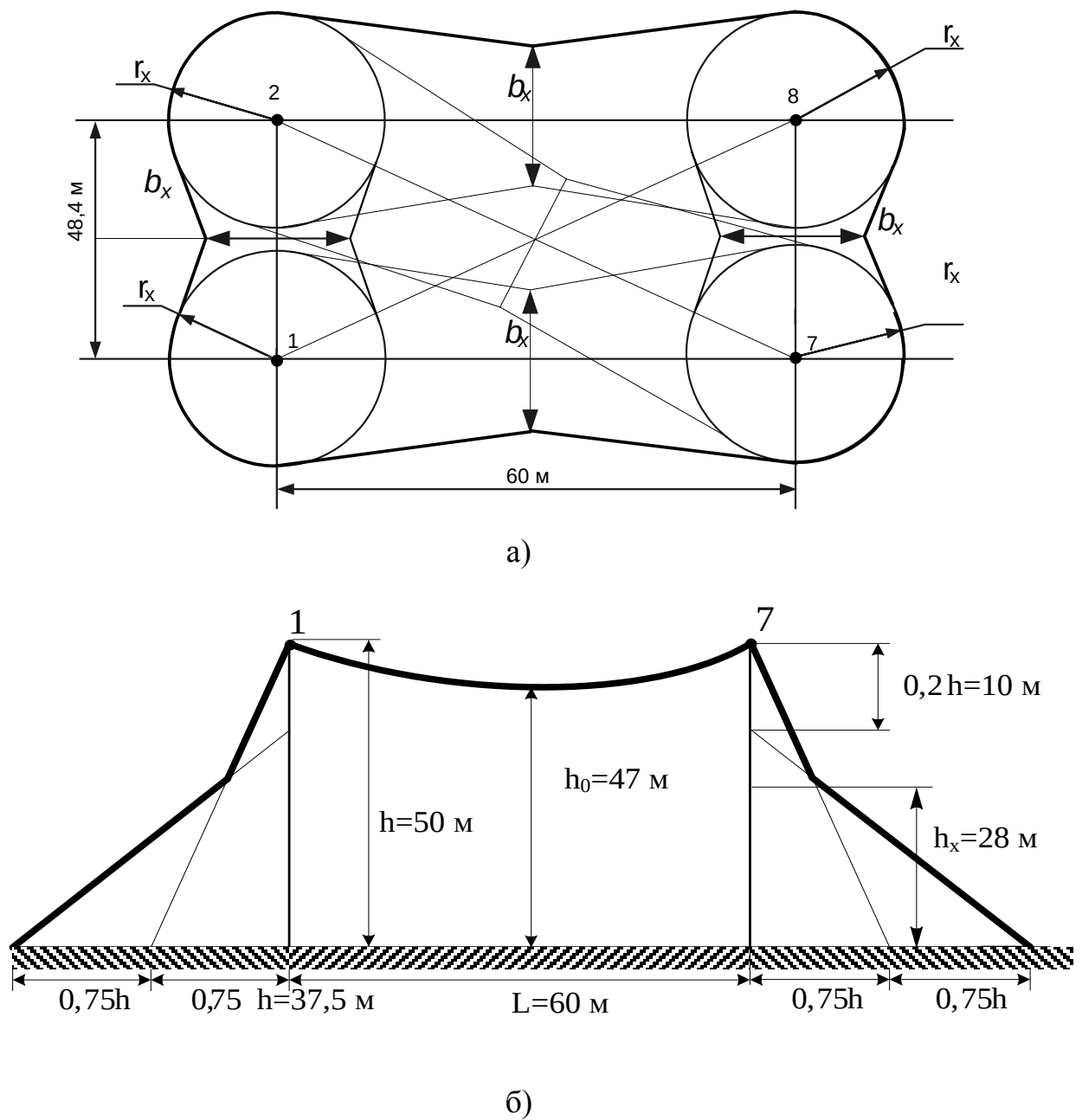


Рисунок 2.16 – Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

Таблиця 2.24 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	B_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	48,4	48,1	39,2	22,5
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	60	47,0	36,1	22,5
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-12, 6-11	77,10	45,1	30,4	22,5

2.14 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ наведено на рисунку 2.17.

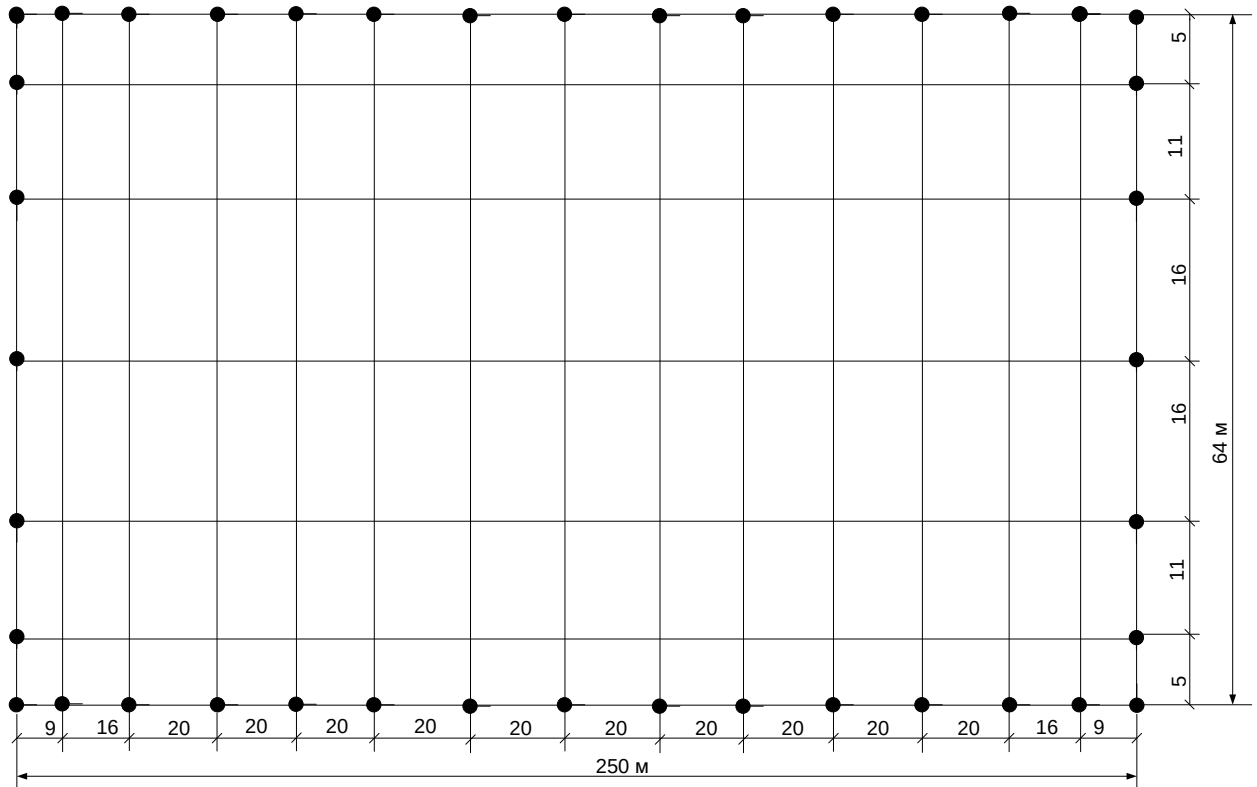


Рисунок 2.17 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (250 \times 64) = 16000 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 160 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 40 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 3,5 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (250 + 64) / 40 = 15,7 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 160 = 5;$$

$$a / l_B = 15,7 / 3,5 = 4,5;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{16000} = 126,5 \text{ (м)};$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [11, 16]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_B}, \quad (2.55)$$

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

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

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

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (2.56)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (2.57)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{3,5 + 0,6}{126,5} = 0,032 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,032 = 0,417;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{3,5} = 0,4.$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (250 \cdot 7 + 64 \cdot 15) + 4 \cdot 40 = 2870 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [5] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}} / \rho_2 = 1,83$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,83 \cdot 160 = 292,8 \text{ Ом·м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,417 \cdot 292,8 / 126,5 + 292,8 / 2870 = 1,067 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{\text{п1}} = 1,1 \text{ Ом};$

– фундаменти опор $R_{\text{п2}} = 1,2 \text{ Ом}.$

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}}{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} + R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п2}} + R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}};$$

$$R'_3 = \frac{1,067 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,067 \cdot 1,1 + 1,067 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,373 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

3 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН

Під час експлуатації деталі та вузли електричних машин (ЕМ) піддаються зносу, і це призводить до відмов останніх в роботі. Для усунення відмов, зумовлених зносом, проводять періодично ремонти для підтримування працездатності електричних машин на високому рівні. Важливу роль під час експлуатації відіграє правильний вибір електричних машин та їх захист в ненормальних і аварійних режимах роботи, а також використання систем діагностики, які б дозволили своєчасно та якісно визначити настання критичного стану до виникнення відмови.

3.1 Задачі обслуговування електричних машин

Під час експлуатації особливо важливе місце відіграє технічне обслуговування машин перед введенням в роботу, під час роботи та після зупинки, планове проведення ремонту та виконання профілактичних (міжремонтних) випробувань.

Профілактичні випробування допомагають персоналу виявити несправності, які не завжди видно під час оглядів, оскільки вони не мають зовнішніх ознак. Під час цих випробувань перевіряють опір ізоляції обмоток електричних машин та пускорегулюючої апаратури, правильність спрацювання захисту електричних машин напругою до 1000 В в мережах із заземленою нейтраллю та пристроїв захисного вимкнення.

Згідно ПУЕ для перевірки опору ізоляції електричних машин мегаомметри обирають так [14, 20]:

- для вимірювання опору ізоляції обмоток машин постійного струму та обмоток статора машин змінного струму до 1000 В необхідно використовувати мегаомметр на напругу 1000 В;
- для вимірювання опору ізоляції обмоток ротора машин змінного струму напругою до 1 кВ – мегаомметр на напругу 500 В;

- для вимірювання опору ізоляції обмоток машин змінного струму напругою вище 1000 В – мегаомметр на напругу 2500 В.

