

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

КОМПЛЕКСНА МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

«Розвиток електричної системи.»

1. Електрична частина атомної електростанції потужністю 1320 МВт з
реакторами ВВЕР-440 з аналізом перспектив розвитку малих модульних
реакторів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Чорний В. С.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС

Гептя В. В.
(прізвище та ініціали)

« 01 » 12 2023 р.

Опонент: К.т.н., доц. кафедри ЕСС

Гептя В. В.
(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

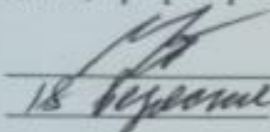
« 04 » 12 2023 р.

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 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА КОМПЛЕКСНУ МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
СТУДЕНТУ

Чорному Вадиму Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. Розвиток електричної системи. 1. Електрична частина атомної електростанції потужністю 1320 МВт з реакторами ВВЕР-440 з аналізом перспектив розвитку малих модульних реакторів
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
- Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 250 км; вид промисловості району – чорна металургія; максимальна потужність, що віддається в систему 900 МВт; номінальна потужність системи 20100 МВА; номінальний опір системи 0,26 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ; максимальне навантаження місцевого району 250 МВт; номінальна напруга мережі району 110 кВ
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проєктування АЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Перспективи розвитку малих модульних реакторів. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вибір схем АЕС. 2. Головна схема електричних з'єднань станції. 3. Схема електропостачання ВП блока з реактором ВВЕР-440 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-330 кВ. 4. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ. 5. Малі модульні ядерні реактори. 6. План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|--|----------------|-----------------|
| | | завдання видав | виконав прийняв |
| Спеціальна частина | Керівник роботи Тептя В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС | | |
| Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | Кобиляцький О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ | Тептя В.В. | |
| Економічна частина | Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС | | |

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | | П.М. |
|-------|---|-------------------------------|----------|------|
| | | початок | кінець | |
| 1 | Розроблення технічного завдання | 21.09.23 | 23.09.23 | б |
| 2 | Обґрунтування проєктування АЕС | 24.09.23 | 29.09.23 | б |
| 3 | Електротехнічна частина | 30.09.23 | 10.10.23 | б |
| 4 | Перспективи розвитку малих модульних реакторів | 11.10.23 | 28.10.23 | б |
| 5 | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | 29.10.23 | 05.11.23 | б |
| 6 | Економічна частина | 06.11.23 | 12.11.23 | б |
| 7 | Оформлення пояснювальної записки | 13.11.23 | 21.11.23 | б |
| 8 | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації | 22.11.23 | 27.11.23 | б |
| 9 | Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР | 28.11.23 | 01.12.23 | б |
| 10 | Рецензування МКР | 01.12.23 | 04.12.23 | б |
| 11 | Захист МКР | За графіком | | |

Студент

(підпис)

В. С. Чорний

Керівник роботи

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Чорний Вадим Сергійович «Розвиток електричної системи. 1. Електрична частина атомної електростанції потужністю 1320 МВт з реакторами ВВЕР-440 з аналізом перспектив розвитку малих модульних реакторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 119 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 30 назв; рис.: 26; табл. 29.

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано завдання розвитку електричної системи. Запроектувано електричну частину атомної електростанції потужністю 1320 МВт. Розроблено обґрунтування проектування електростанції. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень та обрано основне обладнання. Запропоновано структурну схему станції, схеми відкритих розподільних установок (ВРУ) 330 та 110 кВ, схему живлення власних потреб. Обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, засоби обмеження перенапруг. Виконано розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ. Проведено аналіз перспектив розвитку малих модульних реакторів в атомній енергетиці. Розглянуто конструктивні особливості головного циркуляційного контура та парогенератора, які використовують на АЕС. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на АЕС та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: малий модульний реактор, атомна електрична станція, відкрита розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій, схема електричних з'єднань

ABSTRACT

Chorny Vadym Sergiyovych "Development of the electrical system 1. Electrical part of a 1320 MW nuclear power plant with WPR-440 reactors with analysis of prospects for the development of small modular reactors". Comprehensive master's qualification work in the specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 119 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 30 titles; Fig.: 26; table 29.

In the master's qualification work, the task of developing the electrical system was completed. The electrical part of the nuclear power plant with a capacity of 1320 MW has been designed. The rationale for the design of the power plant has been developed. In the electrical engineering part, electrical load schedules were calculated and the main equipment was selected. The structure diagram of the station, the diagrams of open switchgears (OS) 330 and 110 kV, the power supply diagram of own needs are proposed. Switching devices, current-carrying parts, current and voltage measuring transformers, means of limiting overvoltages are selected. Calculation of lightning protection and grounding device of OS-330 kV was performed. An analysis of the prospects for the development of small modular reactors in nuclear energy was carried out. The design features of the main circulation circuit and the steam generator used at the NPP are considered. An analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the NPP was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations were proposed.

Keywords: small modular reactor, nuclear power plant, open switchgear, own needs, grounding device, electrical connection diagram

ЗМІСТ

| | |
|---|------------|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ | 5 |
| ВСТУП..... | 6 |
| 1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ АЕС | 10 |
| 1.1 Розвиток атомної енергетики | 10 |
| 1.2 Атомні ректори | 11 |
| 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА | 16 |
| 2.1 Графіки електричних навантажень..... | 16 |
| 2.2 Вибір основного обладнання | 25 |
| 2.3 Проектування структурної схеми станції..... | 26 |
| 2.4 Вибір схем ВРУ 330 кВ та ВРУ 110 кВ | 36 |
| 2.5 Вибір схеми власних потреб станції | 41 |
| 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання..... | 42 |
| 2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму..... | 59 |
| 2.8 Вибір струмоведучих частин | 62 |
| 2.9 Вибір комутаційних апаратів та кабелів..... | 69 |
| 2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів | 70 |
| 2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів | 74 |
| 2.12 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ..... | 75 |
| 3 ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ МАЛИХ МОДУЛЬНИХ РЕАКТОРІВ.. | 78 |
| 3.1 Малі модульні реактори | 78 |
| 3.2 Будова модульних реакторів..... | 82 |
| 3.3 Розробки малих модульних реакторів | 88 |
| 3.4 Безпека малих модульних реакторів | 95 |
| 3.5 Інвестиції в малі атомні реактори | 96 |
| 3.6 Модульні реактори в Україні..... | 97 |
| 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ | 101 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 4.1 | Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням обладнання ВРУ АЕС потужністю 1320 МВт..... | 101 |
| 4.2 | Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням обладнання розподільних установок..... | 101 |
| 4.3 | Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування і ремонту розподільних установок | 102 |
| 4.3.1 | Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць місць | 102 |
| 4.3.2 | Технічні рішення з безпечної організації робочих місць | 103 |
| 4.4 | Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ | 103 |
| 5 | ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА..... | 106 |
| 5.1 | Визначення кошторисної вартості АЕС | 106 |
| 5.2 | Розрахунок собівартості електроенергії на станції | 108 |
| 5.2.1 | Амортизація основних фондів | 108 |
| 5.2.2 | Розрахунок фонду заробітної плати..... | 110 |
| 5.2.3 | Розрахунок затрат на паливо | 112 |
| 5.2.4 | Розрахунок інших витрат | 113 |
| 5.2.5 | Визначення собівартості відпущеної електроенергії | 114 |
| 5.3 | Аналіз отриманих результатів..... | 115 |
| | ВИСНОВКИ | 116 |
| | СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ | 117 |
| | Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень | 120 |
| | Додаток Б. Технічне завдання МКР..... | 121 |
| | Додаток В. Розрахунок надійності ВРУ-330 кВ | 125 |
| | Додаток Г. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС потужністю 1320 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій..... | 128 |
| | Г.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС потужністю 1320 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань..... | 129 |

| | |
|--|-----|
| Г.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу | 131 |
| Г.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах надзвичайних ситуацій | 133 |
| Додаток Д. Ілюстративна частина..... | 136 |

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АЕС – атомна електростанція
ВВЕР – водо-водяний енергетичний реактор
ВКП – внутрішньокорпусні пристрої
ВЯП – відпрацьоване ядерне паливо
ВКС – вимірювальна та керуюча система
ГЦК – головний циркуляційний контур
ГЦН – головний циркуляційний насос
ГЦТ – головний циркуляційний трубопровід
ММР – малий модульний реактор
ПГ – парогенератор
ПС – поглинальні стержні
РДЕС – резервна дизель-генераторна електростанція
РУ – реакторна установка
РЩУ – резервний щит управління
РКВ – реактор на киплячій воді
РВОГ – реактор з високотемпературним охолодженням газом
РРС – реактор з розплавленими солями
РВВ – реактор на важкій воді
САОЗ – система аварійного охолодження активної зони
СВРК – система внутрішньореакторного контролю
СВП – стержні з вигоряючим поглиначем
СУЗ – система управління і захисту
САОАЗ – система аварійного охолодження активної зони
СРР – система регулювання реактора
ТВЕЛ – тепловидільний елемент
ТВЗ – тепловидільна збірка
ТЕН – трубчастий електронагрівач

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасному світі питання забезпечення стабільного та екологічно безпечного енергопостачання стає все більш актуальним і важливим. З кожним роком, розцвіт і розвиток цивілізації ставлять перед людством нові виклики та завдання у сфері енергетики. Забезпечення різноманітними видами енергії стає важливим завданням для забезпечення розвитку та комфорту сучасного суспільства.

Наслідки інтенсивного росту виробництва та споживання енергії вже стали очевидними для нашого планетарного середовища. Процеси, такі як теплове забруднення, парниковий ефект, кисневе голодування, кислотні дощі, виснаження озонового шару та забруднення токсичними хімічними речовинами і радіонуклідами, стають частиною нашого повсякденного реалітету. Найбільше страждає природа, з якою ми співіснуємо, а також наше власне здоров'я та добробут.

Сучасний ріст залежності від традиційних джерел енергії, таких як вугілля, нафта і природний газ, ставить під загрозу енергетичну безпеку та природні ресурси нашої планети. Нестача та вичерпність цих ресурсів є головними факторами, що призводять до посилення енергетичних криз та глобальних екологічних проблем [1].

Атомна енергія стала головною деталлю української енергетики. На жаль, поки що жодне інше джерело енергії не може конкурувати з нею, коли мова йде про співвідношення ціни та зручності. Цей факт, звісно ж, великою мірою обумовлений можливістю державного регулювання. Отже, для України насамперед важливо зберегти ті атомні станції, які функціонують на нашій території з часів Радянського Союзу. Проте варто звернути увагу на той факт, що майже всі ці реактори зараз функціонують за довготерміновими дозволами на експлуатацію, і це вимагає нашої ретельної уваги [2].

Управління всіма атомними станціями в Україні покладено на державне підприємство «НАЕК Енергоатом». Крім атомних електростанцій, вони також

керують Ташлицькою гідроаккумуляційною електростанцією і Олександрівською гідроелектростанцією. За рахунок цих станцій ми отримуємо близько 55% всієї виробленої електроенергії в Україні, з яких 51% становить атомна енергія. Ця цифра може сягати навіть 70% в холодний період року. Важливо підкреслити, що "Енергоатом" несе відповідальність не лише за виробництво атомної електроенергії, але й за її безпеку, проведення ремонтів та реновацію реакторів, закупівлю та утилізацію ядерного палива [2].

В Україні атомна енергія виробляється на чотирьох станціях, на яких майже у всіх енергоблоках вже минув гарантійний термін експлуатації. Загалом є 15 енергоблоків різної потужності: 13 з них мають номінальну енергопотужність у 1000 МВт (ВВЕР-1000), а два - 440 МВт (ВВЕР-440). Варто відзначити, що ВВЕР-1000 є найпоширенішим реактором у світі, і їх кількість становить 7,5% [2].

Запорізька АЕС є найбільшою атомною електростанцією в Європі і шостою за рахунком побудованою в світі. Енергоблоки запускалися поетапно: чотири - від 1984 до 1986 року, п'ятий - у 1989 році, а шостий - лише у 1995 році. Це призвело до різниці у строках експлуатації: терміни подовжувалися для реакторів у 2015, 2016, 2017, 2018 та 2020 роках. Термін для шостого реактора закінчується в 2026 році. Рівненська АЕС почала виробляти електроенергію з 1980 року. Обидва реактори ВВЕР-440 розташовані там. Третій енергоблок був запущений в 1986 році, четвертий - в 2004 році. Для перших трьох реакторів терміни експлуатації були подовжені в 2010, 2011 та 2017 роках. Останній реактор може спокійно працювати до 2035 року. Южно-Українська АЕС має три реактори, які були запущені в 1983, 1985 та 1989 роках. І всі три вже мають подовжений строк експлуатації з 2013, 2015 та 2020 років. Хмельницька АЕС - найменша в Україні. Там розташовано всього два реактори, які були підключені в 1987 та 2004 роках. В одного з них строк експлуатації вже було продовжено в 2018 році, а інший продовжує працювати до 2035 року. Планувалося добудувати ще 2 енергоблоки на АЕС, які мала спонсорувати Росія. Але через початок російської агресії будівництво

зупинилося, і проєкт залишився невизначеним. У вересні 2020 року Президент Зеленський підписав указ про продовження будівництва цих блоків. Але, зважаючи на те, що їх будували ще у 1985-96 роках, вони ризикують бути застарілими [2].

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проєктування та спорудження електричної частини атомної електростанції потужністю 1320 МВт з реакторами типу ВВЕР-440, а також аналіз перспектив розвитку малих модульних реакторів.

Відповідно до зазначеної мети в роботі поставлені такі **основні завдання:**

- провести обґрунтування проєктування електричної частини АЕС;
- проєктування головної схеми електричних з'єднань АЕС потужністю 1320 МВт та схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, акумуляторної батареї;
- аналіз основних характеристик та переваг малих модульних реакторів в контексті енергетичної галузі;
- розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці та заходів підвищення стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах надзвичайних ситуацій;
- розрахунок техніко-економічних показників проєктованої АЕС.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина атомної станції та малі модульні реактори.

Предметом дослідження є методи та засоби проєктування електричної частини АЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених завдань застосовуються методи математичного моделювання. Під час проєктування головної схеми електричних з'єднань АЕС використовуються елементи теорії надійності.

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

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [3, 4], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на ЛІІ науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2023).

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ АЕС

1.1 Розвиток атомної енергетики

З початку ХХІ століття відзначається відновлення та зростання інтересу до атомної енергетики, а також бажання збільшити її частку в загальному балансі виробництва енергії. Основою атомної енергетики є ядерні реактори поділу з використанням води під високим тиском. Проте, в цій галузі існують важливі проблеми, такі як поводження з відпрацьованим ядерним паливом, ризик можливих аварій з викидом радіотоксичних речовин у біосферу та недостатньо високий коефіцієнт корисної дії, який становить 31–34%. У той самий час, теплові електростанції, що працюють на викопному паливі, досягли коефіцієнта корисної дії від 43% до 47%, і в енергоблоцв, розроблених в рамках ЄС, планується досягти коефіцієнта корисної дії від 52% до 55%, використовуючи надкритичні параметри води та пари, а також проміжний перегрів після турбіни високого тиску [5].

Найбільш простим і ефективним способом покращення економічних показників атомних електростанцій є збільшення потужності ядерного реактора без суттєвих змін в його системах. Кожна еволюційна модернізація легководяних ядерних реакторів супроводжується підвищенням електричної потужності до рівня 1400–1600 МВт, що призводить до зниження вартості кожного встановленого кіловата потужності на 15–20%. Загальна стратегія підвищення ефективності атомних електростанцій полягає в удосконаленні конструкції деяких елементів активної зони ядерних реакторів, таких як паливо, конструкція тепловідведення, матеріали поглиначів нейтронів і інші. Крім того, скорочення часу простою для заміни ядерного палива (збільшення кампанії палива та скорочення коефіцієнта використання встановленої потужності) може підвищити продуктивність роботи атомних електростанцій. Виходячи з цього, можливо підвищити вибуховість ядерного палива. У 1970-х роках максимальне вибухове вигорання ядерного палива становило 20–30

МВт·доба/кг, а на сучасних енергоблоках атомних електростанцій досягнуто вибухового вигорання на рівні 50–55 МВт·доба/кг. Це досягається завдяки підвищенню вмісту урану-235 в ядерному паливі до приблизно 5% та використанню ядерного палива з інтегрованим поглиначем нейтронів. Хоча це підвищує вартість ядерного палива, воно зменшує час простою (збільшує кампанію палива). Крім того, до кінця кампанії палива в тепловідведучих елементах реактора залишається невибухований уран-235 та плутоній, які можуть бути використані для створення нового оксидного змішаного МОХ-палива, що успішно використовується в атомних електростанціях в Європі [6].

У 1990-х роках вдосконалення ядерної технології було спрямоване на підвищення безпеки експлуатації атомних енергоблоків. Тяжка аварія на Чорнобильській АЕС вимагала перегляду технологій забезпечення безпеки ядерних реакторів, які проектуються і експлуатуються на атомних електростанціях. Ця криза призвела до переходу на використання пасивних систем безпеки, які в основному працюють за рахунок природних сил і явищ, таких як гравітація, природна конвекція, тиск, температура і т.д., і дозволяють уникнути використання обладнання, яке може вийти з ладу. Тепер замість насосів, вентиляторів, дизель-генераторів та іншого механізму, що обертаються, для регулювання пасивних систем безпеки використовуються лише кілька простих клапанів, які автоматично активуються при втраті енергопостачання. Ці пасивні системи набагато менш складні у порівнянні з традиційними системами безпеки, що використовуються в реакторах з водою під високим тиском типу ВВЕР і PWR [5]. Крім цього, вони не потребують значних ресурсів для обслуговування, таких як мережі змінного струму, системи охолодження води та сейсмостійкі будівлі для їх розміщення.

1.2 Атомні ректори

Ядерний реактор – це науково-технічна споруда, яка виробляє та регулює вивільнення енергії під час розщеплення атомів конкретних хімічних

елементів. Однак варто відзначити, що в ядерних енергетичних реакторах, ця вивільнена енергія використовується як тепло для створення пари, яка в свою чергу використовується для виробництва електроенергії [7]. В більшості морських ядерних реакторів, пара використовується для приводу турбін, які генерують електроенергію, схожу на ту, яку отримують на більшості електростанцій, які працюють на викопних паливах. Принципи використання ядерної енергії для виробництва електроенергії є подібними для більшості типів ядерних реакторів. Енергія, яка виділяється під час послідовного розщеплення атомів палива, використовується для нагрівання теплоносія, такого як газ або вода. Цей нагрітий теплоносій, у свою чергу, використовується для створення пари. Отримана пара приводить турбіни, які в свою чергу виробляють електроенергію, аналогічно до того, як це відбувається на більшості електростанцій, що використовують викопні палива. В сучасних умовах реактори, спроектовані на основі конструкцій, спочатку призначених для використання на підводних човнах та великих морських кораблях, забезпечують близько 85% виробництва атомної електроенергії в усьому світі. Основними конструкціями є реактори з водою під тиском (PWR), які використовують воду з температурою понад 300°C під тиском у первинному контурі для охолодження та теплопередачі, і генерують пару у вторинному контурі. Менш розповсюдженим варіантом є реактори з киплячою водою (BWR), які генерують пару в первинному контурі над активною зоною реактора за аналогічних температурних та тискових умов. Обидва типи використовують воду як теплоносій і сповільнювач для нейтронів. Оскільки вода зазвичай кипить при 100°C, вони вимагають міцних сталевих резервуарів під тиском або труб, щоб забезпечити вищу робочу температуру. На деяких електростанціях також використовується важка вода з атомами дейтерію як сповільнювач, що призводить до терміну "легка вода" для розрізнення від інших типів реакторів [7].