Під час обслуговування електричних машин типовий обсяг цих робіт включає в себе:

- ✓ контроль за виконанням правил експлуатації електроустановок споживачів (щоденний) та дотримування інструкцій заводу-виробника, який включає в себе контроль за навантаженням, температурою окремих вузлів ЕМ, температурою охолоджувального середовища за замкненого циклу охолодження, наявністю та станом зносу підшипників, рівнем вібрації та шуму, ступенем іскріння в щітках тощо;

- ✓ щоденний контроль заземлення (перевірка справності, контактних з'єднань);

- ✓ планові огляди електричних машин, що знаходяться в експлуатації, за погодженням із головним електриком; заповнення картки огляду відновлення обладнання, що відключилося внаслідок спрацювання захисту;

- ✓ протирання або чищення та продування електричної машини, виявлення дрібних несправностей, їх усунення, якщо вони не вимагають спеціальної зупинки і виконуються під час перерви в роботі основного технологічного обладнання (заміна щіток, регулювання траверс, підтягування контактів та кріплень тощо);

- ✓ перевірку стану ЕМ за допомогою засобів технічної діагностики, яка проводиться з метою виявлення граничного ресурсу її вузлів та деталей і запобігання аварійних ситуацій;

- ✓ проведення приймально-здавальних випробувань після монтажу, ремонту та налагоджування електричних машин та їх систем захисту й керування.

Для ЕМ, в переважній більшості, основним чинником, що впливає на їх роботоздатність, є температура окремих частин машини робоча (обмоток, колектора та контактних кілець, підшипників). Тому в процесі експлуатації приділяється особлива увага нагляду та контролю за температурою. На робочих

місцях використовують основні два методи контролю за нагрівом: безпосередній та непрямий.

За *безпосереднього методу контролю* електрична машина оснащується вбудованими в обмотки, підшипники й магнітопровід датчиками температури з різноманітними термоперетворювачами, наприклад, термометри опору, терморезистори й термопари. За допомогою цих датчиків виконують вимірювання температури або перевищення температури (над температурою навколишнього середовища) відповідних вузлів машини. Такі вимірювання можуть використовуватись безпосередньо на машині при кожному її огляді або дистанційно. Отже, температура може контролюватися періодично або постійно. Вагою перевагою безпосереднього методу є можливість виміряти температуру без відключення електричної машини.

Якщо безпосередній метод контролю неможливий (наприклад, відсутні вбудовані датчики температури), тоді використовують *непрямий метод контролю* за нагрівом машини. Під час використання цього методу спостерігають не за самою температурою чи її перевищенням, а за навантаженням машини і температурою охолоджувального середовища. Зазвичай якщо температура не більша за номінальну, а температура охолоджувального середовища не перевищує допустиму, тоді не потрібно побоюватися недопустимих перегрівів. Непрямий метод контролю широко застосовується під час експлуатації електричних машин малої і середньої потужності, для яких часто не передбачається встановлення датчиків температури.

3.2 Знос електричних машин та причини його виникнення

Під час експлуатації виникає зношування машин та електротехнічного обладнання. За характером фізичних процесів, що лежать в основі зношування, можна виділити три види: механічне, електричне та моральне зношування.

Механічне зношування – наслідок тривалих та багатократних знакозмінних або знакопостійних механічних впливів на деякі вузли й деталі електрич-

них машин. В результаті цих впливів первісна форма та якість ЕМ погіршуються. В електричних машинах піддаються зношуванню деталі, де є тертя, такі як колектор, щітки, контактні кільця, шийки валів, підшипники, а також пружини, бандажі, тощо. Крім того, під час експлуатації зношується ізоляція в місцях виходу провідників з пазів електричних машин та ізоляція суміжних витків обмоток.

Також абразивне тертя вузлів і деталей електричних машин під впливом твердих часток (пилу), які перебувають в навколишньому середовищі, призводить до механічного зносу.

Електричне зношування може призвести до невідновлюваної втрати ізоляційних властивостей електроізоляційними матеріалами. Знос ізоляції відбувається під дією чотирьох основних чинників: електричних, теплових, механічних, а також навколишнього середовища. Коли підвищується температура зменшується механічна міцність твердої ізоляції і коефіцієнт теплопередачі, при тепловому розширенні ізоляції послаблюється її структура, виникають внутрішні термомеханічні напруги, які особливо великі в жорстко зв'язаних ізоляційних системах з коефіцієнтами теплового розширення, що значно відрізняються. Під час зношування в ізоляції можуть накопичуватися продукти розпаду ізоляції, що призводять до появи газових пухирців та провідних домішок, які знижують пробивну напругу ізоляції. Тепловий вплив робить тверду ізоляцію вразливою до механічних дій.

Механічні впливи можуть з'явитися через вібрації обладнання, протікання змінних струмів в його обмотках, що призводять до виникнення знакозмінних електродинамічних зусиль, а також через відцентрові сили в рухомих та обертових частинах. Причому механічні зусилля, що діють на тверду ізоляцію в аварійних режимах (як правило, в режимах КЗ) можуть в сотні разів перевищувати зусилля, що діють в нормальних режимах.

Електричні дії на ізоляцію залежать від рівня напруги обладнання. Найбільший вплив на зношування призводять комутаційні та атмосферні перенапруги, що викликають нерівномірний розподіл напруги вздовж котушки (об-

мотки) та можуть викликати її пробій. Також для обмоток електричних машин, які живляться від перетворювачів частоти з широтно-імпульсною модуляцією, характерний нерівномірний розподіл напруги. Умови роботи ізоляції погіршуються внаслідок атмосферного впливу, а саме вологи та шкідливих хімічних домішок, що наявні в атмосфері. Волога в ізоляції може суттєво зменшити механічну міцність твердої ізоляції, підсилити процеси іонізації, прискорити її хімічне старіння.

Від цих впливів може виникнути пробій ізоляції, а на частинах обладнання, які не знаходяться під напругою в нормальних умовах, можуть появлятися високі електричні потенціали. Усунення цього виду зношування зазвичай потребує капітального ремонту електромеханічного та електричного обладнання.

Моральне зношування виникає з появою в експлуатації нового обладнання, що характеризується більш високими техніко-економічними показниками (продуктивність, ККД, надійність роботи тощо) та меншою вартістю. В цих умовах подальше використання застарілого обладнання є недоцільним з-за підвищених витрат, які призводять до зростання вартості готової продукції порівняно з виробленою на новому, технічно досконалішому обладнанні. Тільки змінюванням конструкції та покращенням технічних показників діючого обладнання під час капітального ремонту в процесі модернізації можна продовжити терміни його експлуатації.

Така класифікація зносів є дещо умовною, оскільки усі три типи зношування не можна розглядати окремо (у відриві) один від одного. Наприклад, на механічне зношування струмоведучих частин дуже впливає густина струму, вологість і температура навколишнього середовища; на електричне зношування ізоляції впливають механічні фактори, такі як вібрація, термомеханічні зусилля, абразивне зношування. На погіршення технічних характеристик ЕМ і, отже, на їх моральне зношування впливає ступінь їх механічного та електричного зношування.

Далі розглянуто найбільш розповсюджені несправності електричних

машин, які призводять до виходу з ладу або відмови електричних машин, можуть спостерігатися під час проведення їх технічного обслуговування.

3.3 Несправності електричних машин та їх прояви

У цьому підрозділі наведені деякі типові несправності, які виникають в електричних машинах, та їх прояви й наслідки.

Короткі замикання, які виникають між фазами обмотки статора через пробій міжфазної ізоляції або пробій ізоляції двох фаз на корпус, викликають сильні вібрації електричної машини змінного струму, і ці вібрації не припиняються під час відключення машини від мережі. Крім того, при цьому спостерігається несиметрія струмів у фазах та швидкий нагрів окремих ділянок обмотки.

Виткові короткі замикання через пробій ізоляції між суміжними витками обмотки статора або ротора зачасту призводить до підвищеного перегріву ЕМ навіть за навантаження, яке не перевищує номінальне.

Під час короткого замикання обмотки фазного ротора (або під час пробою ізоляції між контактними кільцями та валом) асинхронні двигуни пускаються в хід за розімкненої обмотки ротора. Під навантаженням пуск двигуна відбувається повільно, а ротор сильно нагрівається навіть при невеликому навантаженні.

Обрив проводів обмотки статора двигунів змінного струму призводить до асиметрії струмів та швидкого нагрівання однієї фази при працюючій машині. При обриві фази (крайній випадок обриву провідників), двигун не пускається коли подається напруга, спостерігається сильний шум та швидке нагрівання двигуна. При обриві фази працюючого двигуна спостерігається різка асиметрія струмів статора, сильний шум та швидке нагрівання понад допустимих меж [26, 27].

Пошкодження міжлистової ізоляції осердя магнітопроводу статора електричних машин змінного струму або ротора машин постійного струму може

призвести до неприпустимого підвищення температури магнітопроводу в цілому та в його окремих ділянках. Це призводить до підвищеного нагріву обмоток і може викликати вигорання частини магнітопроводу [18-20].

Обрив стержня короткозамкненої обмотки ротора асинхронного двигуна призводить до підвищених вібрацій, зменшення частоти обертання під навантаженням, періодичних пульсацій струму статора в усіх фазах.

Недопустиме зниження опору ізоляції обмоток може призвести в асинхронних двигунах внаслідок їх сильного забруднення, зволоження або часткового руйнування в результаті зношування.

Порушення електричних контактів, паяних або зварних з'єднань призводить в асинхронних двигунах до тих же наслідків, що й обрив витків, стержнів обмотки ротора або фази обмотки в залежності від місця знаходження даного електричного з'єднання. Порушення контакту в колі щіток призводить до підвищеного іскріння.

Послаблення пресування листів магнітопроводу викликає шум та підвищення вібрацій електричних машин, що зникають після вимкнення машини від мережі.

Послаблення кріплення полюсів та осердя статорів призводить до підвищення вібрацій, яка зникає після вимкнення машини від мережі.

Деформація валу призводить до появи ексцентриситету ротора, великих сил одностороннього тяжіння, в результаті чого асинхронний двигун не розвиває номінальну швидкість, а його робота супроводжується низькочастотним шумом (на частоті обертання).

Виробка колектора та контактних кілець, послаблення натискання щіток призводить до підвищеного іскріння та нагрівання контактних кілець і колектора. При цьому зношування щіток прискорюється.

Засмітнення охолоджуючих (вентиляційних) каналів та забруднення корпусу призводить до підвищеного нагрівання машини або її окремих частин при навантаженнях, які не перевищують розрахункових значень.

Виплавлення бабіту в підшипниках ковзання або надмірне зношування

підшипників котіння призводить до порушення соосності електричної машини та приводного механізму, до появи ексцентриситету ротору. Перша причина викликає підвищення вібрацій, які не зникають після вимкнення її від мережі, а друга – такі ж прояви, як і при деформації валу.

Порушення зрівноваженості (балансування) обертових частин (муфт, шківів та роторів) призводить до появи підвищених вібрацій.

Як видно з аналізу проявів можливих несправностей та їх впливу на робочі якості електричних машин, одні і ті ж фізичні дефекти можуть бути викликані різними причинами. Це часто не дозволяє однозначно визначити несправності машини, а обмежуватися лише їх можливим переліком. Справжня причина може бути визначена тільки в процесі дефектації. Якщо говорити про несправності конкретних видів електричних машин, то, як правило, експлуатаційний персонал при роботі орієнтується на перелік типових несправностей та способів їх усунення, який є в паспорті кожної електричної машини (або групи однотипних машин).

В таблиці 3.1 для прикладу наведено перелік можливих несправностей асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором серії АИР, імовірних причин їх появи та способів усунення. Аналогічні переліки наводяться в паспортах, які надаються заводами-виробниками разом з електричними машинами.

При усуненні несправностей, які наведені в таблиці 3.1, двигун необхідно вимкнути від живильної мережі та від приводу.

Таблиця 3.1 – Можливі несправності асинхронних двигунів та способи їх усунення

Несправності, зовнішні прояви та додаткові ознаки;	Імовірні причини;	Спосіб усунення несправностей;
Двигун при пуску не розгортається та гудить	Відсутність або недопустиме зменшення напруги живлячої мережі.	Знайти та усунути несправність мережі.
	Переплутані початок та кінець фази обмотки статора	Зробити підключення фази згідно схеми
	Перевантаження двигуна	Знизити навантаження
	Несправність приводного механізму	Усунути несправність приводного механізму
Зупинка працюючого двигуна	Припинення подачі напруги	Знайти та усунути розрив в електричному колі
	Пошкодження в апаратурі розподільного пристрою та живлячої мережі	Усунути пошкодження в апаратурі та живлячій мережі
	Заклинення приводного механізму	Усунути несправність приводного механізму
	Спрацювання захисту	Потрібно перевірити обмотку статора та усунути причину зупинки
Вал обертається, але нормальна частота обертання не досягається	Під час розгону відключилась одна з фаз	Підключити фазу
	Зменшилася напруга в живлячій мережі	Підняти напругу до номінального значення
	Двигун перевантажений	Усунути перевантаження
Підвищений перегрів двигуна	Двигун перевантажений за струмом	Знизити навантаження до номінального
	Підвищена або знижена напруга в мережі	Встановити напругу у відповідності з ГОСТ 183-74*
	Підвищена температура навколишнього середовища	Встановити допустиму температуру
Підвищений перегрів двигуна	Порушена нормальна вентиляція (забруднені вентиляційні канали та корпус двигуна)	Почистити корпус та вентиляційні канали

Продовження таблиці 3.1

	Порушена нормальна робота приводного механізму	Усунути несправності в роботі приводного механізму
Обмотка статора перегрівається, двигун сильно гудить та не розвиває нормальної частоти обертання	Міжвиткове замикання в обмотці статора	Замінити статор
	Обмотка однієї з фаз пробита на корпус (землю) в двох місцях	Також
	Коротке замикання між фазами	Також
	Обрив однієї з фаз	Також
Підвищене перегрівання та стук підшипників	Неправильне центрування двигуна з приводним механізмом або його порушення	Правильно відцентрувати двигун з приводним механізмом
	Пошкодження підшипників	Замінити підшипники
Підвищена вібрація працюючого двигуна	Недостатня жорсткість фундаменту	Збільшити жорсткість фундаменту
	Несоосність валу двигуна з валом приводного механізму	Покращити несоосність валів
	Не збалансовано привод або з'єднувальна муфта (шків)	Відбалансувати привод або муфту (шків)
Знижений опір ізоляції обмоток	Забруднення або відсиріння обмоток	Розібрати та почистити двигун, продути та просушити обмотку

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Під час проектування електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, 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 [26, 27].

4.1 Визначення кошторисної вартості проектованої КЕС

Повні витрати на спорудження КЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення [24].

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	338100000	13524000	324576000	676200000
2 Об'єкти основного виробничого призначення	35000	19320000000	12558000000	3220000000	32200000000
3 Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,2	309120000	77280000	-	386400000
4 Об'єкти енергетичного господарства	1,9	520030000	91770000	-	611800000
5 Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3	917700000	48300000	-	966000000
6 Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3	869400000	96600000	-	966000000
7 Благоустрій території	0,5	161000000	-	-	161000000
8 Тимчасові будівлі та споруди	4	1030400000	128800000	128800000	1288000000
9 Інші роботи та витрати	0,3	-	-	966000000	966000000
10 Утримання дирекцій та авторський нагляд	0,2	-	-	64400000	64400000
11 Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3	-	-	96600000	96600000
12 Проектні та пошукові роботи	5	-	-	1610000000	1610000000
13 Роботи та затрати по створенню водосховища	1	-	-	322000000	322000000
Всього по розділу А – промислове будівництво	—	23465750000,0	13014274000,0	3834376000	40314400000
В т.ч. поворотні суми	—	1173287500,0	650713700,0	191718800	2015720000
разом	—	22292462500,0	12363560300,0	3642657200	38298680000

Питомі капіталовкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається за виразом:

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

$$k_{\text{пит}} = 38298680000 / 920000 = 41629 \text{ (грн/кВт)}.$$

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, кумуля-

тивний 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	13528830000	7%	947018100
Ф2	9660000000	28%	270480000
Ф3	25819570000	20%	5163914000
Разом			6381412100

$$И_a = 13528830000 \cdot 0,07 + 9660000000 \cdot 0,28 + 25819570000 \cdot 0,2 = \\ = 6381412100 \text{ (грн)}.$$

4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

$$Ч = 1,2 \cdot 3 \cdot 200 + 1,1 \cdot 2 \cdot 160 = 1072 \text{ чол.}$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності, $k_{шт}$ для блоків потужністю 200 МВт приймаємо рівним 1,2, а 160 МВт – 1,1 [27].

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 в таблиці 4.4.

Таблиця 4.3– Розподіл персоналу на категорії та їхня заробітна плата

Категорія	КЕС	Кількість, чол.	Зарплата, грн..
Робітники	80%	858	10000
ІТР	16%	172	15200
Службовці	3,4%	36	12000
МОП	0,6%	6	6000
Всього:	100%	1072	

Таблиця 4.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по КЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	858	$858 \cdot 10000 \cdot 12 = 102960000$
ІТР	172	$172 \cdot 15200 \cdot 12 = 31372800$
Службовці	36	$36 \cdot 12000 \cdot 12 = 5184000$
МОП	6	$6 \cdot 6000 \cdot 12 = 432000$

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

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

$$I_{\text{зп}} = (1,57(102960000 + 432000) + 1,80(31372800 + 5184000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 =$$

$$= 219572892 \text{ (грн),}$$

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);

$\kappa_v = 1,375$ – 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:

$$I_{\pi} = \frac{(\Pi_{\pi} + \Pi_{\text{тр}}) \cdot V_p \cdot (1 + \alpha_{\text{втр}})}{e_{\pi}}, \quad (4.9)$$

де Π_{π} – ціна палива;

$\Pi_{\text{тр}}$ – витрати на транспортування;

V_p – річні витрати умовного палива [27];

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

e_{π} – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330$ (Q – теплова здатність палива [27]).

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

$$V_p = B_{\text{хх}} \cdot \tau_p + \beta \cdot W_{\text{вир}}, \quad (4.10)$$

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

τ_p – число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$);

$\tau_{\text{простою}}$ – тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год. [23-26].

Обчислимо число годин роботи блоків 200 МВт і 160 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, $t_n = 21$ год. Для блоків 160 МВт: $t_k = (46+14)$ год, $t_n = 21$ год.

$$\tau_{p200} = 3 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (48+14) - 2 \cdot 24 \cdot 21 = 15576 \text{ год.}$$

$$\tau_{p160} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (46+14) - 1 \cdot 24 \cdot 21 = 15576 \text{ год.}$$

Визначимо витрати умовного палива (табл.. 4.5).

Таблиця 4.5 – Енергетичні характеристики енергоблоків

Тип турбіни	Енергетична характеристика
К-200-130, вугілля	$B = 4,2 \cdot \tau_p + 0,3 \cdot W$
К-160-130, вугілля	$B = 3,42 \cdot \tau_p + 0,294 \cdot W$

Сумарні витрати палива:

$$B_{p200} = 4,2 \cdot 15576 + 0,3 \cdot 3406998,4 = 1087518,706 \text{ т.у.п.};$$

$$B_{p160} = 3,42 \cdot 15576 + 0,294 \cdot 1834537,6 = 592623,967 \text{ т.у.п.};$$

$$B_{p\Sigma} = 1087518,706 + 592623,967 = 1680142,674$$

Згідно завдання видом палива є вугілля: $\Pi_n + \Pi_{tr} = 4000$ грн/т.