Реактор ВВЕР-440 (Водо-Водяний Енергетичний Реактор-440) - це тип ядерного реактора, розроблений в колишньому СРСР та використовується для

генерації електроенергії в атомних електростанціях. Назва "ВВЕР-440" вказує на основні характеристики цього типу реактора:

1. Вода як теплоносій: ВВЕР-440 використовує воду як теплоносій, яка циркулює через реактор для відведення тепла, створеного в процесі ядерних реакцій.
2. Тип палива: Зазвичай, цей тип реактора використовує паливні елементи з збагаченим ураном, зазвичай у формі діоксиду урану (UO₂).
3. Тиск води: Реактор ВВЕР-440 працює під високим тиском, що дозволяє воді залишатися в рідкому стані при високих температурах. Це підвищує ефективність теплообміну та стійкість реактора.
4. Модифікація з номером 440: Цифра "440" в назві вказує на рік розробки реактора, а також на його модифікацію. Існують різні версії ВВЕР-440 з різними технічними характеристиками, але всі вони мають загальний принцип дії.
5. Електрична потужність: Реактори ВВЕР-440 можуть мати потужність приблизно 440 МВт або більше.

Реактори ВВЕР-440 широко використовуються в атомних електростанціях в країнах колишнього Радянського Союзу та інших країнах. Вони генерують електроенергію за рахунок управління ядерними реакціями, де ядерне паливо (зазвичай, уран) розщеплюється, а видалене тепло використовується для створення пари, яка рухає турбіни, що виробляють електроенергію.

Реактори ВВЕР-440 важливі для генерації електроенергії та надійності енергетичних систем в багатьох країнах, і вони проходять регулярну технічну перевірку та модернізацію, щоб забезпечити їхню безпеку та ефективність.

Головний циркуляційний трубопровід (ГЦТ) з'єднує між собою основне обладнання реакторної установки (РУ) утворюючи головний циркуляційний контур (ГЦК) (рис 1.1) і призначений для здійснення циркуляції теплоносія та відведення тепла від ядерного реактора до парогенераторів (ПГ). ГЦТ

реакторів ВВЕР-1000 складається з чотирьох петель, а реакторів ВВЕР-440 – з шести [7].

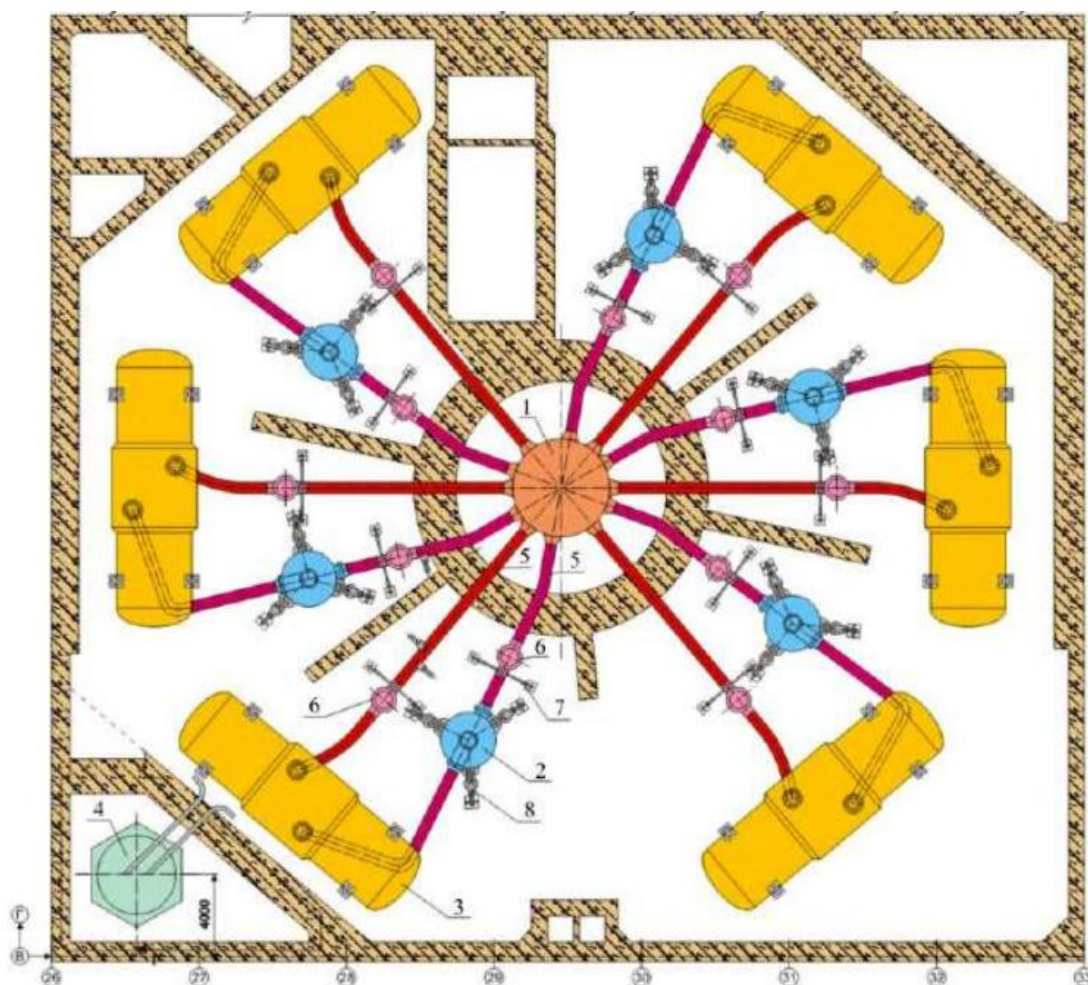


Рисунок 1.1 – Планування головного циркуляційного контура реакторів ВВЕР-440

Планування компоновки ГЦК реакторів ВВЕР-440, порівняно з реакторами ВВЕР-1000, має деякі відмінності (рис 1.1): 1 – реактор; 2 – ГЦН; 3 – ПГ; 4 – компенсатор тиску (КТ); 5 – трубопровід; 6 – головна запірна засувка; 7, 8 – гідроамортизатори. На даний час на АЕС з реакторами ВВЕР-440 експлуатуються парогенератори ПГВ-440. Конструктивно парогенератори ПГВ-1000М (рис 2.1) є подібними до парогенераторів для реакторів ВВЕР-440. Проте, вони відрізняються від них істотним збільшенням внутрішнього діаметра корпусу [7].

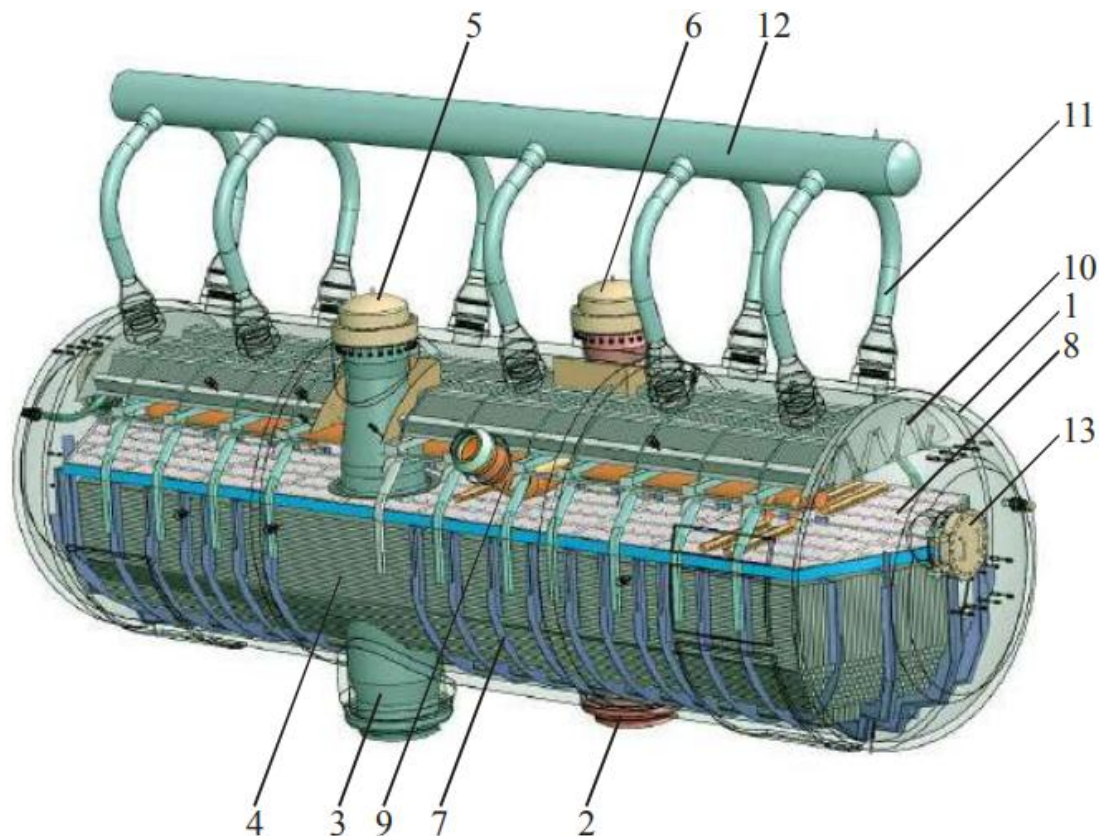


Рисунок 1.2 – Конструкція парогенератора ПГВ-1000М

1 – корпус; 2, 3 – роздавальний (“гарячий”) і збиральний (“холодний”) колектори; 4 – трубний пучок; 5, 6 – кришки колекторів; 7 – дистанціонуюча решітка; 8 – занурювальний лист; 9 – трубопровід живильної води; 10 – жалюзійний сепаратор; 11 – паровідвідні патрубки; 12 – паровий колектор; 13 – люк для обслуговування

Під час перевантаження палива шахтний об’єм над реактором заповнюється водою, що забезпечує біологічний захист. Концентрація борної кислоти у басейні перевантаження і БВ, колодязі під встановлення чохлів з ТВЗ становить для ВВЕР-440 12 г/кг [7].

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень

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

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

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

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

$P_{p \max}$ – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

Так як втрати, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні квадрату струмів навантаження пливають на передачу енергії то при розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

- в мережах місцевого району $\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015)$; $\Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08)$;

- в мережах системи $\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03)$; $\Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16)$.

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}, \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 180 = 1,8 \text{ (МВт)}.$$

де $\Delta P'_1 = 0,01$. Вони залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{p2}^2}{P_{p \max}}, \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot \frac{147^2}{180} = 7,26 \text{ (МВт)}.$$

де $\Delta P'_2 = 0,06$.

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100}, \quad (2.4)$$

$$P_{ct} = \frac{90 \cdot 900}{100} = 810 \text{ (МВт)}.$$

де P'_{ct} – потужність, яку споживає енергосистема, %;

$P_{c \max}$ – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}, \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max} = 0,02 \cdot 900 = 18 \text{ (МВт)}.$$

де $\Delta P''_1 = 0,02$.

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

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

$$\Delta P_{2ct} = 0,14 \cdot \frac{810^2}{900} = 102,06 \text{ (МВт)}.$$

де $\Delta P_2'' = 0,14$.

Потужність, яка віддається до шин РП, МВт:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.7)$$

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}. \quad (2.8)$$

$$P_{p.вид.t} = 147 + 1,8 + 7,26 = 156,06 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{c.вид.t} = 810 + 18 + 102,06 = 930,06 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t}. \quad (2.9)$$

$$P_{вид.t} = 156,06 + 930,06 = 1086,12 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.мак}}{100}, \quad (2.10)$$

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1086,12}{1320} \right) \cdot \frac{5 \cdot 1236,6}{100} = 55,274 \text{ (МВт)}.$$

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

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

$$P'_{ВП} = 5 \% [8];$$

$P_{вид.мак}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{вир.t} = P_{вуд.t} + P_{ВП.t} \quad (2.11)$$

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 0 – 4 год. в зимовий період.

Визначимо навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{P_{pt} \cdot P_{p \max}}{100} = \frac{82 \cdot 180}{100} = 147,6 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{вир.t} = P_{вуд.t} + P_{ВП.t} = 1086,722 + 55,422 = 1141,996 \text{ (МВт)}.$$

За приведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Результати розрахунку наведено в таблиці 2.1.

Встановлена потужність ЕС:

$$P_{вст} = 3 \cdot 440 = 1320 \text{ (МВт)};$$

Таблиця 2.1 – Графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу

| Години доби, год. | | 0-4 | 4-8 | 8-10 | 10-12 | 12-14 | 14-17 | 17-20 | 20-24 |
|------------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Навантаження місцевого району, % | зима | 82 | 100 | 100 | 90 | 98 | 93 | 82 | 82 |
| | літо | 77 | 93 | 93 | 85 | 93 | 88 | 78 | 78 |
| Навантаження місцевого району, МВт | зима | 147,6 | 180 | 180 | 162 | 176,4 | 167,4 | 147,6 | 147,6 |
| | літо | 138,6 | 167,4 | 167,4 | 153 | 167,4 | 158,4 | 140,4 | 140,4 |

Продовження таблиці 2.1

| | | | | | | | | | |
|--|------|---------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт | зима | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 |
| | літо | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 |
| Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт | зима | 7,26 | 10,80 | 10,80 | 8,75 | 10,37 | 9,34 | 7,26 | 7,26 |
| | літо | 6,40 | 9,34 | 9,34 | 7,80 | 9,34 | 8,36 | 6,57 | 6,57 |
| Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт | зима | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 |
| | літо | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 |
| Потужність, що віддається в місцевий район, МВт | зима | 156,66 | 192,60 | 192,60 | 172,55 | 188,57 | 178,54 | 156,66 | 156,66 |
| | літо | 146,80 | 178,54 | 178,54 | 162,60 | 178,54 | 168,56 | 148,77 | 148,77 |
| Навантаження системи, % | зима | 90 | 90 | 100 | 90 | 90 | 95 | 100 | 95 |
| | літо | 85 | 85 | 95 | 85 | 85 | 90 | 95 | 90 |
| Навантаження системи, МВт | зима | 810 | 810 | 900 | 810 | 810 | 855 | 900 | 855 |
| | літо | 765 | 765 | 855 | 765 | 765 | 810 | 855 | 810 |
| Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт | зима | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| | літо | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт | зима | 102,06 | 102,06 | 126,00 | 102,06 | 102,06 | 113,72 | 126,00 | 113,72 |
| | літо | 91,04 | 91,04 | 113,72 | 91,04 | 91,04 | 102,06 | 113,72 | 102,06 |
| Потужність, що віддається в систему, МВт | зима | 930,06 | 930,06 | 1044,00 | 930,06 | 930,06 | 986,72 | 1044,00 | 986,72 |
| | літо | 874,04 | 874,04 | 986,72 | 874,04 | 874,04 | 930,06 | 986,72 | 930,06 |
| Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт | зима | 1086,72 | 1122,6 | 1236,60 | 1102,61 | 1118,63 | 1165,26 | 1200,66 | 1143,38 |
| | літо | 1020,84 | 1052,5 | 1165,26 | 1036,64 | 1052,58 | 1098,62 | 1135,49 | 1078,83 |
| Витрата на власні потреби, МВт | зима | 55,27 | 56,28 | 59,49 | 55,72 | 56,17 | 57,48 | 58,48 | 56,87 |
| | літо | 53,42 | 54,31 | 57,48 | 53,87 | 54,31 | 55,61 | 56,64 | 55,05 |
| Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт | зима | 1142,00 | 1178,9 | 1296,09 | 1158,33 | 1174,80 | 1222,74 | 1259,14 | 1200,24 |
| | літо | 1074,26 | 1106,8 | 1222,74 | 1090,50 | 1106,89 | 1154,23 | 1192,13 | 1133,88 |

Річне вироблення електроенергії:

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

$$E_P = 10146147,28$$

Середнє навантаження станції (P_{cp}):

$$P_{CP} = \frac{E_P}{8760}, \quad (2.13)$$

$$P_{CP} = \frac{101,46 \cdot 10^5}{8760} = 1158,24 \text{ (МВт)};$$

Коефіцієнт заповнення графіку (k_3):

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}; \quad (2.14)$$

$$k_3 = \frac{1158,24}{1296,09} = 0,89;$$

Коефіцієнт використання встановленої потужності (k_B):

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

$$k_B = \frac{1158,24}{1320} = 0,88;$$

Тривалість використання максимального навантаження (T_{\max}):

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

$$T_{\max} = \frac{101,46 \cdot 10^5}{1296,09} = 7828,16 \text{ год};$$

Тривалість використання встановленої потужності ($T_{вст}$):

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

$$T_{вст} = \frac{101,46 \cdot 10^5}{1320} = 7686,36 \text{ год};$$

Коефіцієнт резерву ($K_{рез}$):

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

$$k_{рез} = \frac{1320}{1296,09} = 1,018$$

За результатами розрахунків побудуємо графіки навантаження для зими та літа (рис. 2.1-2.3) та річний графік по тривалості (рис. 2.4), приймаючи що зимовий період триває 183 доби, а літній –182 доби.

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 2.1. Спочатку складаємо графік потужності по даним для зимового періоду, після цього по даним для літнього періоду. По вертикальній вісі відкладаємо величину потужності для даного періоду, а по горизонтальній – тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість замірюється в годинах.

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

| Показник | Розрахункова формула | Числове значення |
|---|--|------------------|
| Максимальне навантаження станції, МВт | P_{max} | 1296,09 |
| Річний виробіток електроенергії, МВт·год. | $E_p = \sum_{i=1}^m P_{sup.t_i} \cdot t_i$ | 10146147,28 |
| Встановлена потужність станції, МВт | $P_{вст}$ | 1320 |
| Середнє навантаження станції, МВт | $P_{cp} = \frac{E_p}{8760}$ | 1158,24 |

Продовження таблиці 2.2

| | | |
|--|---|-------------|
| Коефіцієнт заповнення графіка | $k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$ | 0,89 |
| Коефіцієнт використання встановленої потужності | $k_6 = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}$ | 0,88 |
| Число годин використання максимального навантаження, год. | $T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}$ | 7828,30 |
| Число годин використання встановленої потужності, год. | $T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}$ | 7686,48 |
| Коефіцієнт резерву | $k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$ | 1,02 |
| Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год | $E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПi} \cdot t_i$ | 521098,069 |
| Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год | $E_{внд.p} = E_p - E_{ВПp}$ | 9625049,211 |
| Час максимальних втрат електроенергії, год. | $\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$ | 7944 |

За цим же принципом складаємо графіки потужності, що віддається в систему і графік потужності, що виробляється генераторами ЕС.

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

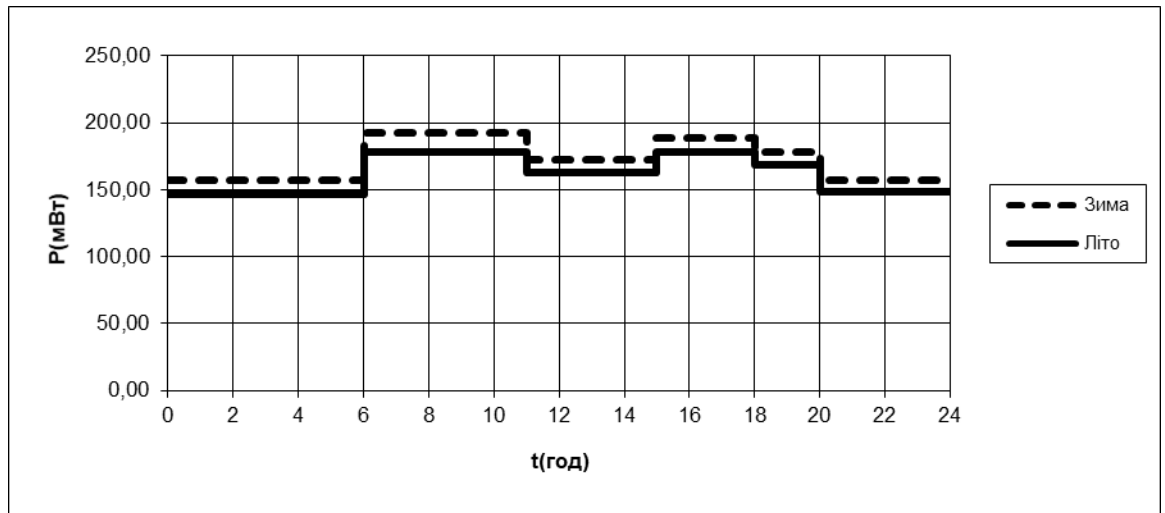


Рисунок 2.1 – Графік потужностей що віддаються в місцевий район.