Калорійний коефіцієнт становить:

$$e_n = \frac{27200}{29330} = 0,9273.$$

$$I_n = \frac{4000 \cdot 1680142,674 \cdot 1,015}{0,9273} = 7355553438,88 \text{ грн.}$$

4.2.4 Розрахунок інших витрат

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

$$I_{in} = (I_a + I_{3n}) \cdot I_n; \quad (4.11)$$

$$I_{\text{ін}} = (6381412100 + 219572892) \cdot 0,20 = 1320196998,4 \text{ грн},$$

де $I_{\text{н}} = 20 \%$.

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

$$I = I_{\text{а}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{п}} + I_{\text{ін}}; \quad (4.12)$$

$$I = 6381412100 + 219572892 + 7355553438,88 + 1320196998,4 = \\ = 15276735429,28 \text{ грн}.$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

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

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

$$E_{\text{відп}} = 4914702 \text{ (МВт·год)}.$$

$$C = 15276735429,28 \cdot 10^2 / 4914702 \cdot 10^3 = 310,84 \text{ коп/кВт·год}.$$

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	6381412100	41,77%	129,84
Зарплата	219572892	1,44%	4,47
Паливо	7355553438,88	48,15%	149,66
Інші	1320196998,40	8,64%	26,86
Разом	15276735429,28	100%	310,84

4.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	920
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	5241535,93
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,86
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	40314,4
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	41629
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	310,84

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

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

$$K_{\text{обс}} = \frac{920}{1072} = 0,86 \text{ МВт / чол.}$$

Розрахувавши основні техніко-економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт, що працює на вугіллі, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 310,84 коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розглянуті заходи з охорони праці та цивільного захисту під час експлуатації КЕС 920 МВТ. При виконанні робіт з монтажу та обслуговування електрообладнання конденсаційних станцій передбачається створення належного температурного режиму, який забезпечує необхідні санітарно-гігієнічні норми праці і виробництва продовольчих товарів. Усі металеві неструмоведучі частини (корпуса електродвигунів, шаф, світильників, тощо), які можуть опинитися під напругою в наслідок пошкодження ізоляції, заземлюються шляхом приєднання до нульового проводу живлячої мережі.

Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на оперативно-ремонтний персонал, що обслуговує конденсаційну станцію [28, 29].

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, в основному аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний 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: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць на висоті

Всі роботи, які проводяться в електроустановках, виконуються з дотриманням вимог [30, 31]:

Незбуджений генератор, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП слід розглядати як такий, що перебуває під напругою (за винятком обертання від валоповоротного пристрою).

У разі випробування генератора встановлення і знімання спеціальних закороток на окремих ділянках його схеми або схеми блока після їхнього заземлення допускається при робочій частоті обертання генератора зі знятим збудженням та вимкненим пристроєм АГП.

У разі виконання робіт у схемі зупиненого блочного генератора заземлювати його виводи не вимагається, якщо підвищувальний трансформатор заземлено з боку вищої, а трансформатори власних потреб на відгалуженні - з боку нижчої напруги.

У колах статора незбудженого генератора, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП допускається вимірювати значення залишкової напруги, визначати порядок чергування фаз тощо. Ці роботи повинні виконувати працівники спеціальних служб, лабораторій, налагоджувальних організацій із застосуванням електрозахисних засобів за нарядом або під наглядом оперативних працівників.

Вимірювати напругу на валу та опір ізоляції ротора генератора, що перебуває в роботі, дозволяється працівнику зі складу оперативних працівників одноособово або двом працівникам з групами IV та III зі складу працівників спеціалізованих підрозділів за розпорядженням.

Обточування та шліфування контактних кілець ротора, шліфування колектора збудника може виконувати за розпорядженням одноособово працівник зі складу неелектротехнічних працівників. Під час роботи слід користуватись захисними окулярами.

Обслуговувати щітковий апарат на генераторі, що перебуває в роботі, допускається одноособово працівнику зі складу оперативних працівників або призначеному для цього працівнику з групою III. У цьому разі необхідно дотримуватись таких запобіжних заходів:

- працювати в головному уборі та застібненому спецодязі, остерігаючись, щоб його не захопило обертовими частинами машини;
- користуватись діелектричними калошами або гумовими діелектричними килимками, не застосовуючи діелектричних рукавичок;
- не торкатись руками одночасно струмовідних частин двох полюсів або струмовідних та заземлених частин.

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 огорожувати;
- 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 залишилися 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, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики 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 [30], 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

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальну та допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення [31].

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

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості IIa	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 [32]:

1. 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.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1 м.

3. 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 [31].

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 кондиціювання повітря [32].

Природню аерацію в теплу пору року можна регулювати за допомогою фрамуг, які встановлюються у віконних пройомах 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

Вплив світла на життєдіяльність людини вивчений досить добре. Воно впливає не лише на функцію зору, а й на діяльність організму в цілому: посилюється обмін речовин, збільшується поглинання кисню і виділення вуглекислого газу. Відомий сприятливий вплив природного освітлення на скелетну мускулатуру. Недостатня або надмірна освітленість, нерівномірність освітлення в полі зору втомлює очі, призводить до зниження продуктивності праці; при цьому зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків.

Раціональне освітлення – один з основних факторів створення сприятливих робочих умов праці. Недостатнє освітлення викликає передчасне стомлення працюючих, знижує продуктивність праці, може стати причиною нещасного випадку.

У приміщенні використовується штучне та природне освітлення.

Система штучного освітлення – комбінована, оскільки поряд із загальним освітленням (тип джерела освітлення – лампи світлодіодні) використовуються індивідуальні джерела світла (настільні світильники з лампами світлодіодними).

Норми освітленості при штучному освітленні та КПО при природному та суміщеному освітленні (відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [33], характеристика зорової роботи – дуже високої точності, розряд зорової роботи – II, підрозряд – в) зазначені у таблиці 5.3.

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 освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

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		
Дуже високої точності	Від 0,15 до 0,3 включно	II	в	малий середній великий	світлий середній темний	1500	200	-	4,2

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

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» [34].

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

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

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

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

Основні параметри вібрації [35], такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у табл. 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	Z_o, Y_o, X_o	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 пружнодемпферуючим низом.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [28]. Робота оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації СЕС потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кГ/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кГ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 18000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 61600; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кГ – до 35 кГ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 60000; при регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 30000; статичне навантаження (кГ/с): двома руками (чолові-

ки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 140 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі від 25% до 50% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 101-300 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 12, вертикалі – 8 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом (робота за серією інструкцій); розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота в умовах дефіциту часу.

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 – одностійна (без нічної зміни).

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

На КЕС використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. В останніх утворюється потік вільних зарядів. Внаслідок переміщення яких може виникнути імпульс, який може призвести до хибного

спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки КЕС можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації [38].

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) може поширюватись на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи на об'єкти, там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають свої значення як вражаючі фактори. Також може викликати в лініях зв'язку, енергопостачання, систем обчислювальних машин, напруги, що можуть викликати пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь пошкоджень залежить від наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання.

Необхідно оцінити стійкість роботи конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт в умовах впливу іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

5.3.1 Визначення області працездатності електричної частина конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт в умовах дії іонізуючого випромінювання

В РЕА використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та інші). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Визначаємо потужність експозиційної дози для кожного елементу і знаходимо елемент, який найбільш чуттєвий до дії іонізуючого випромінювання. Дані наведено в таблиці 5.6.

Аналізуючи дані таблиці 1, визначаємо, що найбільшого впливу зазнають мікросхеми та діелектричні матеріали. В них незворотні дії виникають при рівні p_i , яка для пристрою в цілому є граничною, отже, $p_{\text{гран}} = 10^4 \text{ Рад/с}$.

Таблиця 5.6 – Стійкість елементів до радіації елементів КЕС

№	Блоки елементів	Елементи РЕА	Найменування	Ргр.і, р/год	Ргр, р/год
1	Основний пристрій	Конденсатори	K50-35, K10-17	10^5	10^4
		Резистори	C2-23	10^6	
		Транзистори	КТ3102А	10^5	
		Мікросхеми	FT232RL, AT24C512	10^4	
2	Система керування	Діоди	АЛ307	10^5	10^5
		Сенсорна панель	SBL6	10^5	

В якості критерію стійкості роботи елементи КЕС використовують значення рівня радіації гамма-випромінювання, яке розраховується за формулою [37]:

$$p'_{\text{гран}} = p_{\text{гран}} \cdot K_H \cdot K_{\text{посл}} \text{ [P/год]}, \quad (5.1)$$

де $p_{\text{гран}}$ – межа стійкості роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт, Рад/с;

K_H – коефіцієнт надійності елементної бази, $K_H = 0,9 \dots 0,95$, приймаємо $K_H = 0,92$;

$K_{\text{посл}}$ – коефіцієнт послаблення радіації, із завдання: $K_{\text{посл}} = 2$.

Тоді:

$$p'_{\text{гран}} = 10^4 \cdot 0,92 \cdot 2 = 1,84 \cdot 10^4 \text{ (P/год)}.$$

Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах:

$$t_{\text{доп}} = \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2P_1 \cdot \sqrt{t_n}}{2P_1} \quad (5.2)$$

$$t_{\text{доп}} = \frac{10^4 \cdot 7 + 2 \cdot 17,8 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 17,8} = 1967,2921 \text{ год.}$$

5.3.2 Визначення області працездатності електричної частина конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій стійкості роботи КЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки [37], який визначається за формулою:

$$K_B = 20 \cdot \lg \frac{U_D}{U_\Gamma} \geq 40 \text{ дБ}, \quad (5.3)$$

де U_Γ – напруга наведення за рахунок електромагнітного імпульсу горизонтальних струмопровідних частин плати, В;

U_D – допустиме коливання напруги живлення, В.

Визначасмо допустиме коливання напруги живлення

$$U_D = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \quad (5.4)$$

де $U_{\text{ж}}$ – напруга живлення блоку управління електричної частини КЕС ($U_{\text{ж}} = 30\text{В}$);

N – допустиме коливання напруги живлення ($N \pm 5\%$).

$$U_D = 30 + \frac{30}{100} \cdot 5 = 31,5 \text{ (В)}.$$

Плата пристрою розташована в горизонтальній площині. Визначимо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях з рівності:

$$20 \lg \frac{U_D}{U_\Gamma} \geq 40 \text{ [дБ]}; \quad (5.5)$$

$$U_\Gamma = \frac{U_D}{100} \text{ [кВ]}, \quad (5.6)$$

$$U_{\Gamma} = \frac{31,5}{100} = 0,315 \text{ (кВ)}.$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається як:

$$U_{\Gamma} = E_{\text{В}} \cdot l_{\Gamma}, \quad (5.7)$$

звідки

$$E_{\text{В}} = \frac{U_{\Gamma}}{l_{\Gamma}} [\text{кВ/м}], \quad (5.8)$$

де l_{Γ} — максимальна довжина горизонтального контуру електричної схеми, м ($l_{\Gamma} = 0,1 \text{ м}$).

$$E_{\text{В}} = \frac{0,315}{0,1} = 3,15 \text{ (кВ/м)}.$$

Згідно з розрахунками електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт здатна працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу при напруженості вертикальної складової електричного поля $E_{\text{В}} \leq 3,15 \text{ кВ/м}$.

На підставі виконаних розрахунків можна зробити висновок про те, що даний електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт здатна стійко працювати в середині будівлі, яка має коефіцієнт послаблення радіації 2, в умовах дії іонізуючого випромінювання при потужності дози випромінювання до $1,84 \cdot 10^4 \text{ (Р/год)}$.

Також в даному підрозділі було визначено область працездатності Електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 920 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС та в умовах дії іонізуючого випромінювання. Визначено потужність експозиційної дози для кожного елементу, яка в цілому для пристрою є граничною і складає: $p_{\text{гран}} \cdot = 10^4 \text{ (Р/год)}$.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі вирішене актуальне завдання щодо підвищення ефективності функціонування об'єднаної електроенергетичної системи шляхом проектування електричної частини конденсаційної електричної станції потужністю 920 МВт, а також аналіз питань експлуатації електричних машин на електростанції.

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

1. Розглянуто та вивчено методи й методики, що використовують під час проектування конденсаційних електростанцій.

2. Розроблено електричну частину КЕС потужністю 920 МВт. Для цього обрано основне обладнання, після чого запроектовано структурну схему станції. Обрано схеми електричних з'єднань відкритих розподільних установок напругою 330 кВ та 110 кВ. Розроблено схему електропостачання споживачів власних потреб 6 кВ. Для вибору комутаційних апаратів розраховано струми короткого замикання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, високочастотні загороджувачі та установку постійного струму. Запроектовано заземлювальний пристрій та схему встановлення блискавковідводів грозозахисту ВРУ-330 кВ.

3. Розглянуто питання експлуатації електричних машин на прикладі обслуговування електричних двигунів.

5. Проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням електричних машин. Досліджено роботу електричної частини КЕС потужністю 920 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів та іонізуючих випромінювань, а також запропоновано заходи з підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

6. Розраховано техніко-економічні показники КЕС, що дозволяє зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на КЕС становить 310,84 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. 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>
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. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/chastka-teplovoyi-generaciyi-v-zagalnomu-virobnictvi-elektroenergiyi-z-2016-roku-zmenshilas-na-5>
7. Гресько А. О., Затолочний П. С., Тептя В. В. Дослідження перевантажень силових трансформаторів та їх умов експлуатації. 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/21302>
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 МЕВ 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. Міненерговугілля 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. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
19. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування / Баженов О. Г., Бойко В. О. Браєрський В. М. та ін., за заг. ред. Удод Є. І. К.: ДП НТУКЦ «Аселенерго», 2004. 800 с.

20. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. I. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.

21. Василів К. М. Експлуатація електричних станцій: навчальний посібник. Львів: НУ «Львівська політехніка», 2022. 236 с.

22. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з дисципліни «Експлуатація електричних станцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – Електричні станції) / Уклад. В. В. Тептя, В. О. Лесько, В. А. Гриник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 115 с.

23. 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.

24. 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.

25. 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.

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

27. 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.

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

29. 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->.

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

31. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

32. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

33. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

34. 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>.

35. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

36. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

37. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

38. 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.

39. 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 920 МВт з дослідженням питань експлуатації електричних машин

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібно):

- ☐ 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 _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Затолочний П. С.
(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 920 МВт З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН

08-21.МКР.008.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., професор

(підпис) Лежнюк П. Д.

Магістр групи ЕС-22мз

(підпис) Затолочний П. С.

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 920 МВт, аналіз задач експлуатації електричних машин;

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 920 МВт з трьома турбоагрегатами одиничною потужністю 200 МВт та двома

турбоагрегатами потужністю 160 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 450 км, потужність віддається по ЛЕП 330 кВ, в місцевий район – по ЛЕП 110 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 потужністю 920 МВт	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	Експлуатація електричних машин	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	02.05.24	12.05.24	пояснювальна

	записки			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 920 МВт, а також одержання результатів аналізу експлуатації електричних станцій, які можуть бути використані 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, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

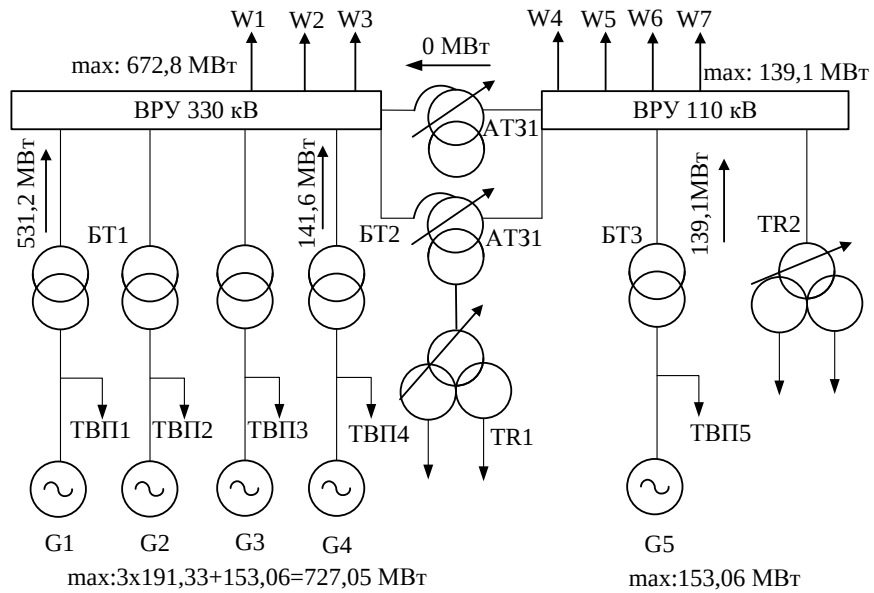
ДОДАТОК В
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

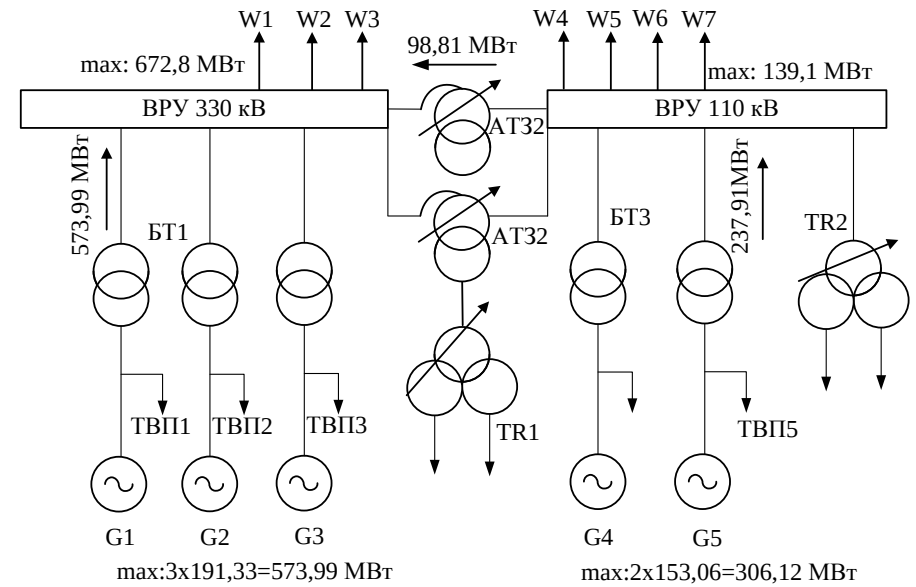
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 920 МВт З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН