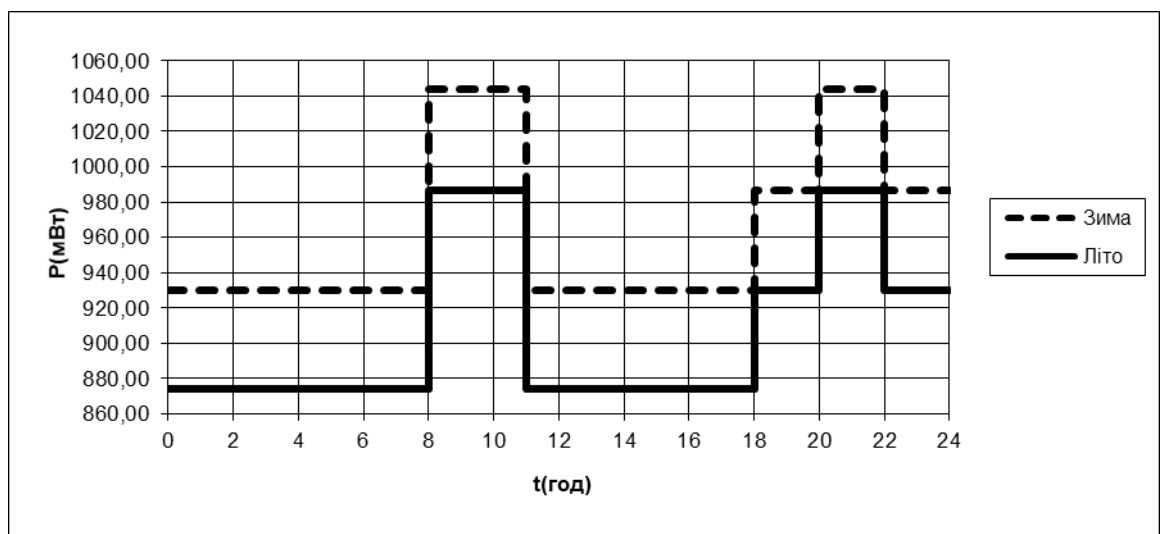


Рисунок 2.2 – Графік потужностей що віддаються в систему.

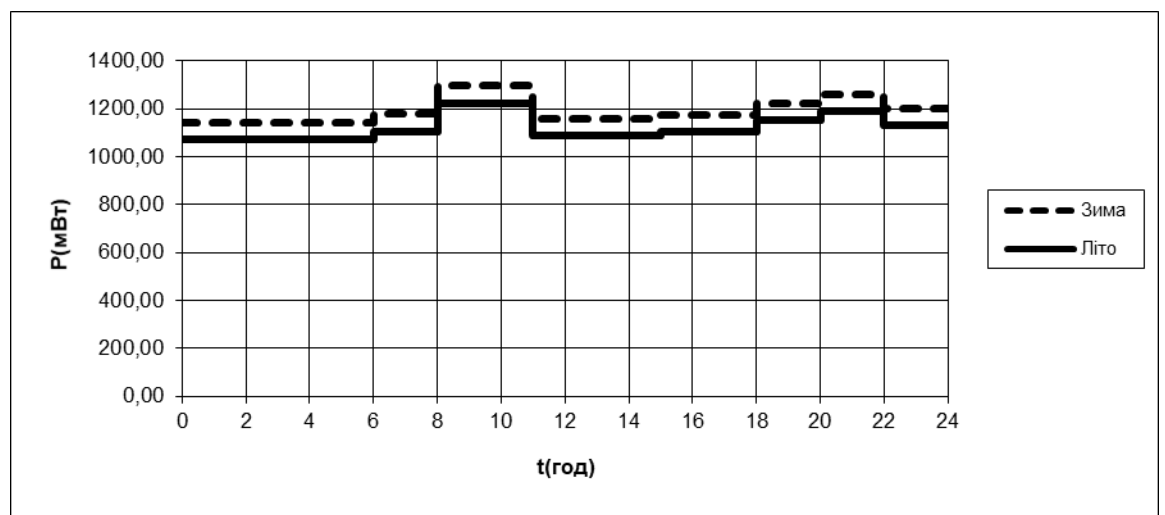


Рисунок 2.3 – Графік сумарної потужності, що віддається з шин станції.

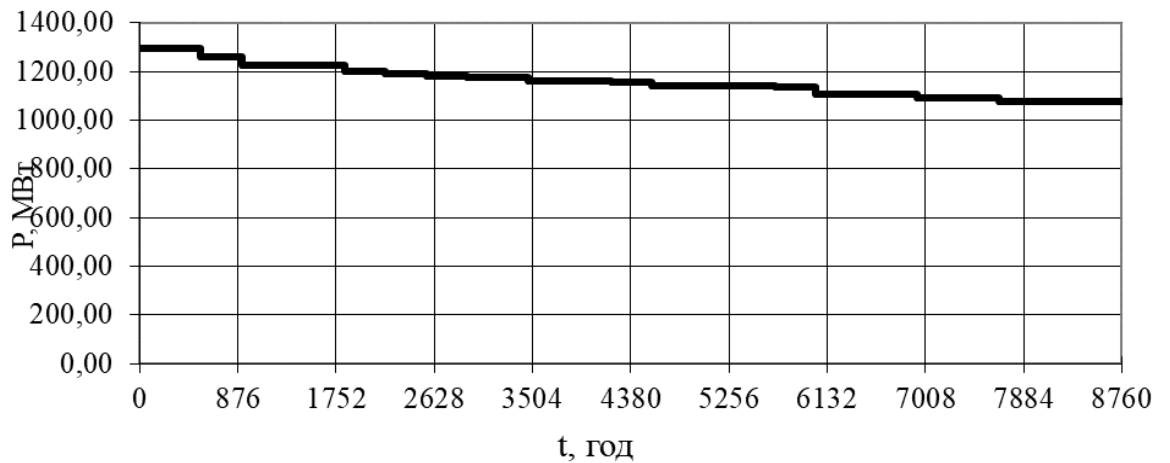


Рисунок 2.4 – Річний графік навантаження.

2.2 Вибір основного обладнання

Тип та одинична потужність турбін, які встановлюються на АЕС, визначаються виходячи з типу та встановленої потужності станції. На АЕС встановлюються конденсаційні турбіни типу К. Згідно завдання вибираємо з [8] для блоків 220 МВт турбіни К-220-44. 2.2.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики турбіни

| Тип турбіни | Номінальна потужність, МВт | Тиск свіжої пари, атм | Температура свіжої пари, С | Температура проміжного перегріву, С | Витрати свіжої пари, м ³ /год | Кількість |
|-------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------------------|--|-----------|
| К-220-44 | 220 | 240 | 560 | 565 | 890 | 4 |

Вибір реактора

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

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики реактора

| Марка | Продуктивність, т/год | Електрична потужність, МВт | Параметри пари | | | Кількість |
|----------|-----------------------|----------------------------|---------------------|------------------|-----------|-----------|
| | | | Тиск на виході, атм | Температура пари | | |
| | | | | Первинної | Вторинної | |
| ВВЕР-440 | 32 | 440 (2×220) | 12,3 | 220 | 268 | 6 |

Реактор ВВЕР-440 – водо-водяний енергетичний реактор корпусного типу, з водою під тиском. Термін "водо-водяний" означає, що сповільнювачем нейтронів і теплоносієм, який відводить тепло, що виділяється в реакторі, служить знесолена вода з розчином бору. Його технічні характеристики приведено в табл. 2.4

Вибір електричних генераторів

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

Для блоків 3×440 беремо генератори ТВВ-220-2ЕУЗ [8].

ТГ є складовою частиною технологічного ланцюга розвитку електроенергії на енергоблоках АЕС. Технічні характеристики генератора наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Основні характеристики генератора

| Марка | Потужність | | Напруга $U_{н1}$, кВ | $I_{н2}$, кА | $\cos\varphi_{н}$ | x''_d | Кількість |
|--------------|------------|-----------|-----------------------|---------------|-------------------|---------|-----------|
| | S , МВА | P , МВт | | | | | |
| ТВВ-220-2ЕУЗ | 258,2 | 220 | 15,75 | 8,625 | 0,85 | 0,195 | 6 |

2.3 Проектування структурної схеми станції

Важливим етапом проектування є вибір головної схеми електричних з'єднань, оскільки він визначає повний склад елементів та зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид

палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему. Вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива, число та потужність агрегатів станції, графіки навантажень споживачів та їх склад, дані про систему.

Вибір схеми приєднання станції до системи.

Головна електрична схема в значній мірі визначає основні показники електричної частини станції, а також обумовлює характеристики ЕС в цілому: надійність, економічність, ремонтоздатність, безпеку обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, можливість подальшого розширення тощо. Тому на етапі проектування до головної схеми електричних з'єднань висувуються такі вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, режимам що очікуються, а також відповідність технологічній схемі;
- простота і наочність, мінімальний об'єм перемикань при зміні режиму, доступність обладнання для ремонту без порушення режиму роботи;
- зручність спорудження електричної частини з врахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ЛЕП;
- можливість автоматизації установки в економічно доцільному обсязі;
- достатня, економічно виправдана міра надійності.

Видача потужності на електростанції, що проектується, буде здійснюватись на двох напругах: в систему - 330 кВ, в місцевий район - 110 кВ.

Вибір числа та пропускної спроможності ЛЕП здійснюється згідно вимог:

- 1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватися видача всієї потужності електростанції;
- 2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі

допускається обмеження потужності, яка видається електростанцією, але, бажано, без зупинки блоків.

Згідно з завдання приймаємо відстань до системи 250 км.

Кількість ЛЕП, що відходять від РП ЕС визначаємо по наступних формулах:

для системи:

$$n_{лен330} = \frac{P_{с.вид.т.маx}}{P_{пр.доп.}} + 1, \quad (2.19)$$

$$n_{лен330} = \frac{1044}{400} + 1 = 3,610 = 4 \text{ (лінії);}$$

для місцевого району:

$$n_{лен110} = \frac{P_{р.вид.т.маx}}{P_{пр.доп.}} + 1, \quad (2.20)$$

$$n_{лен110} = \frac{192,6}{50} + 1 = 4,852 = 5 \text{ (лінії).}$$

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, склад блоків генератор-трансформатор та вид електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторі) (рис. 2.5).

Розподіл генераторів між РП різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги. При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік потужності з РП однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним.

Вибір блочних трансформаторів. Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори, а при неможливості існують варіанти з встановлення двох трифазних трансформаторів на паралельну роботу, або використання трьох однофазних по одному на кожен фазу. Всі трансформатори

й автотрансформатори, крім двохобмоткових блочних трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

$$S_{BT\ розр} \geq S_{ном\ G} - S_{ВП}, \quad (2.21)$$

$$S_{ВП} = P'_{ВП} \cdot \frac{P_{ном\ G}}{\cos \varphi} \cdot k_{П}, \quad (2.22)$$

Перший варіант:

для БТ1: $S_{ном.т} \geq 2(258,2 - 9,35) = 497,9$ МВА;

Другий варіант:

для БТ2: $S_{ном.т} \geq 258,3 - 9,35 = 248,95$ МВА;

Вибір автотрансформаторів зв'язку.

Вибір потужності автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) виконується на основі аналізу перетоків потужностей між РП в різних режимах.

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{\max} = (S_{з.вст} - S_{ВП.макс} - S_{р.макс}) / 1,4, \quad (2.23)$$

$$S_{\max} = \frac{0 \cdot (258,3 - 9,35) - \frac{192,6}{0,85}}{1,4} = -226,588 \text{ (МВА)}.$$

де $S_{ном\ G}$ – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{ВП}$ – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

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

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю

$$S_{\min} = (S_{z.vct} - S_{ВП.\min} - S_{p.\min}) / 1,4, \quad (2.24)$$

$$S_{\min} = \frac{0 \cdot (258,3 - 9,35) - \frac{146,8}{0,85}}{1,4} = -172,706 \text{ (МВА)}.$$

де $S_{p.vid.\min}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район.

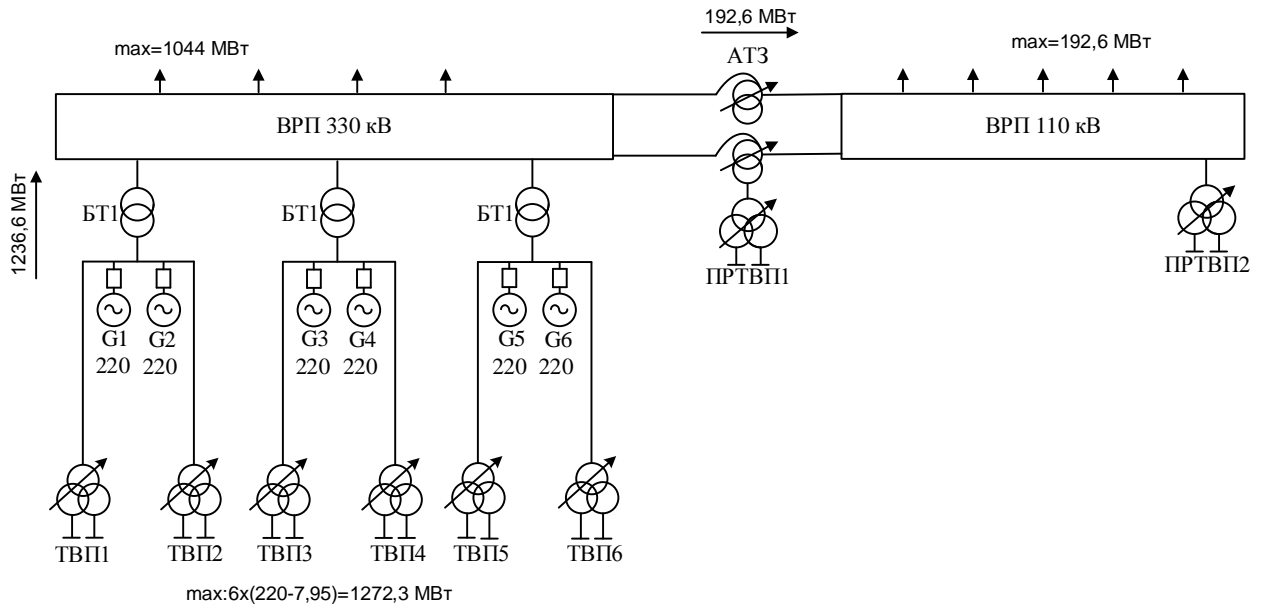
в) аварійне відключення генератора в період максимального навантаження, який включений на шини місцевого району. Оскільки в цій секції увімкнутий один генератор то формула буде мати вигляд:

$$S_{ав} = (S_{z.vct-1} - S_{ВП.\max} - S_{p.\max}) / 2, \quad (2.25)$$

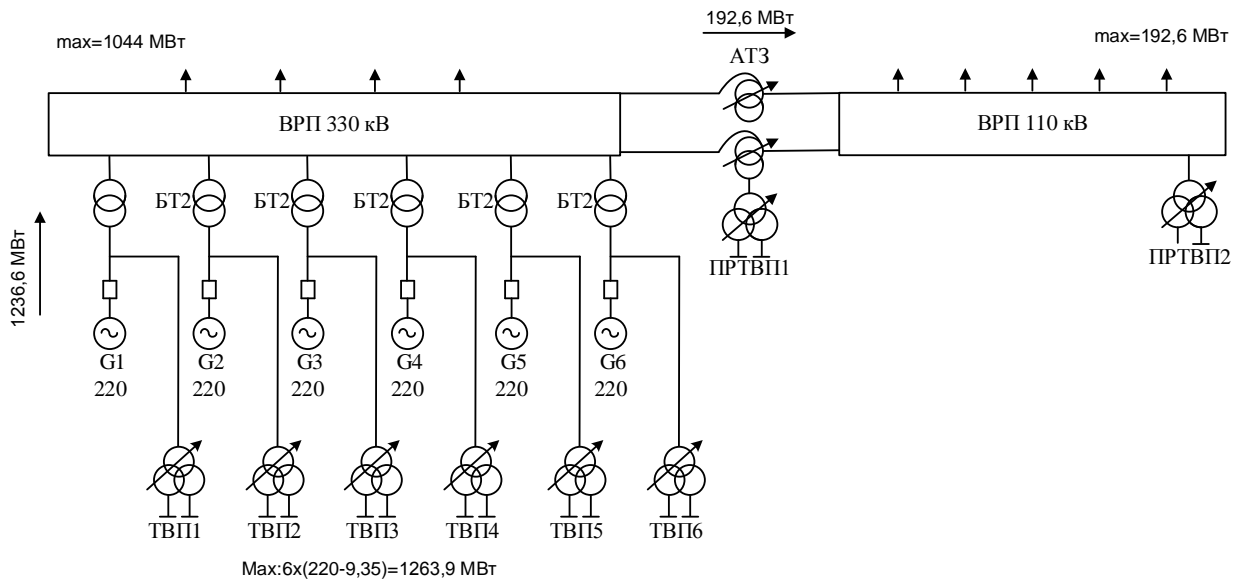
$$S_{ав} = \frac{1 \cdot (258,3 - 9,35) - \frac{192,6}{0,85}}{2} = -226,588 \text{ (МВА)}.$$

По більшому з цих значень виконується вибір потужності АТЗ (в даному випадку це $S_{p.\max} = 161,849$ МВА).

Отже вибираємо автотрансформатор зв'язку типу: АТДЦТН-200000/330/110.



а) 1 варіант



а) 2 варіант

Рисунок 2.5 – Варіанти структурної схеми станції

Вибір трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність працюючих ТВП вибирається згідно з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, які пред'являються до системи власних потреб електростанцій, перенавантаження працюючих ТВП не допускається.

Всі марки та параметри трансформаторів зводимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Параметри трансформаторів

| Позн. на схемі | Тип трансформатора | S _{ном} , МВА | U _{ном} , кВ | | | U _к , % | | | Варт. тис.грн | n |
|----------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|-----|---------|--------------------|-------|-------|---------------|---|
| | | | ВН | СН | НН | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | | |
| Перший варіант | | | | | | | | | | |
| Б-1 | ТДЦ-630000/330 | 630 | 347 | – | 15,75 | – | 11,5 | – | 23160 | 3 |
| ПРТВП1 | ТРДНС-25000/35 | 25 | 36,75 | – | 6,3-6,3 | – | 10,5 | 30 | 1960 | 1 |
| ПРТВП2 | ТРДНС-25000/110 | 25 | 115 | – | 6,3-6,3 | – | 10,5 | 30 | 1960 | 1 |
| ТВП | ТРДНС-25000/35 | 25 | 15,75 | – | 6,3-6,3 | – | 10,5 | 30 | 1280 | 6 |
| АТЗ | АТДЦТН-200000/330/110 | 200 | 330 | 115 | 38,5 | 38 | 10,5 | 25 | 11640 | 2 |
| Другий варіант | | | | | | | | | | |
| Б-2 | ТЦ-250000/330 | 250 | 347 | – | 15,75 | – | 11,5 | – | 12224 | 6 |
| ПРТВП1 | ТРДНС-25000/35 | 25 | 36,75 | – | 6,3-6,3 | – | 10,5 | 30 | 1960 | 1 |
| ПРТВП2 | ТРДНС-25000/110 | 25 | 115 | – | 6,3-6,3 | – | 10,5 | 30 | 1960 | 1 |
| ТВП | ТРДНС-25000/35 | 25 | 15,75 | – | 6,3-6,3 | – | 10,5 | 30 | 1280 | 6 |
| АТЗ | АТДЦТН-200000/330/110 | 200 | 330 | 115 | 38,5 | 38 | 10,5 | 25 | 11640 | 2 |

Розрахункова потужність ТВП визначається:

для блоків ТВВ-220-2ЕУЗ: $S_{ТВП} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,85 = 9,35$ МВА.

Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб.