1. ВАРІАНТИ СХЕМ КЕС

СТРУКТУРНІ СХЕМИ КЕС

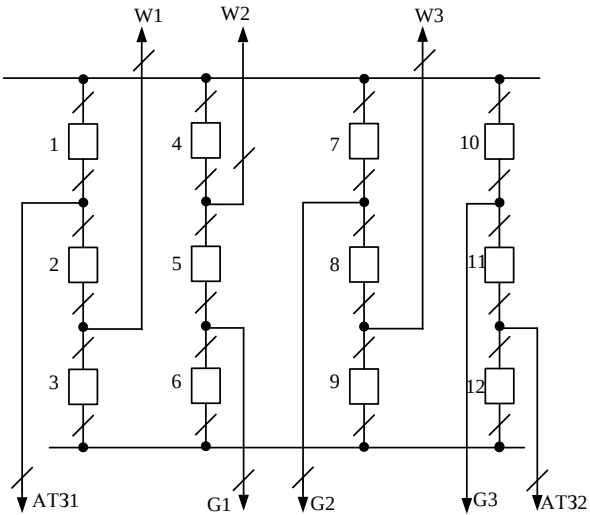


а) I варіант

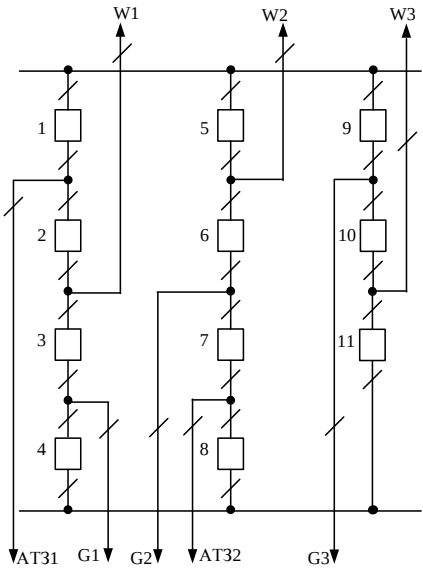


б) II варіант

ВАРІАНТИ СХЕМ ВРУ 330 ТА 110 КВ



а) Схема ВРУ-330 кВ (І варіант)



б) Схема ВРУ-330 кВ (ІІ варіант)

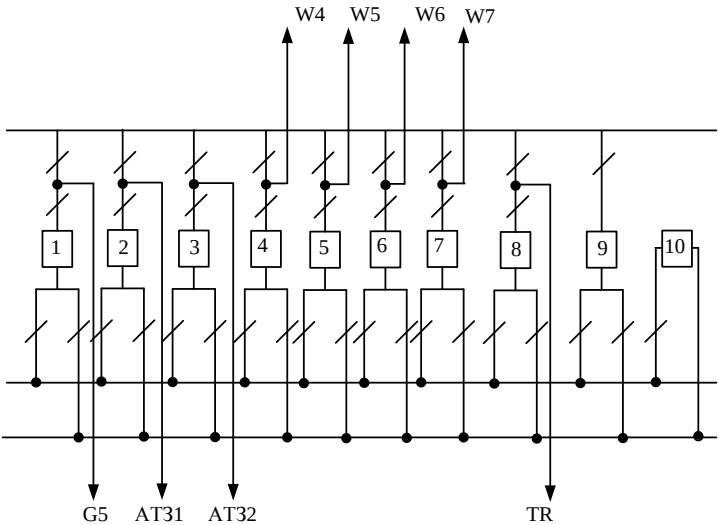
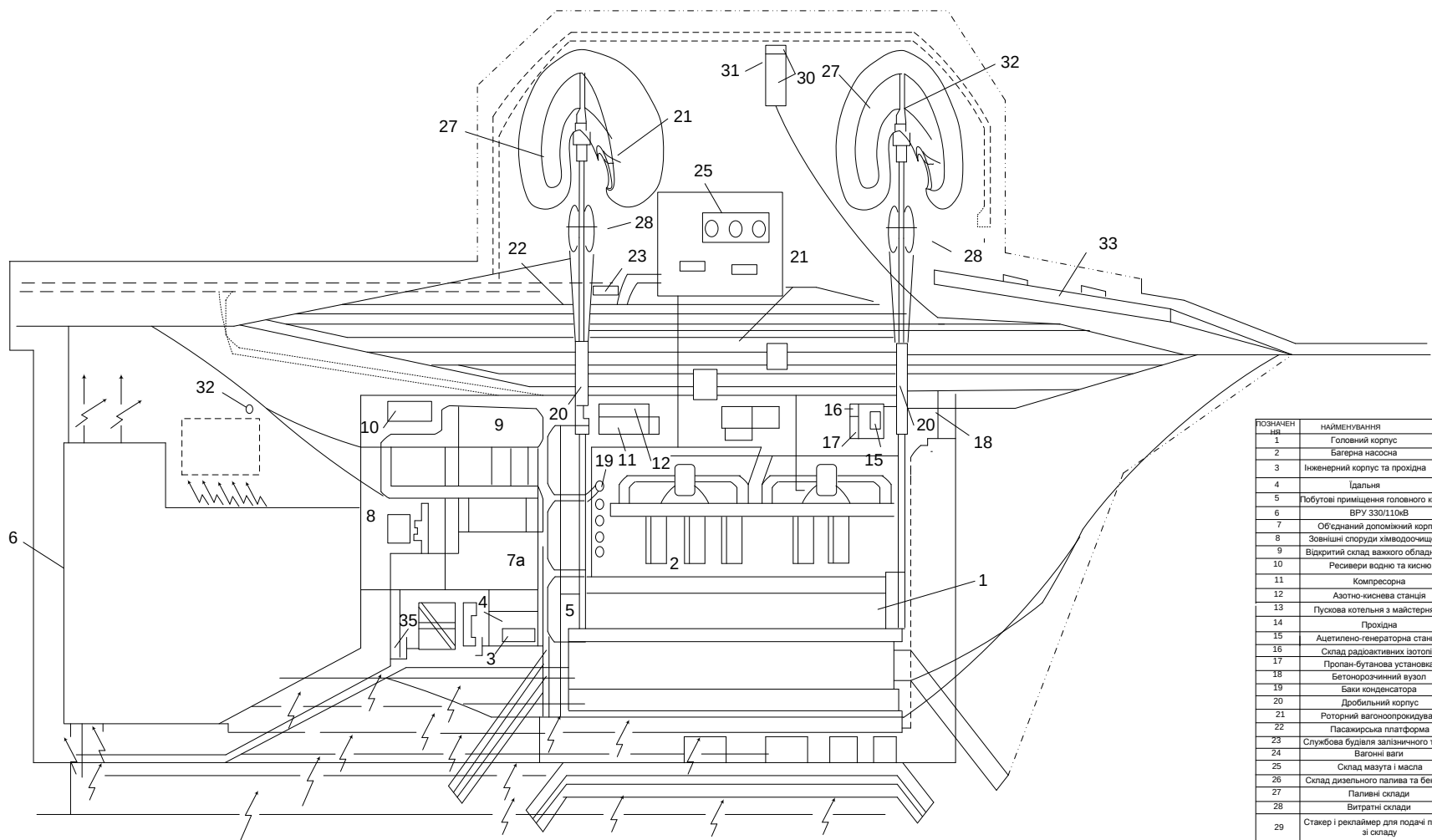