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$S_{TR \text{ розр.}} = 1,3 \cdot S_{ТВП, \text{ розр.}} \quad (2.26)$$

$$S_{TR \text{ розр.}} = 1,3 \cdot 9,35 = 12,155 \text{ МВА.}$$

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і одночасний пуск другого блока.

$$S_{ПРТВП} = S_{ТВП}, \quad (2.27)$$

$$S_{ПРТВП} = 12 \text{ (МВА)}.$$

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

Розрахунки капіталовкладень для першого варіанту наведені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Розрахунок капіталовкладень
Перший варіант

| Трансформатори | | Вартість одного | Кількість | Сум.вартість |
|-----------------------|-----------------------|-----------------|-----------|--------------|
| Позначення | Тип | (тис.грн) | (шт.) | (тис.грн) |
| БТ | ТДЦ-630000/330 | 23160 | 3 | 69480 |
| ТВП | ТРДНС-25000/35 | 1720 | 6 | 10320 |
| ПРТВП1 | ТРДНС-25000/35 | 1960 | 1 | 1960 |
| ПРТВП2 | ТРДНС-25000/110 | 1960 | 1 | 1960 |
| АТЗ | АТДЦТН-200000/330/110 | 11640 | 2 | 23280 |
| Вимикачі 110 кВ | АВВ ЛТВ 170Е1 | 3300 | 10 | 33000 |
| Вимикачі 330 кВ (3/2) | АВВ ЛТВ 420Е2 | 7500 | 14 | 105000 |
| Заг.вартість | | | | 245000 |

Другий варіант

| Трансформатори | | Вартість одного | Кількість | Сум.вартість |
|----------------|-----------------------|-----------------|-----------|--------------|
| Позначення | Тип | (тис.грн) | (шт.) | (тис.грн) |
| БТ | ТЦ-250000/330 | 12224 | 6 | 73344 |
| ТВП | ТРДНС-25000/35 | 1720 | 6 | 10320 |
| ПРТВП1 | ТРДНС-25000/35 | 1960 | 1 | 1960 |
| ПРТВП2 | ТРДНС-25000/110 | 1960 | 1 | 1960 |
| АТЗ | АТДЦТН-200000/330/110 | 11640 | 2 | 23280 |

Продовження таблиці 2.7

| | | | | |
|-----------------------|---------------|------|----|--------|
| Вимикачі 110 кВ | ABB LTB 170E1 | 3300 | 10 | 33000 |
| Вимикачі 330 кВ (3/2) | ABB LTB 420E2 | 7500 | 18 | 135000 |
| Заг.вартість | | | | 278864 |

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються:

$$B = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5}; \quad (2.28)$$

де $(p_a + p_0)$ – відрахування на амортизацію та обслуговування, з [8]:

$$(p_a + p_0) = 0,094;$$

β – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії, $\beta = 30$ коп/(кВт·год);

ΔW_{Σ} – втрати електроенергії, кВт·год.

Варіант I:

для блоку ВВЕР-440: $S_{ном.т} \geq 440 \cdot 440 \cdot 0,05 = 418$ МВА;

$$S_{\max_{BT1}} = 418 \text{ (МВт)},$$

$$S_{ГЕН1} = S_{НГ1} + S_{НГ2} + S_{НГ3} = 418 + 418 + 418 = 1254 \text{ (МВА)},$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{BT1} = 3 \cdot 345 \cdot 8760 + \left(\frac{1}{3}\right) \cdot 1300 \cdot \left(\frac{418}{630}\right)^2 \cdot 7979,659 = 10588821,672 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{AT3} = 2 \cdot 155 \cdot 8760 + \left(\frac{1}{2}\right) \cdot 560 \cdot \left(\frac{191,41}{2 \cdot 200}\right)^2 \cdot 7979,659 = 3227234,288 \text{ (кВт·год)}$$

;

$$\Delta W_1 = W_{BT1} + W_{AT3}$$

$$\Delta W_1 = 10588821,672 + 3227234,288 = 13816055,960 \text{ (кВт·год)}.$$

Щорічні експлуатаційні втрати:

$$U_1 = \left(\frac{9,4}{100} \right) \cdot 245000 + 30 \cdot 10^{-5} \cdot 13816055,960 = 27170 \text{ (тис. грн.)};$$

Приведені витрати:

$$Зб = p_n \cdot K + B_1; \quad (2.29)$$

$$З_1 = 0,12 \cdot 245000 + 27170 = 56570 \text{ (тис. грн.)}.$$

Варіант II:

для блоку ВВЕР-440: $S_{ном.т} \geq 220 - 220 \cdot 0,05 = 209$ МВА;

$$S_{\max_{BT1}} = 209 \text{ (МВт)},$$

$$\begin{aligned} S_{ГЕН1} &= S_{НГ1} + S_{НГ2} + S_{НГ3} + S_{НГ4} + S_{НГ5} + S_{НГ6} = \\ &= 209 + 209 + 209 + 209 + 209 + 209 = 1254 \text{ (МВА)}, \end{aligned}$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{BT2} = 6 \cdot 214 \cdot 8760 + \left(\frac{1}{2} \right) \cdot 605 \cdot \left(\frac{1036,82}{250} \right)^2 \cdot 7979,659 = 25087267,798 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{AT3} = 2 \cdot 155 \cdot 8760 + \left(\frac{1}{2} \right) \cdot 560 \cdot \left(\frac{191,41}{2 \cdot 200} \right)^2 \cdot 7979,659 = 3227234,288 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_1 = W_{BT1} + W_{AT3}$$

$$\Delta W_1 = 25087267,798 + 3227234,288 = 28314502,086 \text{ (кВт·год)}.$$

Щорічні експлуатаційні втрати:

$$U_2 = \left(\frac{9,4}{100} \right) \cdot 278864 + 30 \cdot 10^{-5} \cdot 28314502,086 = 34710 \text{ (тис. грн.)};$$

Приведені витрати:

$$\begin{aligned} Z_6 &= p_n \cdot K + B_{II}; \\ Z_2 &= 0,12 \cdot 278864 + 34710 = 68170 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned} \quad (2.30)$$

Оскільки приведені затрати для першого варіанту схеми менші, то для проєктованої АЕС, вибираємо блочний тип схеми станції по I варіанту, оскільки він забезпечує менші втрати електроенергії та однотипність обладнання.

2.4 Вибір схем ВРУ 330 кВ та ВРУ 110 кВ

Згідно рекомендацій, намічаємо такі схеми ВРУ різних напруг [9, 10].

Для ВРУ-330 кВ приймаємо такі варіанти:

а) схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання» (3/2) (рис 2.7);

б) схема «дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання» (4/3) (рис 2.8).

Для ВРУ-110 кВ приймаємо схему «дві системи збірних шин з обхідною» (рисунок 2.6).

Вибір схеми ВРУ-330 кВ здійснюється за критерієм мінімальних приведених витрат з урахуванням надійності [8]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.31)$$

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

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

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.32)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.33)$$

де $a=8,4 \%$.

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

Очікуваний збиток внаслідок перерви живлення внаслідок відмов вимикачів [8]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.34)$$

де $y_0 = 22$ 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 $M(3)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [8].

Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо в таблицю 2.9.

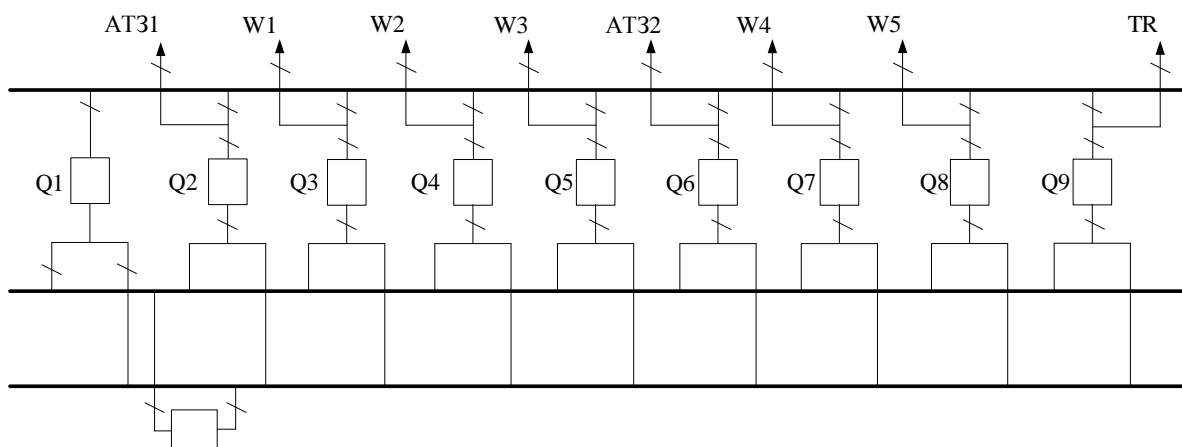


Рисунок 2.6 – Схема ВРУ 110 кВ

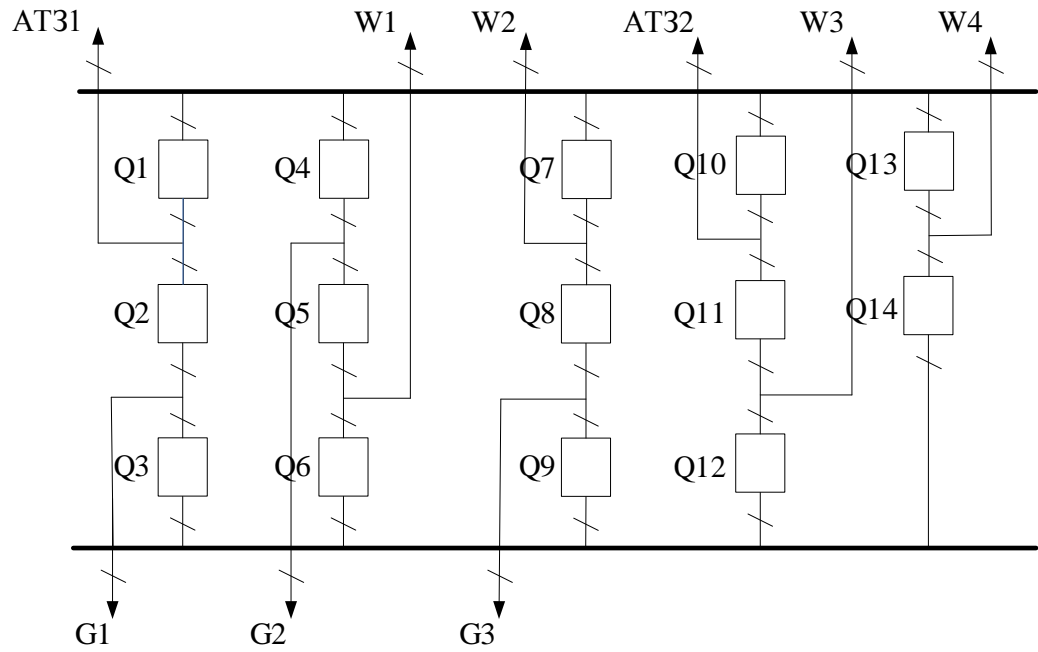


Рисунок 2.7 – Схема ВРУ 330 кВ (3/2) (1-ий варіант)

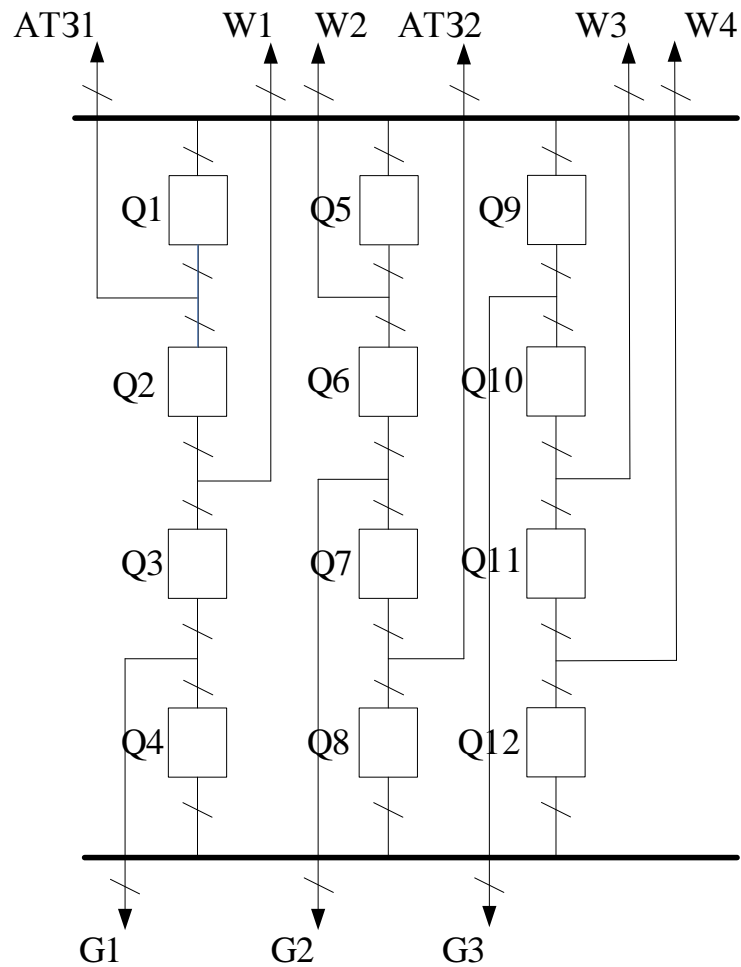


Рисунок 2.8 – Схема ВРУ 330 кВ (4/3) (2-ий варіант)

Очікуваний збиток через відмови вимикачів.

$$M(3)_I = 22 \cdot (0,0079932 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357) + 0,0341041 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 357) + 0,0000719 \cdot (1 \cdot 6 \cdot 357 + 7 \cdot 1 \cdot 357 + 2 \cdot 187,5 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 2 \cdot 187,5 \cdot 357 + 2 \cdot 1 \cdot 193 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 797 + 1 \cdot 1 \cdot 164 + 1 \cdot 1 \cdot 397 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 244) + 0,0003068 \cdot (15 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 2 \cdot 1 \cdot 244)) = 1187,9 \text{ (тис. грн);}$$

$$M(3)_{II} = 22 \cdot (0,0077055 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357) + 0,0328767 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 244) + 0,0000719 \cdot (11 \cdot 1 \cdot 357 + 3 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 187,5 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 2 \cdot 187,5 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 797 + 1 \cdot 1 \cdot 397 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357) + 0,0003068 \cdot (15 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 1 \cdot 1 \cdot 357 + 2 \cdot 1 \cdot 244)) = 879,59 \text{ (тис. грн).}$$

Результати побудови таблиці станів для двох варіантів наведено в Додаток В.

Таблиця 2.8 – Показники надійності вимикачів 330 кВ

| Напруга, кВ | Складова параметра потоку відмов, 1/рік | | Час відновлення, T_B , год. | Частота планових ремонтів, μ , 1/рік | Тривалість планового ремонту, T_n , год. |
|-------------|---|------------|-------------------------------|--|--|
| | ω_1 | ω_2 | | | |
| 330 | 0,015 | 0,005 | 100 | 0,2 | 250 |

Таблиця 2.9 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-330 кВ

| Параметр | | Числове значення для варіанта | |
|---|---|-------------------------------|-----------|
| | | I | II |
| Кількість комірок з вимикачами, шт. | n_k | 14 | 18 |
| Вартість комірки, тис.грн | C_k | 7500 | 7500 |
| Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік | $\omega_{zв} = 0,6 \cdot \omega_1$ | 0,009 | 0,009 |
| | $\omega_{лв} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$ | 0,038 | 0,038 |
| Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_o) режимів роботи РУ | $K_p = \mu \cdot T_n / 8760$ | 0,007991 | 0,007991 |
| | $K_o = 1 - n_k \cdot K_p$ | 0,888128 | 0,856164 |
| Час простою елемента, год: | $T_o = T_{вум} \cdot m \cdot T_p$ | 1 | 1 |
| | $T_{en} = T_e \cdot T_e^2 / (2 \cdot T_n)$ | 86 | 86 |
| Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах | $K_o \cdot \omega_{zв}$ | 0,0079932 | 0,0077055 |
| | $K_o \cdot \omega_{лв}$ | 0,0341041 | 0,0328767 |
| | $K_p \cdot \omega_{zв}$ | 0,0000719 | 0,0000719 |
| | $K_p \cdot \omega_{лв}$ | 0,0003068 | 0,0003068 |

Проведемо розрахунок надійності на прикладі двох схем ВРУ 330 (табл. 2.10-2.11).

Таблиця 2.10 – Розрахункові показники надійності схеми 1 ВРУ-330 кВ

| Найменування елементів, що відключаються | Потужність, що втрачається Р, МВт | Час простою $T_0 / T_{ен}$, год | k_0 | | k_p | |
|--|-----------------------------------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | $\omega_{з.б}$ | $\omega_{л.б}$ | $\omega_{з.б}$ | $\omega_{л.б}$ |
| 1. G, АТ | 357 | 1 | 1 | 0 | 16 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 2. G | 357 | 1 | 1 | 0 | 7 | 0 |
| | | 187,5 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| 3. G, W | 357 | 1 | 0 | 1 | 1 | 15 |
| | | - | - | - | - | - |
| 4. W, D(AT, G) | 357 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | | - | - | - | - | - |
| 5. D(AT, G) | 357 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | 187,5 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| 6. АТ, АТ | 193 | 1 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 7. W, G | 357 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| | | - | - | - | - | - |
| 8. G, D(AT, G) | 797 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 9. АТ, D(AT, G) | 164 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 10. G, D(W, G) | 397 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 11. W, W | 244 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| | | - | - | - | - | - |
| 12. G, D(AT, W) | 357 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 13. W, D(AT, W) | 244 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |

Таблиця 2.11 – Розрахункові показники надійності схеми 2 ВРУ-330 кВ

| Найменування елементів, що відключаються | Потужність, що втрачається Р, МВт | Час простою $T_0 / T_{ен}$, год | k_0 | | k_p | |
|--|-----------------------------------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | $\omega_{з.б}$ | $\omega_{л.б}$ | $\omega_{з.б}$ | $\omega_{л.б}$ |
| 1. G, АТ | 357 | 1 | 1 | 0 | 11 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 2. G | 357 | 1 | 1 | 0 | 3 | 0 |
| | | 187,5 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 3. G, W | 357 | 1 | 0 | 1 | 1 | 10 |
| | | - | - | - | - | - |
| 4. W, D(AT, G) | 357 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | | - | - | - | - | - |

Продовження таблиці 2.11

| | | | | | | |
|-------------------|-----|-------|---|---|---|----|
| 5. G, W, W | 357 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| | | 187,5 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| 6. W, G | 357 | 1 | 0 | 1 | 1 | 10 |
| | | - | - | - | - | - |
| 7. G, D(AT, G) | 797 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 8. G, D(W, G) | 397 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 9. G, D(G, W, AT) | 357 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 10. W, W | 244 | 1 | 0 | 1 | 0 | 11 |
| | | - | - | - | - | - |
| 11. G, D(AT, W) | 357 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | | - | - | - | - | - |
| 12. W, D(W, AT) | 244 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | | - | - | - | - | - |
| 13. AT, W, G | 357 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| | | - | - | - | - | - |

Остаточню обираємо перший варіант схеми ВРУ-330 кВ – полуторну (3/2).

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Виробництво електроенергії на АЕС повністю механізоване. Велика кількість механізмів забезпечує роботу агрегатів електростанції - насосів, вентиляторів, подрібнювачів і т. д. Нормальна робота електростанції можлива тільки при надійній роботі всіх механізмів самообслуговування, що можливо тільки при надійному електроживленні.

Основними напругами, які застосовуються в системі ВП, є 6 кВ (для двигунів потужністю більше 200 кВт) та 0,38/0,23 кВ для всіх інших споживачів. Розподільчий пристрій ВП виконується з однією секціонованою системою шин. Кожна секція або секції попарно приєднуються до робочого трансформатора ВП.