Схема ВРУ-110 кВ

2. ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПЛАН КЕС

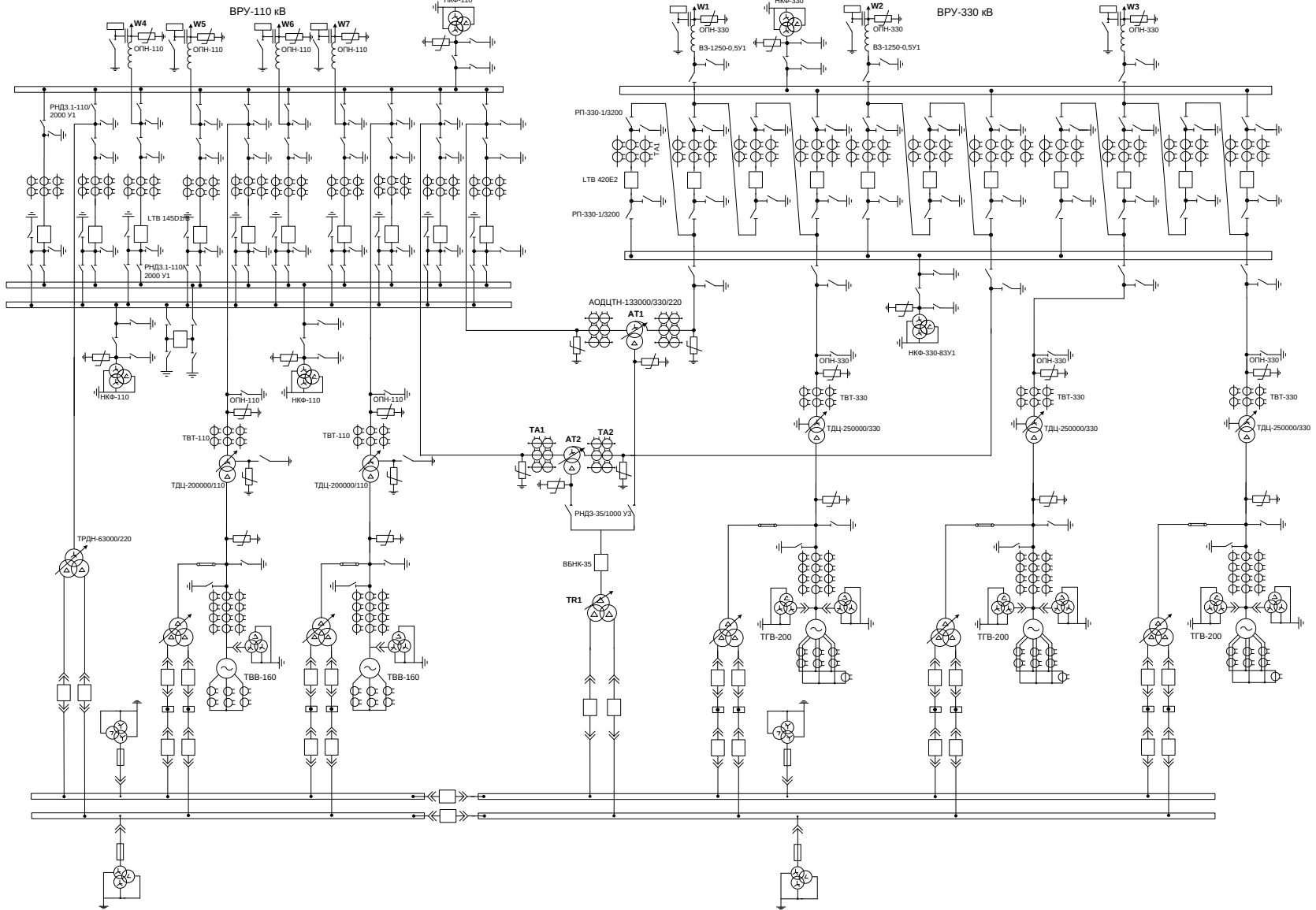


ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ПРИМІТКИ
1	Головний корпус	
2	Багерна насосна	
3	Інженерний корпус та прохідна	
4	Ідальня	
5	Побутові приміщення головного корпусу	
6	ВРУ 330/110кВ	
7	Об'єднаний допоміжний корпус	
8	Зовнішні споруди хіміводочищення	
9	Відкритий склад важкого обладнання	
10	Ресивери водню та кисню	
11	Компресорна	
12	Азотно-киснева станція	
13	Пускова котельня з майстернями	
14	Прокідна	
15	Ацетилено-генераторна станція	
16	Склад радіоактивних ізотопів	
17	Пропан-бутанова установка	
18	Бетонорозчинний вузол	
19	Баки конденсатора	
20	Дробильний корпус	
21	Роторний вагонопроектор	
22	Пасажирська платформа	
23	Службова будівля запального транс.	
24	Вагонні ваги	
25	Склад мазута і масла	
26	Склад дизельного палива та бензину	
27	Паливні склади	
28	Витратні склади	
29	Стякер і реєстрація для подачі палива зі складу	
30	Гараж і майстерня для бульдозерів	
31	Басейн нейтралізації та насосна	
32	Розморозюючі пристрої	
33	Пішохідний тунель	
34	Стоянка для автомашин	

Генеральний план електростанції 920 МВт з двома вугільними складами радіального типу і розміщенням ВРУ зі сторони торця головного корпусу

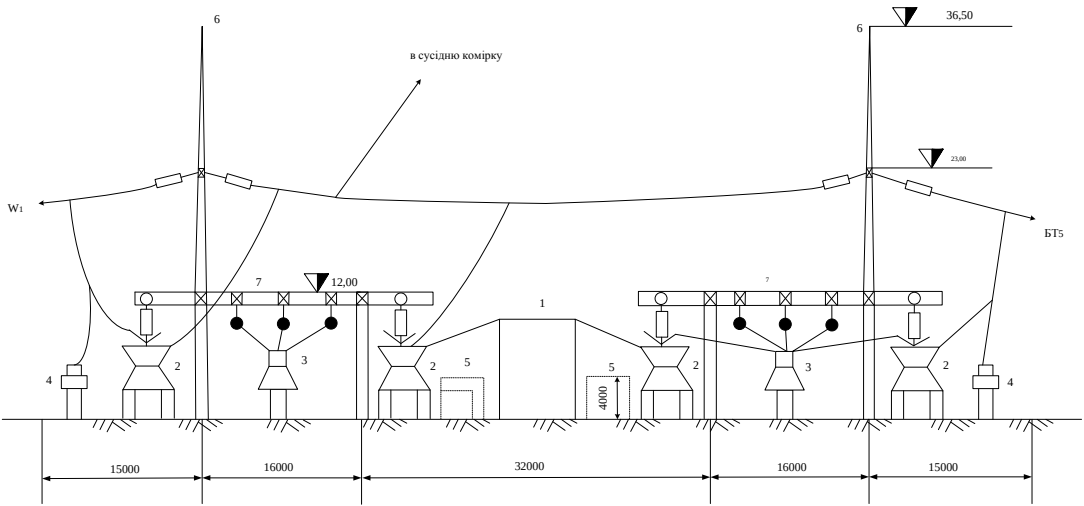
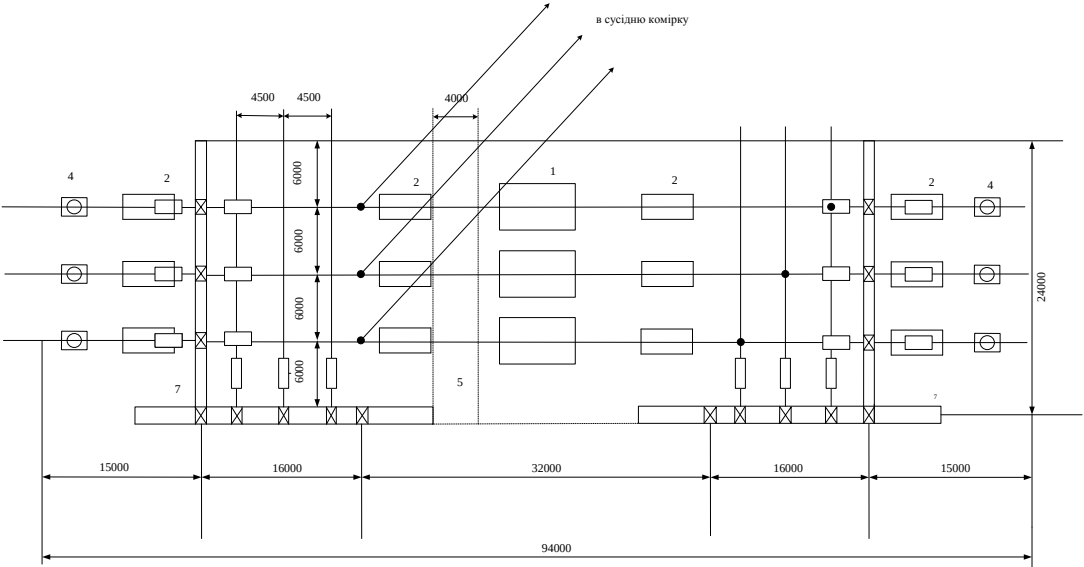
3. ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ КЕС

Схема електричних з'єднань головна КЕС потужність 920 МВт



4. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-330 КВ

План та поперечний розріз комірки ВРУ 330 кВ



№ вузла	Назва вузла
1	Вимикач елегазовий
2	Підвісний роз'єднувач ОПН-330/3200 УХЛ1
3	Опорний ізолятор
4	Обмежувач перенапруг ОПН-330У1
5	Дорога
6	Блискавковідвід
7	Портал

5. РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-330 КВ

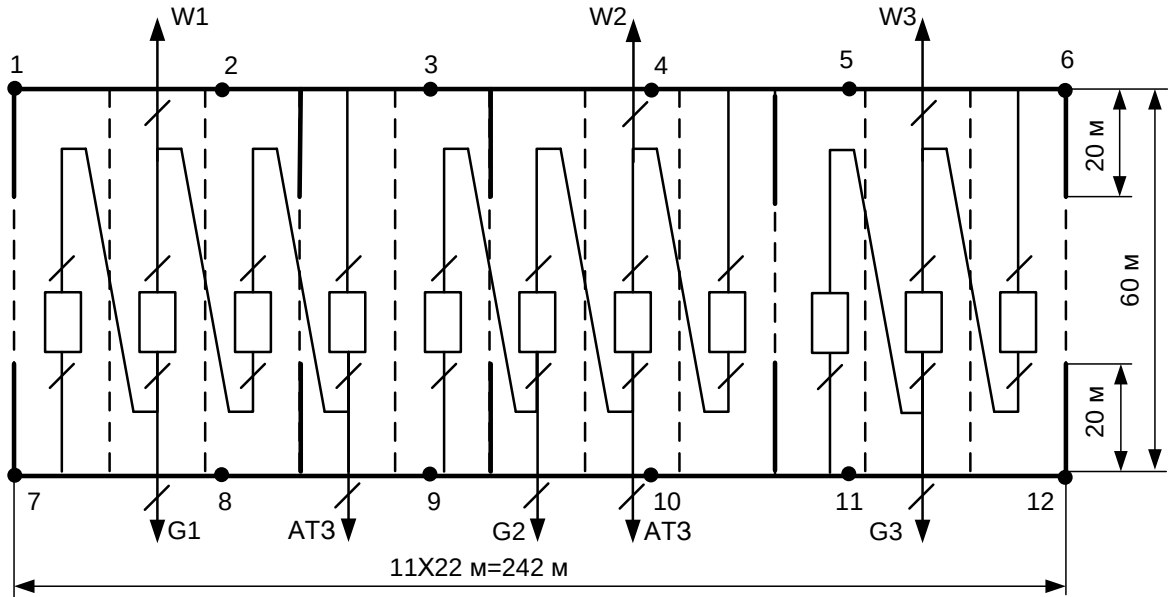
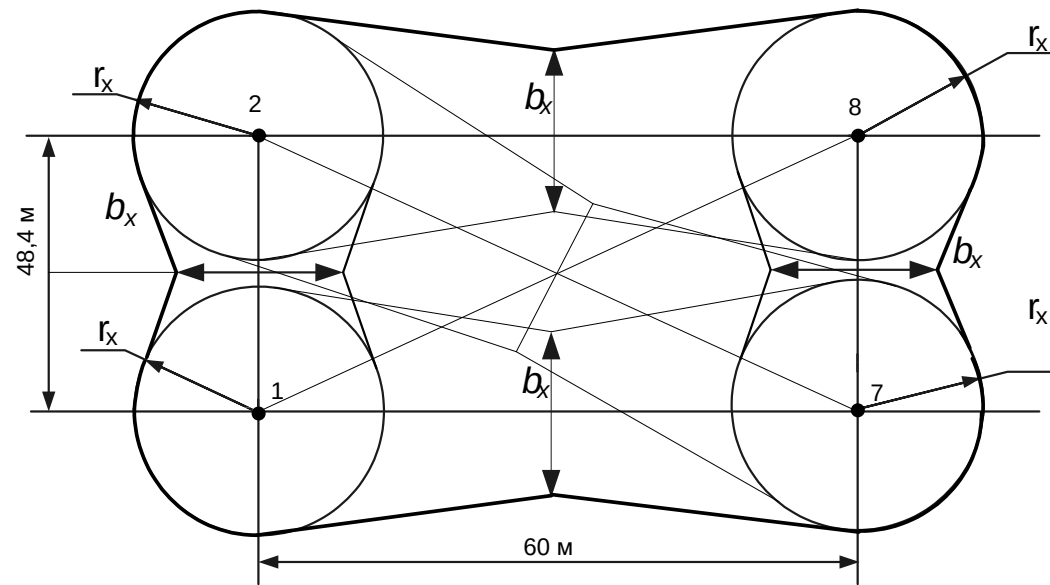


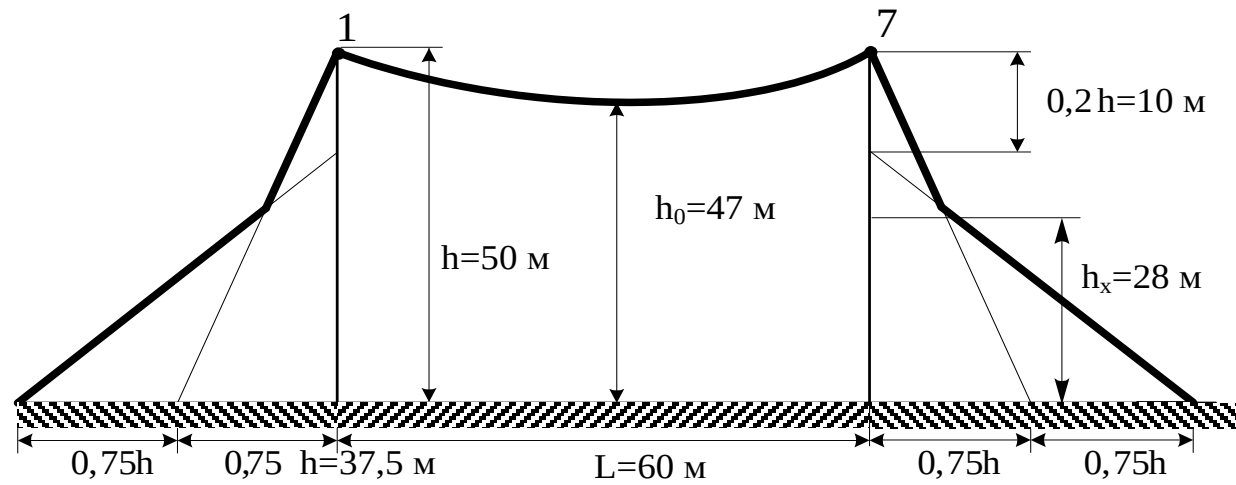
Схема розташування блискавковододів на ВРУ-330 кВ

Дані для побудови захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h0, м	bх, м	гх, м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	48,4	48,1	39,2	22,5
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	60	47,0	36,1	22,5
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-12, 6-11	77,10	45,1	30,4	22,5



а) вид на зону захисту блискавковідводів зверху



б) вид на зону захисту блискавковідводів боку

6. РОЗРАХУНОК ЗАЗАЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-330 КВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:

$$S = (250 \times 64) = 16000 \text{ м}^2;$$

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

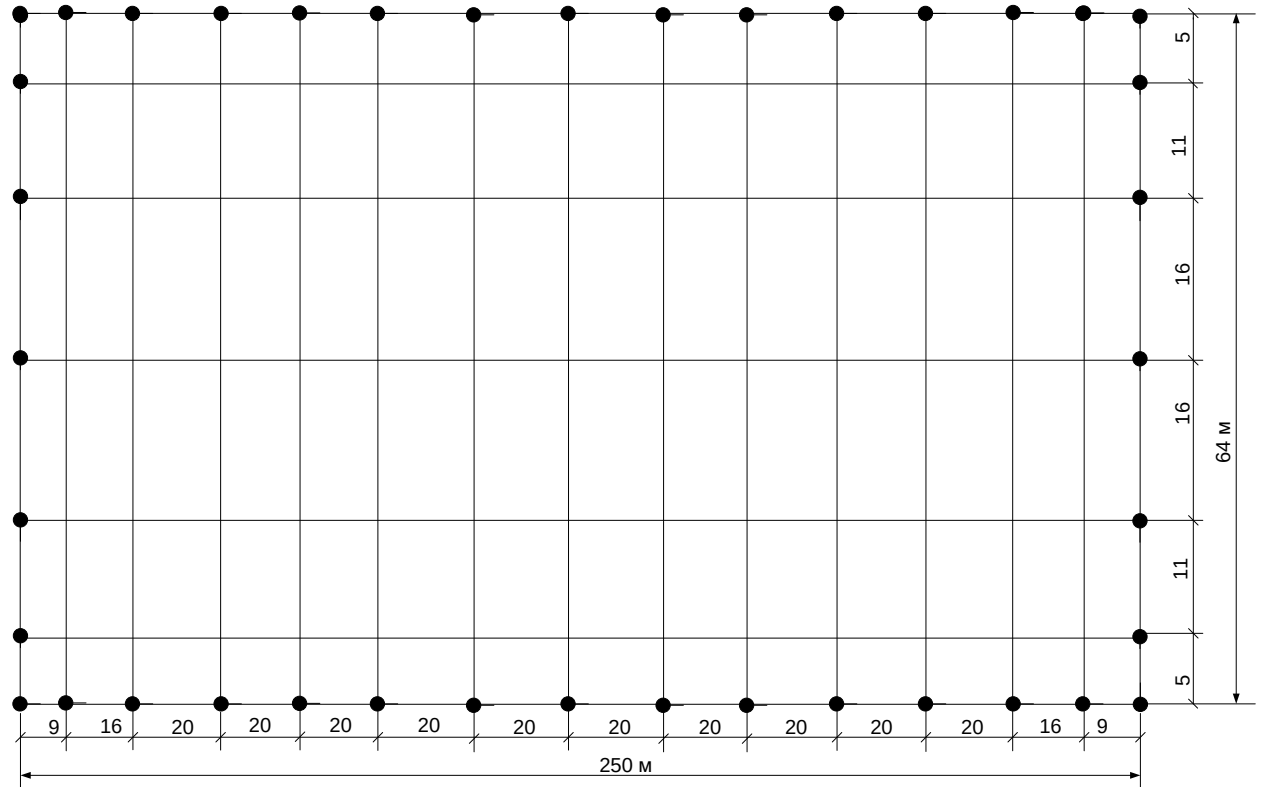
ґрунт – пісок; склад однорідний;
вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення: $t = 0,6 \text{ м};$

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м};$

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 40 \text{ шт};$

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 3,5 \text{ м}.$



План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

7. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН

Перелік можливих несправностей асинхронних двигунів

Несправність, зовнішні прояви та додаткові ознаки	Ймовірні причини	Спосіб усунення
1	2	3
Двигун при пуску не розгортається, гудить	Відсутність або недопустиме зменшення напруги живильної мережі	Знайти та усунути несправність мережі
	Переплутані початок та кінець фази обмотки статора	Зробити підключення фази згідно зі схемою
	Двигун перевантажений	Знизити навантаження
	Несправний приводний механізм	Усунути несправність приводного механізму
Зупинка працюючого двигуна	Припинення подачі напруги	Знайти та усунути розрив в електричному колі
	Пошкодження в апаратурі розподільного пристрою та живильної мережі	Усунути пошкодження в апаратурі та живильній мережі
	Заклинення приводного механізму	Усунути несправність приводного механізму
	Спрацював захист	Перевірити обмотку статора та усунути причину
Вал обертається, але нормальна частота обертання не досягається	Під час розгону відключилась одна з фаз	Підключити фазу
	Зменшилась напруга в живильній мережі	Підняти напругу до номінального значення
	Двигун перевантажений	Усунути перевантаження

Перелік можливих несправностей асинхронних двигунів

1	2	3
Підвищений перегрів двигуна	Двигун перевантажений за струмом	Знизити навантаження до номінального
	Підвищена або знижена напруга в мережі	Встановити напругу відповідно до ГОСТ 183-74
	Підвищена температура навколишнього середовища	Встановити допустиму температуру
Підвищений перегрів двигуна	Порушена нормальна вентиляція (забруднені вентиляційні канали та корпус двигуна)	Почистити корпус та вентиляційні канали
	Порушена нормальна робота приводного механізму	Усунути несправності в роботі приводного механізму
Обмотка статора перегрівається, двигун сильно гуде та не розвиває нормальної частоти обертання	Міжвиткове замикання в обмотці статора	Замінити статор
	Обмотка однієї з фаз пробита на корпус (землю) в двох місцях	Також
	Коротке замикання між фазами	Також
	Обрив однієї з фаз	Також
Підвищене перегрівання та стук підшипників	Неправильне центрування двигуна з приводним механізмом або його порушення	Правильно відцентрувати двигун з приводним механізмом
	Пошкодження підшипників	Замінити підшипники
Підвищена вібрація працюючого двигуна	Недостатня жорсткість фундаменту	Збільшити жорсткість фундаменту
	Неспіввісність вала двигуна з валом приводного механізму	Покращити співвісність валів
	Не збалансовано привод або з'єднувальна муфта (шків)	Відбалансувати привод або муфту (шків)
Знижений опір ізоляції обмоток	Забруднення або відсиріння обмоток	Розібрати та почистити двигун, продути та просушити обмотку

8. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КЕС

Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	6381412100	41,77%	129,84
Зарплата	219572892	1,44%	4,47
Паливо	7355553438,88	48,15%	149,66
Інші	1320196998,40	8,64%	26,86
Разом	15276735429,28	100%	310,84

Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця ви- мірювання	Значення
Потужність станції	МВт	920
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	5241535,93
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,86
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	40314,4
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	41629
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	310,84