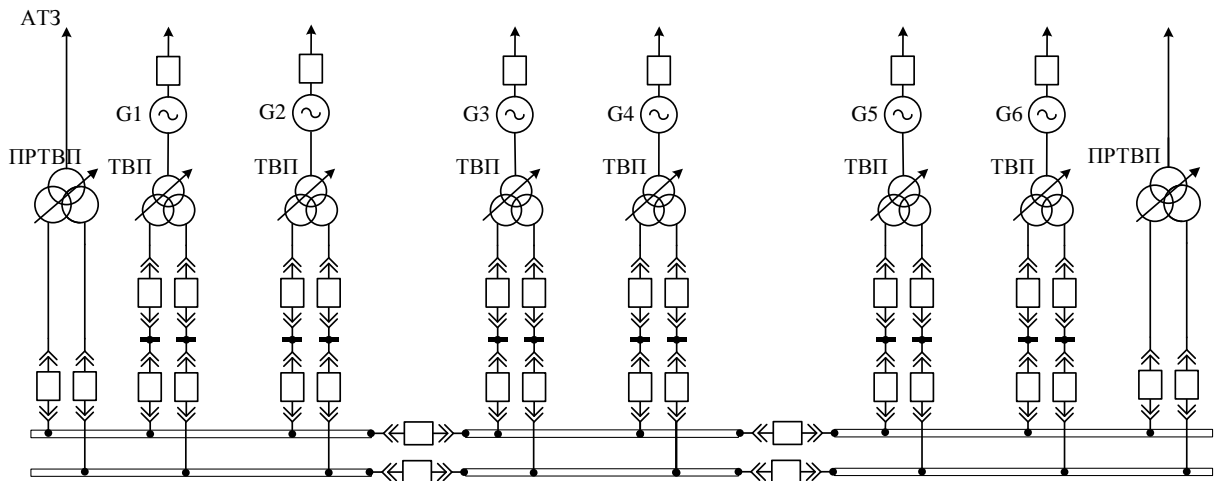


Рисунок 2.9 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

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

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струму короткого замикання проводиться для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки установок релейного захисту та автоматики.

Для розрахунку струмів КЗ складається розрахункова схема, по якій складається електрична схема заміщення. Шляхом поступового перетворення схема заміщення приводиться до більш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел були зв'язані з точкою КЗ одним результуючим опором. Знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, по закону Ома визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім ударний струм, періодичну та аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

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

намічаємо точки КЗ (рис 2.10). На підставі розрахункової схеми складаємо схему заміщення електроустановки (рис 2.12).

Розрахунок опорів заступної схеми.

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

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

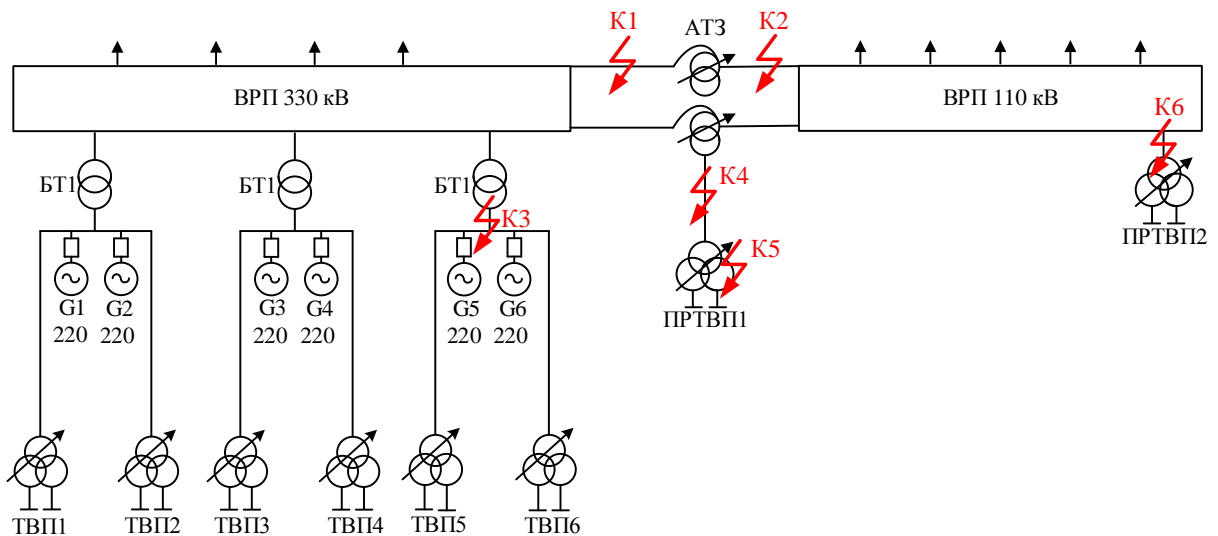


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема електроустановки

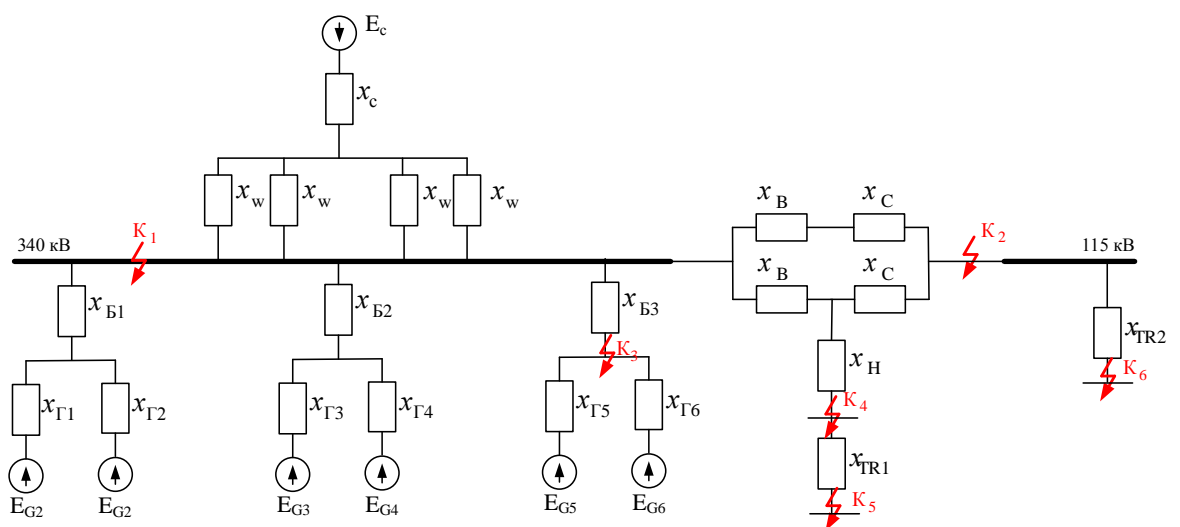


Рисунок 2.11 – Еквівалентна схема заміщення станції

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_C = X_{*ном} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.35)$$

$$X_C = 0,26 \cdot \frac{1000}{20100} = 0,013;$$

- ЛЕП 330:

$$X_{1-4} = X_{y\partial} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}; \quad (2.36)$$

$$X_{1-4} = 0,4 \cdot 250 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,865;$$

- блочного трансформатора БТ:

$$X_{BT1} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.37)$$

$$X_{BT1} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,31;$$

- генераторів G:

$$X_{TG} = X_{d*ном}'' \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.38)$$

$$X_{TG} = 0,195 \cdot \frac{1000}{258,3} = 0,755;$$

- ПРТВП 1:

$$X_{ПРТВП1} = 1,875 \cdot \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.39)$$

$$X_{ПРТВП1} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

- ПРТВПІ 2:

$$X_{\text{ПРТВПІ 2}} = 1,875 \cdot \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.40)$$

$$X_{\text{ПРТВПІ 2}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

- АТЗ:

$$u_{\text{кв}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{кв-н}\%} + u_{\text{кв-с}\%} - u_{\text{к с-н}\%}); \quad (2.41)$$

$$u_{\text{кв}\%} = 0,5 \cdot (10,5 + 38 - 25) = 11,75\%;$$

$$u_{\text{кн}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{кв-н}\%} + u_{\text{к с-н}\%} - u_{\text{кв-с}\%}); \quad (2.42)$$

$$u_{\text{кн}\%} = 0,5 \cdot (38 + 25 - 10,5) = 26,25\%;$$

$$u_{\text{кс}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{кв-с}\%} + u_{\text{к с-н}\%} - u_{\text{кв-н}\%}); \quad (2.43)$$

$$u_{\text{кс}\%} = 0,5 \cdot (10,5 + 25 - 38) = -1,25\%;$$

$$X_B = \frac{u_{\text{кв}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.44)$$

$$X_B = \frac{11,75}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,847;$$

$$X_C = 0;$$

$$X_H = \frac{u_{\text{кн}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.45)$$

$$X_H = \frac{38,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,847.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$

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

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E''_*}{x_{\text{рез}^*}} \cdot I_B; \quad (2.46)$$

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

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.47)$$

К₁ Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 . Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис 2.12).

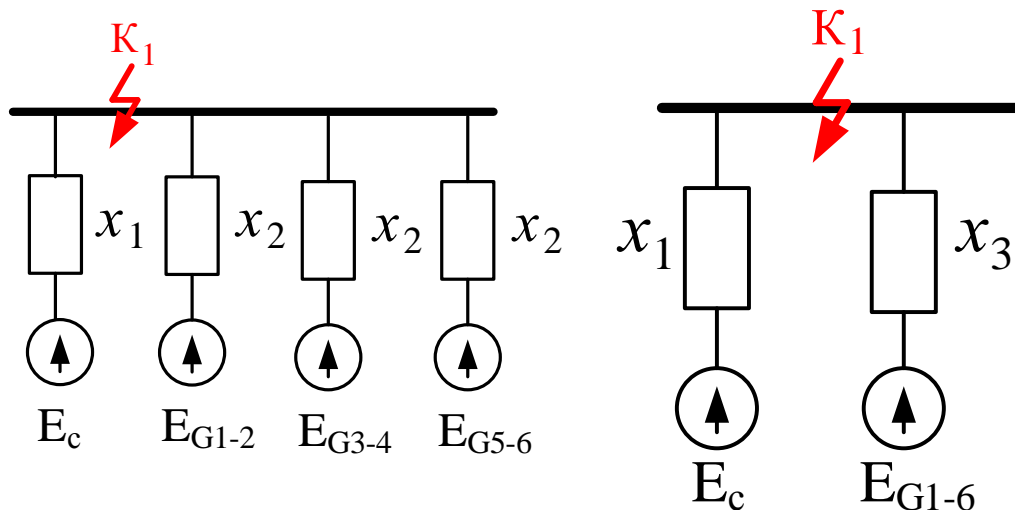


Рисунок 2.12 – Спрощення схеми для точки К1

$$X_1 = X_C + \frac{X_{лC}}{n}; \quad (2.48)$$

$$X_1 = 0,013 + \frac{0,865}{4} = 0,229;$$

$$X_2 = X_{BT} + X_{Г} / 2; \quad (2.49)$$

$$X_2 = 0,445 + 0,755 / 2 = 0,823;$$

$$X_3 = X_3 / 3; \quad (2.50)$$

$$X_3 = 0,823 / 3 = 0,274;$$

$$E_{G1-6} = 1,13; E_c = 1.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.51)$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 1,698 \text{ (кА)};$$

$$I_{пос} = \frac{E_c''}{X_1} \cdot I_B; \quad (2.52)$$

$$I_{пос} = \frac{1}{0,229} \cdot 1,698 = 7,409 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пос}_{G_{1-6}}} = \frac{E''_{G_{1-6}}}{X_3} \cdot I_B; \quad (2.53)$$

$$I_{\text{пос}_{G_{1-6}}} = \frac{1,13}{0,229} \cdot 1,698 = 8,372 \text{ (кА)};$$

К₂ Проведемо спрощення схеми (рис 2.13)

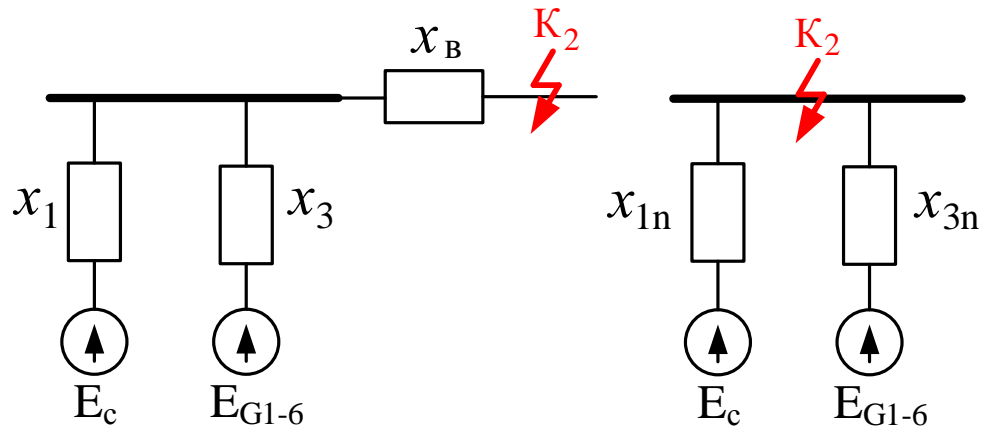


Рисунок 2.13 – Спрощення схеми для точки К₂

$$X_{\Delta} = \frac{X_B}{2} \cdot (X_1 + X_3); \quad (2.54)$$

$$X_{\Delta} = \frac{0,294}{2} \cdot (0,229 + 0,274) = 0,074;$$

$$X_{1n} = X_1 + \frac{X_{\Delta}}{X_3}; \quad (2.55)$$

$$X_{1n} = 0,229 + \frac{0,074}{0,274} = 0,499;$$

$$X_{3n} = X_3 + \frac{X_{\Delta}}{X_1}; \quad (2.56)$$

$$X_{3n} = 0,274 + \frac{0,074}{0,229} = 0,597;$$

$$E_{G_{1-6}} = 1,13; E_c = 1.$$

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

$$I_{\text{пос}} = \frac{E''_c}{X_{1n}} \cdot I_B;$$

$$I_{\text{пос}} = \frac{1}{0,499} \cdot 5,02 = 10,064 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{пोग}_{1-6}} = \frac{E''_{G_{1-6}}}{X_{3n}} \cdot I_B;$$

$$I_{\text{пोग}_{1-6}} = \frac{1,13}{0,597} \cdot 5,02 = 9,505 \text{ (кА)};$$

К₃ Проведемо спрощення схеми (рис 2.14)

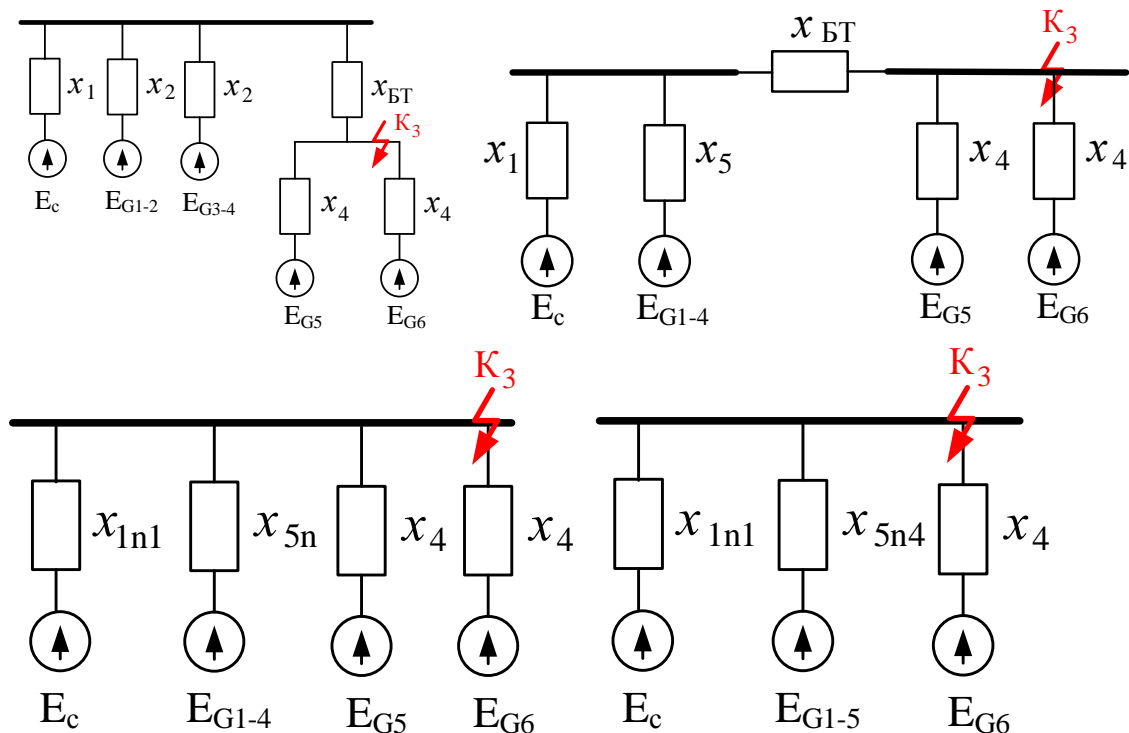


Рисунок 2.14 – Спрощення схеми для точки К₃

$$X_5 = X_2 / 2; \quad (2.57)$$

$$X_5 = 0,823 / 2 = 0,411;$$

$$X_{\Delta 2} = X_{BT} \cdot (X_1 + X_5); \quad (2.58)$$

$$X_{\Delta 2} = 0,445 \cdot (0,229 + 0,411) = 0,285;$$

$$X_{1n1} = X_1 + \frac{X_{\Delta 2}}{X_5}; \quad (2.59)$$

$$X_{1n1} = 0,229 + \frac{0,285}{0,411} = 0,922;$$

$$X_{5n} = X_5 + \frac{X_{\Delta 2}}{X_1}; \quad (2.60)$$

$$X_{5n} = 0,411 + \frac{0,285}{0,229} = 1,656;$$

$$X_{5n4} = \frac{X_{5n} \cdot X_4}{X_{5n} + X_4}; \quad (2.61)$$

$$X_{5n4} = \frac{1,656 \cdot 0,377}{1,656 + 0,377} = 0,307;$$

$$E_{G1-5} = 1,13; E_c = 1.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 15,75) = 36,657 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{E_c''}{X_{1n1}} \cdot I_B;$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{1}{0,922} \cdot 36,657 = 39,737 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОР}_{G1-5}} = \frac{E_{G1-5}''}{X_{5n4}} \cdot I_B;$$

$$I_{\text{ПОР}_{G1-5}} = \frac{1,13}{0,307} \cdot 36,657 = 134,758 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОР}_{G6}} = \frac{E_{G6}''}{X_4} \cdot I_B;$$

$$I_{\text{ПОР}_{G6}} = \frac{1,13}{0,755} \cdot 36,657 = 54,869 \text{ (кА)};$$

К4 Проведемо спрощення схеми (рис 2.15)

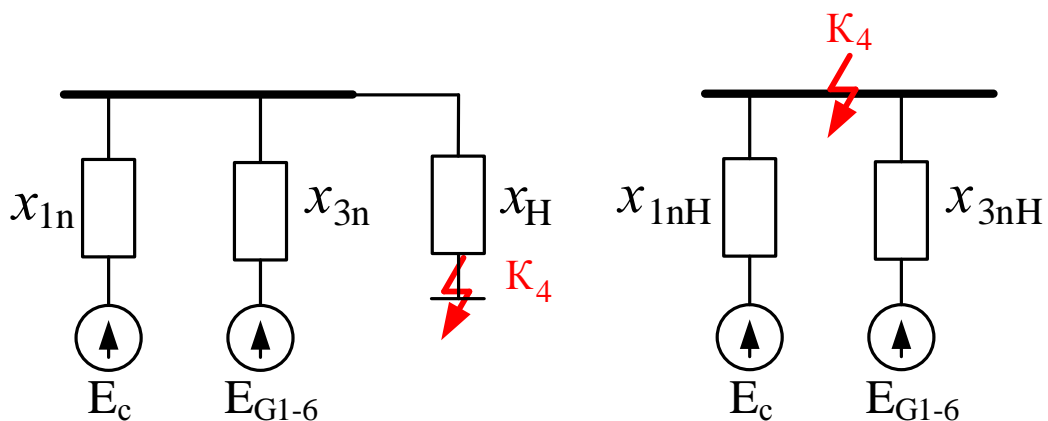


Рисунок 2.15 – Спрощення схеми для точки К4

$$X_{\Delta 3} = X_H \cdot (X_{1n} + X_{3n}); \quad (2.62)$$

$$X_{\Delta 3} = 1,313 \cdot (0,499 + 0,597) = 1,439;$$

$$X_{1nH} = X_{1n} + \frac{X_{\Delta 3}}{X_{3n}}; \quad (2.63)$$

$$X_{1nH} = 0,499 + \frac{1,439}{0,597} = 2,909;$$

$$X_{3nH} = X_{3n} + \frac{X_{\Delta 3}}{X_{1n}}; \quad (2.64)$$

$$X_{3nH} = 0,597 + \frac{1,439}{0,499} = 3,481;$$

$$E_{G1-6} = 1,13; E_c = 1.$$

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

$$I_{\text{Пос}} = \frac{E_c''}{X_{1n}} \cdot I_B; \quad (2.65)$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{0,499} \cdot 5,02 = 10,064 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог}_{1-6}} = \frac{E_{G1-6}''}{X_{3n}} \cdot I_B; \quad (2.66)$$

$$I_{\text{Пог}_{1-6}} = \frac{1,13}{0,597} \cdot 5,02 = 9,505 \text{ (кА)};$$

К5 Проведемo спрoщення схеми (рис 2.16)

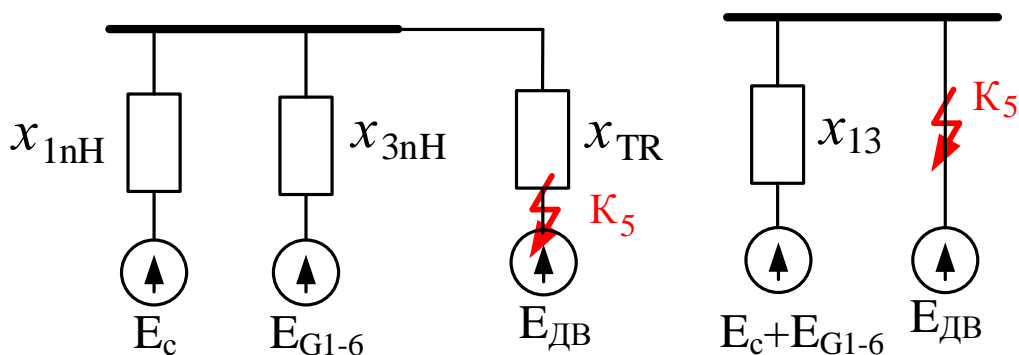


Рисунок 2.16 – Спрoщення схеми для точки К5

$$X_{13} = \frac{X_{1nH} \cdot X_{3nH}}{X_{1nH} + X_{3nH}} + X_{TR1}; \quad (2.67)$$

$$X_{13} = \frac{2,909 \cdot 3,481}{2,909 + 3,481} + 7,875 = 9,442 \text{ (кА)};$$

$$E_c + E_{G1-6} = 1.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,643 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пос}+G_{1-6}} = \frac{E''_{C+G_{1-6}}}{X_{13}} \cdot I_B; \quad (2.68)$$

$$I_{\text{Пос}+G_{1-6}} = \frac{1}{9,442} \cdot 91,643 = 9,706 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОД}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{\text{НОМTR}}}{U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.69)$$

$$I_{\text{ПОД}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 9,35}{6 \cdot 2} = 3,896 \text{ (кА)};$$

К6 Проведемо спрощення схеми (рис 2.17)

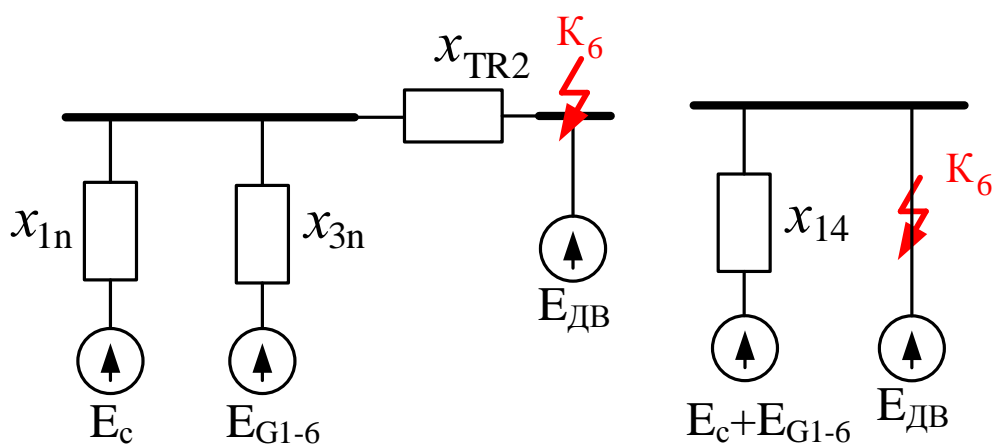


Рисунок 2.17 – Спрощення схеми для точки К6

$$X_{14} = \frac{X_{1n} \cdot X_{3n}}{X_{1n} + X_{3n}} + X_{TR2}; \quad (2.70)$$

$$X_{14} = \frac{0,499 \cdot 0,597}{0,499 + 0,597} + 7,875 = 8,129 \text{ (кА)};$$

$$E_c + E_{G1-6} = 1.$$

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

$$I_{\text{Пос}+G_{1-6}} = \frac{E''_{C+G_{1-6}}}{X_{14}} \cdot I_B; \quad (2.71)$$

$$I_{\text{ПОС}+G_{1-6}} = \frac{1}{8,129} \cdot 5,02 = 11,274 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОД}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{\text{НОМTR}}}{U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.72)$$

$$I_{\text{ПОД}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 9,35}{6 \cdot 2} = 3,896 \text{ (кА)};$$

Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ момент часу $t = \tau$.

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_y; \quad (2.73)$$

де $I_{\text{ПО}}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ; k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ [8].

Таблиця 2.12 – Величини для розрахунку складових струмів КЗ

| | Джерела струмів КЗ | $I_{\text{но}}, \text{кА}$ | $\tau, \text{с}$ | $T_a, \text{с}$ | k_y | $e^{-\tau/T_a}$ |
|----------------------------------|--------------------|----------------------------|------------------|-----------------|-------|-----------------|
| К₁ шини 330 кВ | Система | 7,409 | 0,017 | 0,06 | 1,435 | 0,435 |
| | Генератори 1-6 | 8,372 | 0,017 | 0,30 | 1,846 | 0,846 |
| | Сума | 15,781 | | | | |
| К₂ шини 110 кВ | Система | 10,064 | 0,018 | 0,06 | 0,435 | 0,435 |
| | Генератори 1-6 | 9,505 | 0,018 | 0,30 | 1,846 | 0,846 |
| | Сума | 19,569 | | | | |
| К₃ Г6 | Система | 39,737 | 0,05 | 0,06 | 1,435 | 0,435 |
| | Генератор 1-5 | 134,758 | 0,05 | 0,30 | 1,846 | 0,846 |
| | Сума без Г6 | 174,495 | | | | |
| | Генератор 6(КЗ) | 54,869 | 0,05 | 0,37 | 1,874 | 0,874 |
| | Сума | 229,364 | | | | |

Прожовження таблиці 2.12

| | | | | | | |
|-----------------------|----------------|--------|------|-------|-------|-------|
| K ₄ АТЗ | Система | 10,064 | 0,05 | 0,06 | 1,435 | 0,435 |
| | Генератори 1-6 | 9,505 | 0,05 | 0,30 | 1,846 | 0,846 |
| | Сума | 19,569 | | | | |
| K ₅ ПРТВП1 | Генератори +С | 9,706 | 0,05 | 0,045 | 1,895 | 0,895 |
| | Ел двигуни в.п | 3,896 | 0,05 | 0,04 | 1,882 | 0,882 |
| | Сума | 13,602 | | | | |
| K ₆ ПРТВП2 | Генератори +С | 11,274 | 0,05 | 0,045 | 1,895 | 0,895 |
| | Ел двигуни в.п | 3,896 | 0,05 | 0,04 | 1,882 | 0,882 |
| | Сума | 15,17 | | | | |

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ для часу $t > 0$ в першу чергу необхідно знати для вибору комутаційної апаратури. Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{\text{вв}} + 0,01,$$

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

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.74)$$

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.13 – Попередній вибір вимикачів

| | | | |
|------------|----------------|--------------------------|------------------|
| ВРУ 330 кВ | ABB LTB 170E1 | $t_{\text{вв}} = 0,04$ с | $\tau = 0,017$ с |
| ВРУ 110 кВ | ABB LTB 420E2 | $t_{\text{св}} = 0,04$ с | $\tau = 0,018$ с |
| РП 6,3 | ВР-2-40/2000УЗ | $t_{\text{св}} = 0,04$ с | $\tau = 0,05$ с |

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

□₁ Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y; \quad (2.75)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 7,409 \cdot 1,435 = 15,036 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG_{1-6}} \cdot k_y; \quad (2.76)$$

$$i_{yG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot 8,372 \cdot 1,846 = 21,856 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{aC}}; \quad (2.77)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 7,409 \cdot 0,435 = 4,558 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG_{1-6}} \cdot e^{-\tau/T_{aG_{1-6}}}; \quad (2.78)$$

$$i_{arG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot 8,372 \cdot 0,846 = 10,016 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то приймаємо, що

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = const.$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 7,409 \text{ (кА)};$$

Розраховуємо періодичні складові струму КЗ.

$$I'_{номG_{1-6}} = \frac{n \cdot S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}}; \quad (2.79)$$

$$I'_{номG_{1-6}} = \frac{6 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 340} = 3,773 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG_{1-6}}}{I'_{номG_{1-6}}} = \frac{8,372}{2,632} = 3,181 > 1;$$

$$\frac{I_{n\tau G_{1-6}}}{I_{no G_{1-6}}} = 0,95 \Rightarrow I_{n\tau G_{1-6}} = 0,95 \cdot 8,372 = 7,953 \text{ (кА)};$$

К₂ Всі розрахунки аналогічні випадку К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y;$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 10,064 \cdot 1,435 = 20,424 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG_{1-6}} \cdot k_y;$$

$$i_{yG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot 9,505 \cdot 1,846 = 24,814 \text{ (кА)};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 10,064 \cdot 0,435 = 6,191 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG_{1-6}} \cdot e^{-\tau/T_{aG_{1-6}}};$$

$$i_{arG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot 3,093 \cdot 0,846 = 11,372 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 10,064 \text{ (кА)};$$

$$I'_{номG_{1-6}} = \frac{6 \cdot S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{6 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,781 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG_{1-6}}}{I'_{номG_{1-6}}} = \frac{9,505}{2,632} = 3,612 > 1;$$

$$\frac{I_{n\tau G_{1-6}}}{I_{no G_{1-6}}} = 0,98 \Rightarrow I_{n\tau G_{1-6}} = 0,98 \cdot 9,505 = 9,315 \text{ (кА)};$$

К₃

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y;$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 39,737 \cdot 1,435 = 80,642 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG_{1-5}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG_{1-5}} \cdot k_y;$$

$$i_{yG_{1-5}} = \sqrt{2} \cdot 134,758 \cdot 1,846 = 351,804 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG_6K3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG_6K3} \cdot k_y;$$

$$i_{yG_6K3} = \sqrt{2} \cdot 54,869 \cdot 1,874 = 145,416 \text{ (кА)};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 39,737 \cdot 0,435 = 24,446 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG_{1-5}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG_{1-5}} \cdot e^{-\tau/T_{aG_{1-5}}};$$

$$i_{arG_{1-5}} = \sqrt{2} \cdot 134,758 \cdot 0,846 = 161,228 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG_6K3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG_6K3} \cdot e^{-\tau/T_{aG_6}};$$

$$i_{arG_6K3} = \sqrt{2} \cdot 54,869 \cdot 0,874 = 67,819 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 39,737 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{нoM G_{1-5}} = \frac{S_{нoM G}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp K3}} = \frac{5 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 47,343 \text{ (кА)};$$

$$I'_{нoM G_6K3} = \frac{S_{нoM G}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp K3}} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,469 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG_{1-5}}}{I'_{нoM G_{1-5}}} = \frac{134,758}{47,343} = 2,846 > 1;$$

$$\frac{I_{n\tau G_{1-5}}}{I_{noG_{1-5}}} = 0,94 \Rightarrow I_{n\tau G_{1-5}} = 0,94 \cdot 134,758 = 126,673 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG_6K3}}{I'_{нoM G_6K3}} = \frac{9,469}{54,869} = 5,795 > 1;$$

$$\frac{I_{n\tau G_6}}{I_{noG_6}} = 0,85 \Rightarrow I_{n\tau G_6} = 0,85 \cdot 54,869 = 46,639 \text{ (кА)};$$

К₄

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y;$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 10,064 \cdot 1,435 = 20,424 \text{ (кА)};$$

$$i_{y G_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot I_{no G_{1-6}} \cdot k_y;$$

$$i_{y G_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot 9,505 \cdot 1,846 = 24,814 \text{ (кА)};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 10,064 \cdot 0,435 = 6,191 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG_{1-6}} \cdot e^{-\tau/T_{aG_{1-6}}};$$

$$i_{arG_{1-6}} = \sqrt{2} \cdot 9,505 \cdot 0,846 = 11,372 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 10,064 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{номG_{1-6}} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{6 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 24,183 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG_{1-6}}}{I'_{номG_{1-6}}} = \frac{9,505}{24,183} = 0,393 < 1 \text{ коротке віддалене } I_{n\tau G1} = I_{noG1} = 9,505 \text{ (кА)};$$

Для подальших розрахунків в системі ВП бкв залишаємо точку К6.

К6 КЗ в системі власних потреб електростанції.

Розрахунок проводимо, користуючись рекомендаціями [8].

Ударний струм, аперіодична складова:

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(C+G)} \cdot k_{yC+G};$$

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot 9,706 \cdot 1,895 = 26,011 \text{ (кА)};$$

де k_{yC+G} визначається по кривим [8].

$$i_{yD} = \sqrt{2} \cdot I_{ноД} \cdot k_{yД};$$

$$i_{yD} = \sqrt{2} \cdot 3,896 \cdot 1,882 = 10,369 \text{ (кА)};$$

$$i_{ar(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(C+G)} \cdot e^{-\tau/T_{ac}};$$

$$i_{ar(C+G)} = \sqrt{2} \cdot 9,706 \cdot 0,895 = 12,285 \text{ (кА)};$$

$$i_{arД} = \sqrt{2} \cdot I_{ноД} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-6}}$$

$$i_{arД} = \sqrt{2} \cdot 3,896 \cdot 0,895 = 4,931 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{n\tau C+G} = I_{noC+G} = 9,706 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau D} = I_{noD} \cdot e^{-\tau/0,05};$$

$$I_{n\tau D} = 3,896 \cdot 0,895 = 3,487 \text{ (кА)};$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання приведені в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Результати розрахунку коротких замикань

| Точка КЗ | Джерела струмів КЗ | I_{no} , кА | $I_{n\tau}$, кА | i_{ar} , кА | i_y , кА | Примітки |
|---------------------|--------------------|---------------|------------------|---------------|------------|--|
| К ₁ шини | Система | 7,409 | 7,409 | 4,558 | 15,036 | Для вибору шин та комутаційної апаратури |
| | Генератори 1-6 | 8,372 | 7,953 | 10,016 | 21,856 | |
| | Сума | 15,781 | 15,362 | 14,774 | 36,892 | |
| К ₂ шини | Система | 10,064 | 10,064 | 6,191 | 20,424 | Для вибору шин та комутаційної апаратури |
| | Генератори 1- | 9,505 | 9,315 | 11,372 | 24,814 | |
| | Сума | 19,569 | 19,379 | 17,653 | 45,238 | |
| К ₃ Г6 | Система | 39,737 | 39,737 | 24,446 | 80,642 | Для вибору шин та комутаційної апаратури |
| | Генератор 1-5 | 134,758 | 126,673 | 161,228 | 351,804 | |
| | Сума без Г6 | 174,495 | 166,41 | 185,674 | 432,446 | |
| | Генератор 6 (К3) | 54,869 | 46,639 | 67,819 | 145,416 | |
| | Сума | 29,364 | 213,049 | 253,493 | 577,862 | |
| К ₄ АТЗ | Система | 10,064 | 10,064 | 6,191 | 20,424 | Для вибору шин та комутаційної апаратури |
| | Генератори 1-6 | 9,505 | 9,505 | 11,372 | 24,814 | |
| | Сума | 19,569 | 19,569 | 17,563 | 45,238 | |
| К ₆ | Генератори+С | 9,706 | 9,706 | 12,285 | 26,011 | Для вибору комплектного струмопроводу |
| | Ел двигуни в.п | 3,896 | 3,487 | 4,931 | 10,369 | |
| | Сума | 13,602 | 13,193 | 17,216 | 36,38 | |

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

Робочі максимальні струми приєднань

Визначимо номінальний струм:

ЛЕП 330:

$$I_{ном} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,9}; \quad (2.80)$$

$$I_{max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,9} = 0,778 \text{ кА};$$

ЛЕП 110:

$$I_{ном} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,9}; \quad (2.81)$$

$$I_{max} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 0,292 \text{ кА};$$

Генератор:

$$I_{г. max} = \frac{2 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.82)$$

$$I_{г. max} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,951 \text{ кА};$$

АТЗ:

$$I_{ном} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном. АТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.83)$$

$$I_{max} = 1,5 \cdot \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,525 \text{ кА};$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max.TR} = \frac{12155}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 556,96 (A).$$

Тепловий імпульс визначається по-різному залежно від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: дальнє КЗ, КЗ поблизу генераторів і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться так:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{omk} + T_a); \quad (2.84)$$

де t_{omk} - час відключення (час дії струму КЗ).

В даному випадку обчислимо віддалене КЗ (K_1, K_2):

K₁

$$B_k = 15,781^2 \cdot (0,2 + 0,3) = 124,52 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₂

$$B_k = 19,569^2 \cdot (0,2 + 0,3) = 191,473 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₃ В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ.

$$B_k = B_{kn} + B_{ka}; \quad (2.85)$$

де B_{ka} – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи.

$$B_{ka} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}; \quad (2.86)$$

де $B_{\text{кп}}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи $B_{\text{кС}}$, періодичним струмом генераторів $B_{\text{кГ}}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{\text{кГС}}$:

$$B_{\text{кп}} = B_{\text{кС}} + B_{\text{кГ}} + B_{\text{кГС}}; \quad (2.87)$$

$$B_{\text{кС}} = I_{\text{С}}^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.88)$$

$$B_{\text{кГ}} = B_* \cdot I_{\text{ноГ}}^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.89)$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot I_{\text{С}} \cdot T_* \cdot I_{\text{ноГ}} \cdot t_{\text{відк}} \quad (2.90)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 6.2 [8].

$$B_{\text{ка}} = 174,495^2 \cdot 0,06 + 54,869^2 \cdot 0,37 + \frac{4 \cdot 174,495 \cdot 54,869}{0,06^{-1} + 0,37^{-1}} = 4918 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кС}} = 174,495^2 \cdot 4 = 121800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГ}} = 0,3 \cdot 54,869^2 \cdot 4 = 3613 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot 174,495 \cdot 0,52 \cdot 54,869 \cdot 4 = 39830 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кп}} = 121800 + 3613 + 39830 = 165200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{к}} = 165200 + 4918 = 170200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₄

$$B_{\text{к}} = 19,569^2 \cdot (0,2 + 0,3) = 191,473 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₆

$$T_{\text{асх}} = - \frac{I_{\text{ноС}} \cdot T_{\text{ас}} + I_{\text{ноД}} \cdot T_{\text{ад}}}{I_{\text{ноС}} + I_{\text{ноД}}}; \quad (2.91)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{9,706 \cdot 0,045 + 3,896 \cdot 0,04}{9,706 + 3,896} = 0,044;$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ноС}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{ноД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{\text{д}} + T_{\text{асх}}) + 2 \cdot I_{\text{ноД}} \cdot I_{\text{ноС}} \cdot (T'_{\text{д}} + T_{\text{асх}}); \quad (2.92)$$

$$B_k = 7,643^2 \cdot (0,3 + 0,044) + 3,896^2 \cdot (0,5 \cdot 0,04 + 0,044) + \\ + 2 \cdot 3,896 \cdot 7,643 \cdot (7,643 + 0,044) = 40,03 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Занесемо результати розрахунку теплових імпульсів в таблицю 2.15

Таблиця 2.15 – Результати розрахунків теплових імпульсів

| т. КЗ | К ₁ | К ₂ | К ₃ | К ₄ | К ₆ |
|-------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| B _к , кА ² ·с | 124,52 | 191,473 | 168300 | 191,473 | 40,03 |

2.8 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-330 кВ:

а) збірні шини:

Вибір збірних шин ВРУ–330 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

Вибираємо шини з проводу 2×АС 185/29, каталожні дані взято з [9], стор.

428: $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}; \quad d = 18,8 \text{ мм}.$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 510 = 1020 \text{ А} > I_{\text{р.мах}} = 951 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування:

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

$$r_0 = \frac{d}{20}; \quad (2.93)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.94)$$

$$r_0 = \frac{18,8}{20} = 0,94 \text{ (см)}$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорхуватість поверхні проводу ($m = 0,82$ [9]); $r_0 = d / 20 = 33,2 / 20 = 1,66$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 \cdot \frac{0,299}{\sqrt{0,94}}\right) = 35,62 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \text{ (кВ/см)}; \quad (2.95)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі [8].

$$K = 1 + 3 \cdot \frac{r_0}{a}; \quad (2.96)$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{0,94}{40} = 1,047;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [9]:

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a}; \quad (2.97)$$

$$r_{ек} = \sqrt[3]{0,94 \cdot 40} = 11,457 \text{ см};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.98)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 330 = 415,8 \text{ см},$$

де D – відстань між фазами [9];

$$U = 347 \text{ кВ};$$

$$E = 1,047 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{2 \cdot 0,94 \cdot \lg \frac{415,8}{11,457}} = 43,858 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 35,62 = 27,551 \text{ (кВ / см)} > 1,07 \cdot 43,858 = 46,92 \text{ (кВ / см)}$$

⇒ умова не виконується.

Встановлюємо три проводи марки АС 400/22: $I_{дон} = 830 \text{ (А)}$;

$$d = 26,6 \text{ (мм)};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}}\right) = 31,288 \text{ (кВ/см)};$$

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1,33}{40} = 1,115;$$

$$r_{ек} = \sqrt[3]{1,067 \cdot 40^2} = 12,862 \text{ (см)};$$

$$E = 1,149 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{3 \cdot 1,33 \cdot \lg \frac{415,8}{12,862}} = 22,743 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ / см)} > 1,07 \cdot 21,64 = 23,155 \text{ (кВ / см)}$$

⇒ умова виконується.

б) відгалуження до БТ1:

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [8]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}}; \quad (2.99)$$

де $I_{норм}$ – струм нормального режиму (без перевантажень);

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.БТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.100)$$

$$I_{норм} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,904 \text{ (кА)};$$

$$q_{ек} = \frac{904}{1} = 904 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$$I_{дон} = 3 \cdot 830 = 2490 > I_{р.мах} = 904 \text{ А};$$

$$q = 3 \cdot 394 = 1182 > q_{екв} = 904 \text{ A}(\text{мм}^2) \text{ умова виконується.}$$

Встановлюємо три проводи марки АС 400/22

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{ек} = \frac{350}{1} = 350 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо провід марки АС 450/56:

а) Збірні шини РУ ВП 6 кВ:

Збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РУ всіх напруг по економічній щільності струму не перевіряються. Вибір перерізу шин проводиться по нагріву (по допустимому струму).

Встановлюємо однополосні алюмінієві шини прямокутного перерізу:

$$q = 50 \times 5 = 250 \text{ мм}^2; I_{доп.ном} = 670 \text{ А.}$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{доп.} = K_2 \cdot I_{доп.ном} \geq I_{max}; \quad (2.101)$$

$$I_{доп.} = 0.95 \cdot 670 = 636 \text{ А} > I_{max} = 556,96 \text{ (А)}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (2.102)$$

де C – функція, значення якої наведено в [8];

$$q_{min} = \frac{\sqrt{40,03 \cdot 10^6}}{90} = 70,299 \text{ (мм}^2\text{)} < q = 250 \text{ (мм}^2\text{)},$$

шини термічно стійкі.

Розрахункова довжина прогону між опорними ізоляторами[8]:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (2.103)$$

де J – момент інерції, см^4 ;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.104)$$

$$J = \frac{0,5 \cdot 5^3}{12} = 5,2 \text{ (см}^4\text{)};$$

Момент опору:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.105)$$

$$W = \frac{0,5 \cdot 5^2}{6} = 2,1 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{5,2}{2,5}} = 1,25 \text{ (м}^2\text{)};$$

$$l \leq 1,12 \text{ (м)}.$$

Приймаємо $l = 2,0$ м.

Перевіримо шини на механічну міцність. При розташуванні шин у вершинах прямокутного трикутника розрахункову формулу приймаємо по [9]:

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа:

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-2}; \quad (2.106)$$

де l – відстань між опорними ізоляторами, приймаємо $l = 2$ м.

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot \frac{2^2 \cdot 36,38^2}{1 \cdot 2,1} \cdot 10^{-2} = 13,645 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} = 13,645 \text{ (МПа)} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ (МПа)}.$$

Максимальна сила, що діє на ізолятор:

$$F_{\text{зс}} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.107)$$

$$F_{\text{зс}} = \sqrt{3} \frac{36,38^2 \cdot 1,0}{1,0} \cdot 10^{-1} = 607,84 \text{ (Н)}.$$

Таким чином, шини механічно міцні.

Встановлюємо опорні ізолятори типу ИО-6-3,75 УЗ [9]:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$F_p = 3750 \text{ Н};$$

$$H_{\text{із}} = 100 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = F_{\text{зс}} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.108)$$

$$F_{\text{розр}} = 607,84 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-10/1000-750 У [9]:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$$

$$F_p = 7500 \text{ Н};$$

$$l_{\text{із}} = 520 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{\text{зс}} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.109)$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 607,84 = 303,92 \text{ (H)} < 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ (H)}.$$

б) На відгалуженні від НН ТВП до збірних шин встановлюємо струмопровід типу ТЗК-6-1600-51:

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1,6 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

$$U_{уст} = 6 \text{ (кВ)} < U_{ном} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$I_{max} = 2,291 \text{ (кА)} < I_{ном} = 1,6 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 40,03 \text{ (кА)} < i_{дин} = 51 \text{ (кА)}.$$

Вибір кабелів в РУВП-6 кВ

Вибираємо кабель для електродвигуна типу 2АЗМ-800/6000:

$$P_{ном} = 800 \text{ кВт}; U_{ном} = 6 \text{ кВ}; I_{ном} = 89,5 \text{ А}; T_{max} = 6000 \text{ год};$$

Вибираємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трьох жильний.

Економічний переріз:

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

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

З врахуванням поправочного коефіцієнта на температуру повітря ($\kappa_2 = 0,87$) допустимий струм складає:

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

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{40,03 \cdot 10^6}}{90} = 70,299 \text{ (мм}^2\text{)} < q = 95 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Кабель підходить.

2.9 Вибір комутаційних апаратів

При виборі комутаційних апаратів перевіряється відповідність їх параметрів тривалим робочим і короткочасним аварійним режимам, які можуть виникнути при експлуатації.

Результати вибору комутаційних апаратів зводимо у табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Вибір комутаційної апаратури

| ВРУ-330 кВ Розрахункові дані | Каталожні дані | |
|---|--|---|
| | АВВ LTV 420E2 | РП -330 |
| $U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{max} = 778 \text{ А}$ $I_{н\tau} = 15,362 \text{ кА}$ $i_{a\tau} = 12,085 \text{ кА}$ $I_{no} = 14,774 \text{ кА}$ $i_y = 36,892 \text{ кА}$ $B_k = 124,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 4000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 50 = 35,36 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I^2_{T \cdot t_T} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ - - $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_{T \cdot t_T} = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| ВРУ-110 кВ Розрахункові дані | Каталожні дані | |
| | АВВ LTV 170E1 | РНДЗ -110.2-110/630 |
| $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{max} = 292 \text{ А}$ $I_{н\tau} = 19,379 \text{ кА}$ $i_{a\tau} = 17,653 \text{ кА}$ $I_{no} = 19,569 \text{ кА}$ $i_y = 45,238 \text{ кА}$ $B_k = 191,473 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 4000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 50 = 35,36 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I^2_{T \cdot t_T} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ - - $i_{дин} = 80 \text{ кА}$ $I^2_{T \cdot t_T} = 31,5^2 \cdot 3 = 5954 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Продовження таблиці 2.16

| | | |
|---|--|--|
| Генератор ТВВ-220: | Каталожні дані | |
| Розрахункові дані | ВМГ-15 | РВПЗ-1-20/12500У3 |
| $U_{уст} = 15,75$ кВ $I_{max} = 9079$ А $I_{н\tau} = 46,639$ кА $i_{a\tau} = 67,819$ кА $\sqrt{2} \cdot I_{н,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= 114,5$ кА $I_{no} = 54,869$ кА $i_y = 145,416$ кА $B_k = 168300$ кА ² ·с | $U_{ном} = 15$ кВ $I_{ном} = 11200$ А $I_{вим.ном} = 90$ кА $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,90 = 0$ кА $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 127,3$ кА $I_{дин} = 90$ кА $i_{дин} = 320$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 44100$ кА ² ·с | $U_{ном} = 20$ кВ $I_{ном} = 12500$ А - - $i_{дин} = 490$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 180^2 \cdot 4 = 129600$ |
| РУВП-6 кВ: | Каталожні дані | |
| Розрахункові дані | ВР-1 | |
| $U_{уст} = 6$ кВ $I_{max} = 556,96$ А $I_{н\tau} = 13,193$ кА $i_{a\tau} = 17,216$ кА $I_{no} = 13,602$ кА $i_y = 36,38$ кА $B_k = 40,03$ кА ² ·с | $U_{ном} = 10$ кВ $I_{ном} = 1250$ А $I_{вим.ном} = 20$ кА $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,9$ кА $I_{дин} = 20$ кА $i_{дин} = 52$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 1200$ кА ² ·с | |
| НН АТЗ 35 кВ | ВБЦ-35 | |
| $U_{уст} = 35$ кВ $I_{max} = 525$ А $I_{н\tau} = 19,569$ кА $i_{a\tau} = 17,563$ кА $I_{no} = 19,569$ кА $i_y = 45,238$ кА $B_k = 191,473$ кА ² ·с | $U_{ном} = 35$ кВ $I_{ном} = 1250$ А $I_{вим.ном} = 20$ кА $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,8 \cdot 20 = 22,627$ кА $I_{дин} = 80$ кА $i_{дин} = 20$ кА $I_T^2 \cdot t_T = 12800$ кА ² ·с | |

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-330 кВ (табл. 2.17, 2.18).

Таблиця 2.17 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТВ-330

| Розрахункові дані | Каталожні дані |
|------------------------------------|---|
| $U_{уст} = 330$ кВ | $U_{ном} = 330$ кВ |
| $I_{max} = 778$ А | $I_{ном} = 1000$ А |
| $i_y = 36,892$ кА | $i_{дин} = 50$ кА |
| $B_k = 124,52$ кА ² · с | $I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500$ кА ² · с |
| $r^2 = 8,64$ Ом | $r_{ном}^2 = 20$ Ом |

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження ТС

| № | Назва приладу | Тип | Навантаження фази, В · А | | |
|--------|------------------------------|---------|--------------------------|-----|-----|
| | | | А | В | С |
| 1 | Амперметр | Е-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 |
| 6 | Лічильник активної енергії | САЗИ680 | 2,5 | - | 2,5 |
| РАЗОМ: | | | 6,0 | 0,5 | 6,0 |

Загальний опір приладів:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2; \quad (2.110)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{ном}^2 - r_{прил} - r_k; \quad (2.111)$$

$$r_{пр} = 20 - 6 - 0,1 = 13,9(\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = p \cdot l_{розр} / r_{пр}; \quad (2.112)$$

$$q_{розр} = 0,0175 \cdot 175 / 13,9 = 0,22 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

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

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 1,5 = 8,142 \text{ (Ом)} < 20 \text{ (Ом)}.$$

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки.

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НКФ-330-73У1 [8]:

$$U_{1ном} = 330000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2ном} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2дод} = 100 \text{ В}; S_{2ном} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.19.

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{33^2 + 9,7^2} = 34,39 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами $2,5 \text{ мм}^2$.

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження ТН

| Прилад | Тип | S _{обм.} , В·А | n _{обм.} , шт. | cosφ | sinφ | n _{прил.} , шт. | Загальна потужність | |
|---------|-------|----------------------------|----------------------------|------|------|-----------------------------|------------------------|--------|
| | | | | | | | P, Вт | Q, В·А |
| Ватметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Варметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |

Продовження таблиці 2.19

| | | | | | | | | |
|----------------------------|----------|------|---|------|-------|---|----|-----|
| Датчик активної енергії | Е-829 | 10 | - | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Датчик реактивної енергії | Е-830 | 10 | - | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Лічильник активної енергії | САЗ-И680 | 2 Вт | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 4 | 9,7 |
| Фіксуєчий приклад | ФІП | 3 | - | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| РАЗОМ: | | | | | | | 33 | 9,7 |

Вибір інших трансформаторів напруги проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо у таблицю 2.20.

Вся обрана контрольно-вимірювальна апаратура буде працювати в класі точності, визначеному технічними вимогами, що забезпечує точний облік електроенергії і контроль за режимом роботи станції.

Таблиця 2.20 – Вибрані трансформатори

| Місце встановлення | ТС | ТН |
|--|------------------------------|--------------|
| ВРУ-330 кВ | ТВ-330 | НКФ-330-І |
| ВРУ-110 кВ | ТВ-110 | НКФ-110-58У1 |
| Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН: | ТВТ-330 ТВТ-110 ТШЛ-10 | ЗНОЛ.06-10У3 |
| Блочний трансформатор БТ ₁ : сторона ВН: сторона НН | ТВТ-330 ТШ-20 | – – |
| Пускорезервний трансформатор власних потреб TR1: сторона ВН: сторона НН: | ТШ-20 ТШЛ-10 | ЗНОЛ.06-6У3 |
| Турбогенератор 220 МВт | ТШ-20 | ЗНОМ-15 |
| РУВП-6 кВ | ТШЛ-10 | ЗНОЛ.06-6У2 |

2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

ОПН використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг.

Вибір ОПН здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [8]. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки [8].

Вибираємо наступні розрядники:

Таблиця 2.21 – параметри розрядників

| Місце встановлення | Тип розрядника |
|------------------------------|----------------|
| ЛЕП 330 кВ | ОПН-330-У1 |
| Виводи БТ з боку ВРУ-330 кВ | ОПН-330-У1 |
| Виводи БТ з боку генераторів | ОПН-15У1 |
| ЛЕП 110 кВ | ОПН-110-У1 |
| Виводи СН АТ | ОПН-330-У1 |
| Виводи ВН АТ | ОПН-330-У1 |

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 330 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 330 кВ:

$$I_{\max 330} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}; \quad (2.115)$$

$$I_{\max 330} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 1,852 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо загороджувач ВЗ-2000-0,5У1.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 0,9509 \text{ кА} < 2000 \text{ (А)}.$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 330 \text{ кВ} = 330-750 \text{ (кВ)};$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$36,892 \text{ (кА)} < 80 \text{ (кА)}.$$

Всі умови виконуються.

2.12 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

а) висота блискавковідводу: $h = 36,5$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 24$ м.

$$\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 36,5 = 24,3 \text{ м} > h_x = 24 \text{ м}.$$

При радіус та ширина зони захисту визначаються за формулами [9]:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ e_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \end{aligned} \right\} \quad (2.116)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (2.117)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

На рис. 2.18 наведено схему розташування блискавковідводів ВРУ-330 кВ.

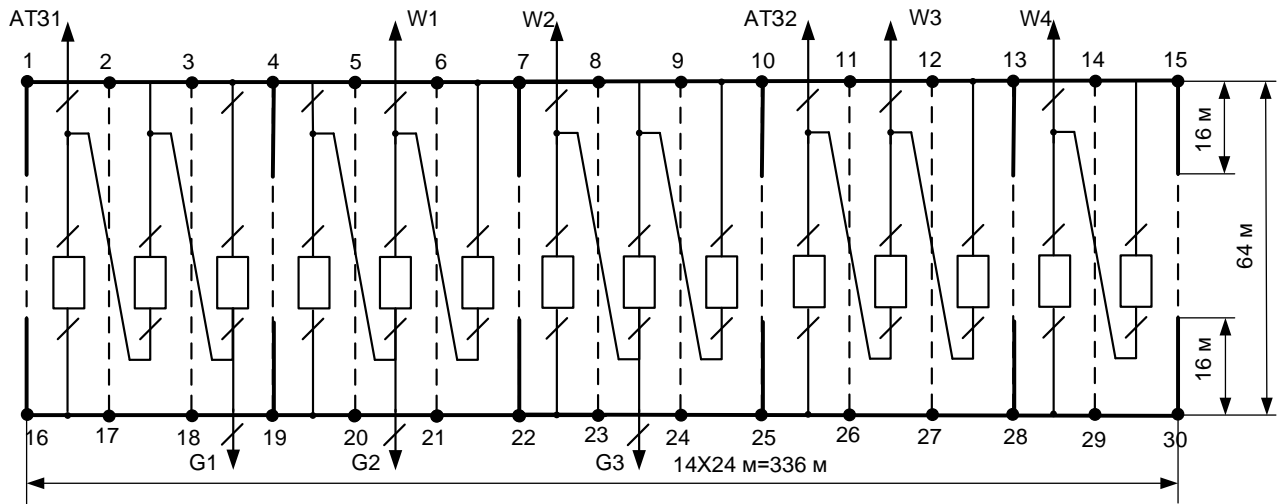


Рисунок 2.18 – Схема розташування блискавковідводів ВРУ-330кВ

Таблиця 2.22 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

| Пари блискавковідводів | L , м | h_0 , м | b_x , м | r_x , м |
|---|---------|-----------|-----------|-----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12, 13-14, 14-15, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 21-22, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 27-28, 28-29, 29-30 | 24 | 35,844 | 17,533 | 9,75 |
| 1-16, 2-17, 3-18, 4-19, 5-20, 6-21, 7-22, 8-23, 9-24, 10-25, 11-26, 12-27, 13-28, 14-29, 15-30 | 64 | 31,92 | 5,76 | 9,75 |
| 1-17, 2-16, 2-18, 3-17, 3-19, 4-18, 4-20, 5-19, 5-21, 6-20, 6-22, 7-21, 7-23, 8-22, 8-24, 9-23, 9-25, 10-24, 10-26, 11-25, 11-27, 12-26, 12-28, 13-27, 13-29, 14-28, 14-30, 15-29 | 68,3 | 31,291 | 3,872 | 9,75 |

На рисунках 2.19, 2.20 наведено вид на зону блискавковідводів ВРУ-330 кВ.

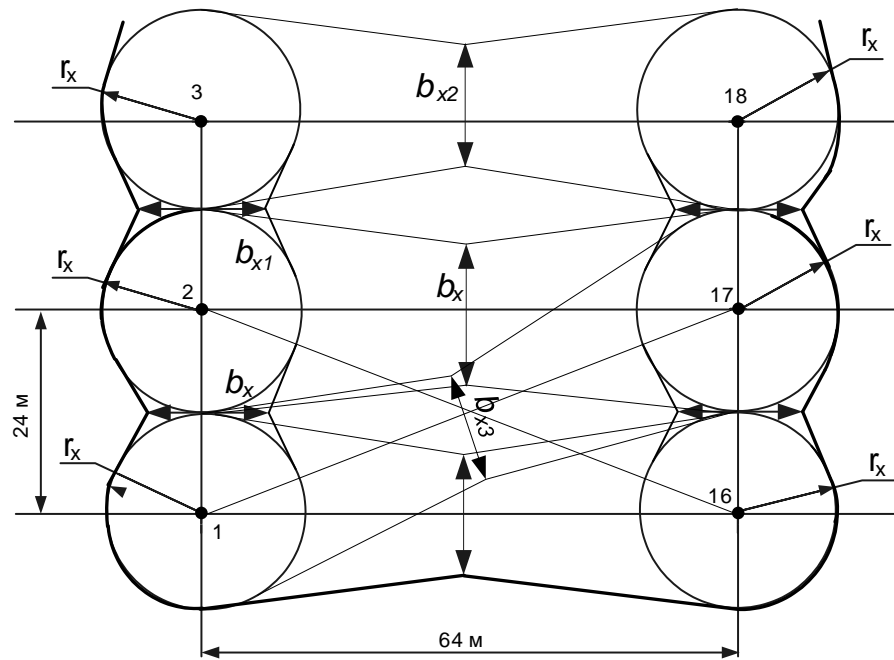


Рисунок 2.19 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 330кВ зверху

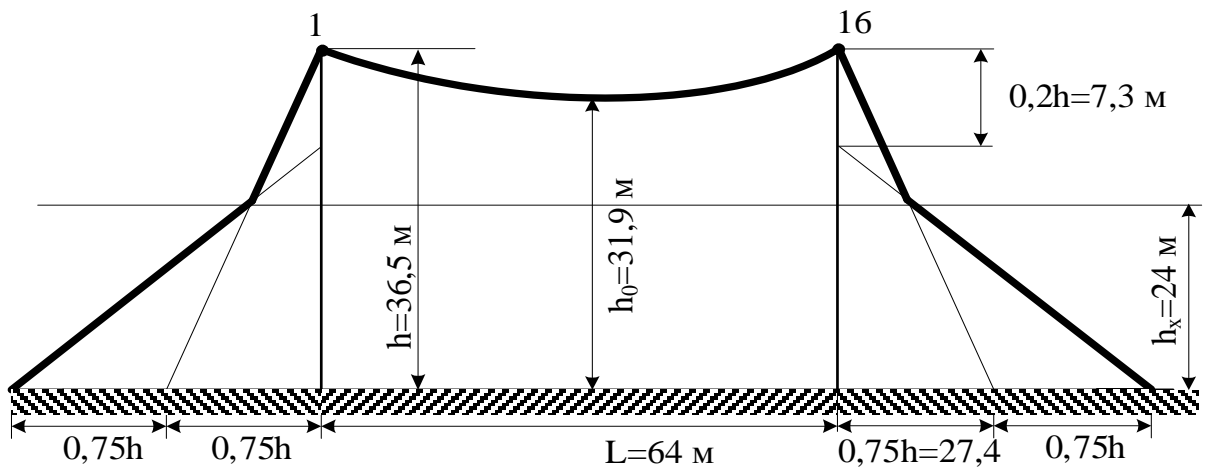


Рисунок 2.20 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 330кВ збоку

3 ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ МАЛИХ МОДУЛЬНИХ РЕАКТОРІВ

3.1 Малі модульні реактори

Малі модульні реактори (ММР) – це інноваційна галузь атомної енергетики, яка привертає увагу завдяки своїм потенційним перевагам. Малість цих реакторів, яка визначається їхньою потужністю, не перевищує 300 МВт, та модульний підхід, де конструкція складається з окремих "модулів", роблять їх відмінними від традиційних атомних блоків, які монтується на майданчику атомної електростанції з окремих деталей. Основна ідея полягає в тому, щоб виробляти ці модулі масово на фабриках. Суть концепції ММР полягає в можливості об'єднання декількох малих реакторів на одному майданчику, щоб ефективно задовольняти потреби споживачів у електроенергії. Проте наразі ця технологія залишається експериментальною і ще не готовою до масштабного впровадження [10].

Ця ідея не нова, інші країни також досліджували малі реактори як прототипи для більших. Однак в Сполучених Штатах Америки ця ідея не знайшла широкого використання. У 1940-х роках в США були два проекти, один з яких призначався для потреб армії, а інший - для цивільного використання. Проте згодом було прийнято рішення приділити більше уваги великим реакторам, оскільки вони були більш ефективними і менш витратними з точки зору матеріалів, земельної площі та робочої сили.

Великі атомні реактори стали надто дорогими для будь-якої держави або компанії, і терміни їхнього будівництва затягуються на роки (табл 3.1), навіть поза запланованими обмеженнями. Реактори великої потужності, такі, як ВВЕР-1200, можуть обійтися від 10 мільярдів доларів, і їх спорудження може зайняти від 5 до 10 років, а іноді ще й більше, завдяки змінам у політичних курсах та лідерах, що може знизити інвестиційну привабливість подібних проектів. Таким чином, відсутність фінансової доцільності та високі ризики при будівництві великих реакторів стали тлумачити знову звернення до більш

безпечної та надійної технології - модульних реакторів. Особливістю цих модульних реакторів є їхня компактність та коротший термін окупності [11].

Нині, коли йдеться про розробку і будівництво ММР, варто розуміти, що це процес, який не є швидким і дешевим. Від початку будівництва звичайної атомної електростанції до початку виробництва електроенергії може пройти близько 10 років, але для ядерних реакторів потрібен час на проведення перевірок безпеки, сертифікацію, отримання дозволів на будівництво та ліцензій на експлуатацію. Крім того, будівництво таких потенційно небезпечних об'єктів, як атомні реактори, вимагає широкого залучення громадськості та може затягнутися на багато років. Таким чином, хоча існують обіцянки та потенціал у сфері ММР, реалізація цих проєктів залишається складним завданням, яке потребує багато часу та ресурсів [12].

Таблиця 3.1 – Тривалість будівництва атомних станцій

| Тривалість від початку будівництва атомних станцій до приєднання до електромереж 2012-2021 роках | | | | |
|--|---------------------------|-------------------------------|-----------------|------------------|
| Країна | Кількість атомних станцій | Терміни будівництва (в роках) | | |
| | | Середній час | Мінімальний час | Максимальний час |
| Китай | 37 | 6 | 4,1 | 9,2 |
| Південна Корея | 5 | 6,4 | 4,2 | 9,6 |
| Індія | 3 | 12 | 10.1 | 12,2 |
| Пакистан | 3 | 56 | 5.5 | 5,6 |
| ОАЕ | 2 | 8,2 | 8.1 | 8,3 |
| Аргентина | 1 | 33 | 33 | |
| США | 1 | 42,8 | 42,8 | |
| Світ | 62 | 9,2 | 4,1 | 42,8 |

Малі модульні реактори (ММР) – це лише ідеї, які поки не отримали широкого втілення на практиці. Перед тим як ми розпочнемо довгий та

витратний процес ліцензування та будівництва, нам потрібно ще працювати над розробкою самого концепту [13].

Найближчий до реальності дизайн ММР може бути представлений реактором Nuscale від компанії NuScale Power - однією з ключових учасниць українсько-американського проєкту. Над цим проєктом працюють майже два десятиліття, і до цього часу він не дуже наблизився до реалізації. Американський комітет з ядерної безпеки Комісії з ядерного регулювання виявив серйозні проблеми з безпекою, які потрібно вирішити, перш ніж будь-яке підприємство зможе подавати заявку на отримання дозволу на будівництво ММР. Найбільш оптимістична дата, коли можливе початок будівництва першого такого реактора, - це 2029-2030 роки. Але навіть це стане можливим лише при швидкому вирішенні проблем з безпекою. Другий важливий аспект, який впливає на перспективи цієї технології, - це вартість. На сьогоднішній день ядерна енергетика вважається одним із найвитратніших способів виробництва електроенергії, і одним з аргументів на користь ММР є те, що вони, будуть дешевшими, ніж великі реактори. Проте, на відміну від обіцянок представників ядерної галузі, прогнози на майбутнє показують, що ММРи можуть виявитися навіть дорожчими [11].

За розрахунками М. В. Рамана, професора теоретичної фізики університету Британської Колумбії, вартість будівництва одного модульного реактора потужністю 200 МВт складе 40% від вартості реактора потужністю 1000 МВт. Тобто, для побудови реакторів потужністю 200 МВт нам знадобиться значно більше коштів, ніж для реактора потужністю 1000 МВт з такими ж параметрами. Отже, вартість одиниці ММР значно вища, ніж великих атомних електростанцій, які, в свою чергу, вигідніше сонячних і вітрових станцій. Крім того, на сьогодні в світі не було успішно зведено жодного модульного реактора (розглядається лише аргентинська легководна ММР як діюча ММР, хоча вона не відповідає визначенню "модульного" у плані серійного заводського виробництва), і навіть для початку виробництва їх компонентів потрібно вкласти значні ресурси і час [12].

Також, проєкт, який став об'єктом зацікавлення як з боку Спеціального уповноваженого Президента США з питань клімату, Джона Керрі, під час COP27, так і міністра енергетики України, Германа Галущенка, на його сторінці у Facebook, обіцяє великі можливості для обох країн. Цей амбіційний проєкт передбачає створення пілотної установки та проведення відповідного техніко-економічного аналізу її функціонування, з очікуваним терміном реалізації протягом 2-3 років. Активну участь у проєкті беруть видатні американські компанії, такі як NuScale, FuelCell Energy, Clark Seed, Argonne National Laboratory, а також наші національні лідери - НАЕК «Енергоатом» і Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки. До них приєднуються Doosan Enerbility, INI Corporation, JGC Corporation, Samsung C&T, Starfire Energy [17].

Мета цієї ініціативи - оцінити і продемонструвати технічну ефективність, економічну вигідність та можливість виробництва та використання водню та аміаку на промисловій шкалі за допомогою малих модульних реакторів для виробництва чистої безвуглецевої енергії. Очікується, що отримані результати стануть фундаментом для розвитку нової енергетичної системи України після її перемоги, і відзначать початок "зеленого переходу".

Паралельно, уряд США вніс до нашого уваги "Проєкт Фенікс" (Project Phoenix) - нову ініціативу, спрямовану на прискорення переходу Європи від вугільних електростанцій до малих модульних реакторів (SMR) та збереження робочих місць завдяки перепідготовці персоналу. Не можна забувати, що раніше американська компанія Holtec International розглядала можливість будівництва заводу для виробництва малих модульних реакторів для атомних електростанцій в Україні, а ці обговорення відбувалися ще на початку 2018 року. Зараз ми сподіваємося, що ця ідея, нарешті, відродиться і набуде життя завдяки цьому проєкту [17].

У грудні 2019 року CEZ у Чеській Республіці заявила, що зосереджується на 11 проєктах SMR, включаючи ці сім: RITM-200 від Росатома, BWRX-300 від GE Hitachi Nuclear Energy, SMR від NuScale Power, ACP100 від Китайської

національної ядерної корпорації, CAREM від Аргентини, південнокорейський SMART. і SMR-160 компанії Holtec International [18].

3.2 Будова модульних реакторів

Модульні реактори мають невеликі розміри і виготовляються «під ключ» заводом-виробником. Такий підхід дарує нам гарантовано високу якість установок, завдяки чому майбутнє енергетики виглядає більш обіцяючим. Система, заснована на розподіленій генерації, є набагато стабільнішою, надійнішою та безпечнішою з точки зору енергетичної безпеки. Місцеві об'єкти генерації невеликої потужності забезпечать електроенергією, теплом і зв'язком максимальну кількість споживачів, незалежно від наявності ліній електропередач та системи розподілу, які ми маємо сьогодні.

Реактори зазвичай будуються з великої кількості невеликих модулів, які можуть бути виготовлені на заводі та після цього транспортувати та збирати на місці призначення. Ця модульна будова дозволяє легше масштабувати потужність реактора, додавши або видаливши модулі, коли це необхідно.

Багато з них використовують реактори з швидкими нейтронами, які відзначаються позитивними коефіцієнтами керованості та термальною безпекою. Модульні реактори часто оснащені високим рівнем автоматизації та дистанційного керування, що забезпечує ефективне управління реактором та підтримку його безпеки.

Модульні реактори можуть використовувати різні види палива, включаючи збагачений уран, торій та інші ядерні матеріали.

ММР складається з (рис 3.1):

1. Реакторний блок – це основна частина реактора, де відбувається ядерний розпад та виробляється тепло. Реакторний блок містить ядерне паливо (найчастіше це збагачений уран або торій), модератор (якщо це термальний реактор) і систему для управління реакцією.

2. Теплообмінник – тепло, вироблене в реакторному блоку, передається через теплообмінник для перетворення води або іншого теплоносія в пар або гарячу воду. Цей пар або гаряча вода використовується для виробництва електроенергії або для інших індустріальних процесів.

3. Контейнер і оболонка – реактор зазвичай розташований у спеціальному контейнері або оболонці, які служать для забезпечення безпеки та захисту від радіації. Ця оболонка може бути виготовлена зі спеціальних матеріалів, що здатні утримувати радіацію і забезпечувати стійкість до зовнішніх впливів.

4. Системи охолодження – реактори потребують системи охолодження для контролю температури в реакторному блоку та теплообміннику. Це може бути система циркуляції води, аероводню, силіконової рідини або інших теплоносіїв, які забезпечують ефективне відведення тепла.

5. Системи безпеки і управління – модульні реактори оснащені високорозвинутими системами безпеки, які забезпечують аварійне відключення реактора і запобігають можливим аваріям. Управління реактором може бути автоматизованим і здійснюватися здалеку.

6. Контроль і моніторинг – реактори включають системи моніторингу і контролю, які стежать за параметрами реакції та безпеки і надають операторам та інженерам необхідну інформацію для ефективного управління реактором.

7. Збірка і модульність – одні з основних переваг модульних реакторів полягають у їхній модульності. Реактор може бути складений з декількох ідентичних модулів, що дозволяє легко масштабувати потужність реактора, додавши або видаливши модулі за необхідності.

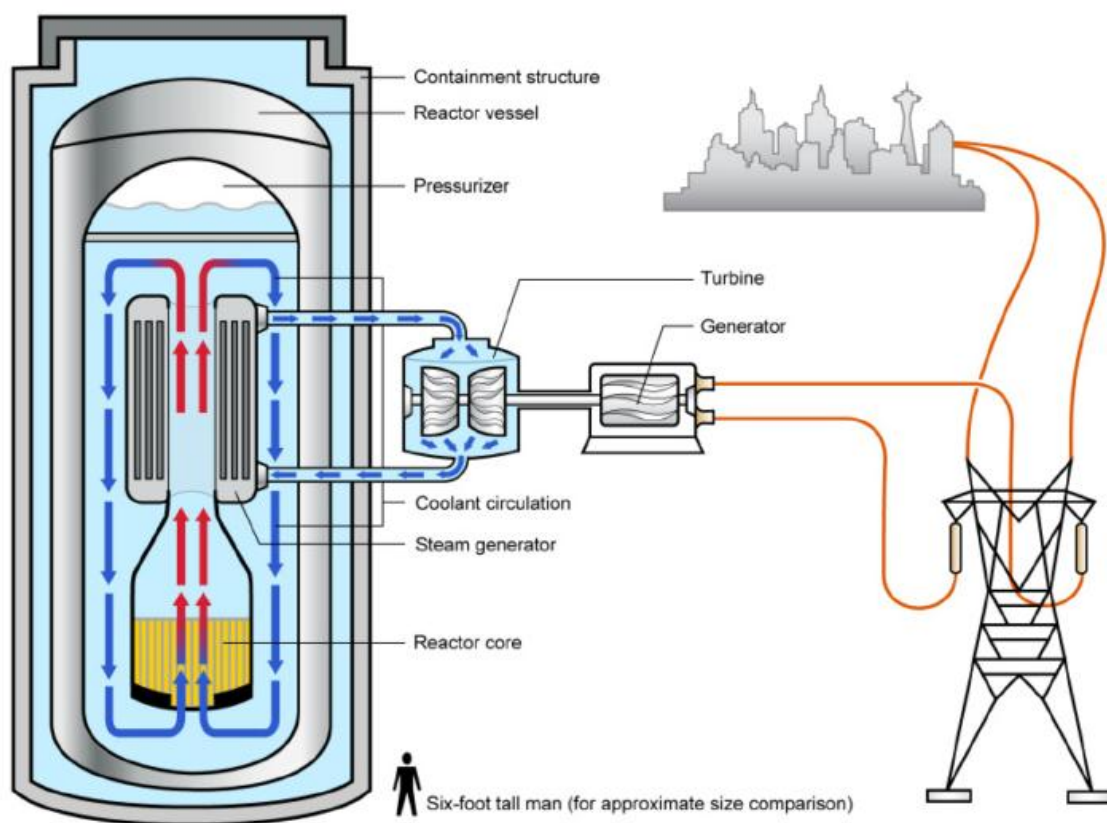


Рисунок 3.1 – Модульний ядерний мініреактор (SMR)

Температури малих реакторів – багато малих реакторів призначені для промислового використання тепла, а також для виробництва електроенергії. Таким чином, в той час як легководні реактори обмежені тиском і, таким чином, працюють в діапазоні 300-400 °С, інші мають більш високу температуру. Швидкі реактори з рідким металом мають температуру в діапазоні 400-600 °С, реактори з розплавленою сіллю - близько 600-700 °С, а високотемпературні реактори - 600-900 °С [18].

Легководні реактори – вони модеруються та охолоджуються звичайною водою та мають найменший технологічний ризик, будучи подібними до більшості діючих нині енергетичних і морських реакторів. Вони здебільшого використовують паливо, збагачене менш ніж на 5% U-235, з інтервалом перезавантаження не більше ніж шість років, і нормативні перешкоди, ймовірно, найменші для будь-яких малих реакторів [18]. Досвід США щодо малих легководних реакторів (LWR) стосується малих військових

електростанцій, переважно PWR. Деякі успішні малі реактори з основної національної програми почалися в 1950-х роках. Одним з них був Big Rock Point BWR потужністю 67 МВт, який працював 35 років до 1997 року.

Високотемпературні газохолоджувані реактори (рис 3.2) – вони використовують графіт як сповільнювач (за винятком типу швидких нейтронів) і або гелій, вуглекислий газ або азот як первинний теплоносій. Було проаналізовано досвід кількох інноваційних реакторів, побудованих у 1960-х і 1970-х роках, зокрема в Німеччині, особливо у світлі планів США щодо ядерної станції наступного покоління (NGNP) і запуску Китаєм проекту HTR-PM у 2011 році. Уроки, отримані та задокументовані для NGNP, включають використання палива TRISO, використання корпусу реактора під тиском та використання гелієвого охолодження (британські AGR є єдиними HTR, які використовують CO₂ як первинний теплоносій). Однак фінансування NGNP з боку уряду США зараз практично припинено, і технологічне лідерство перейшло до Китаю. Розробляються нові високотемпературні реактори з газохолодженням (HTR), які зможуть подавати високотемпературний (700-950°C і, зрештою, приблизно до 1000°C) гелій або для промислового застосування через теплообмінник, або для виробництва пари звичайним способом. у вторинному контурі через парогенератор або безпосередньо для приводу газової турбіни циклу Брейтона* для отримання електроенергії з можливим тепловим ККД майже 50% (ККД збільшується приблизно на 1,5% з кожним кроком 50°C). Одна конструкція використовує гелій для приводу повітряного компресора для наддуву блоку CCGT. Удосконалена металургія та технологія, розроблені в останнє десятиліття, роблять HTR більш практичними, ніж у минулому, хоча прямий цикл означає, що має бути висока цілісність палива та компонентів реактора [18].

A High-Temperature Reactor (HTR)

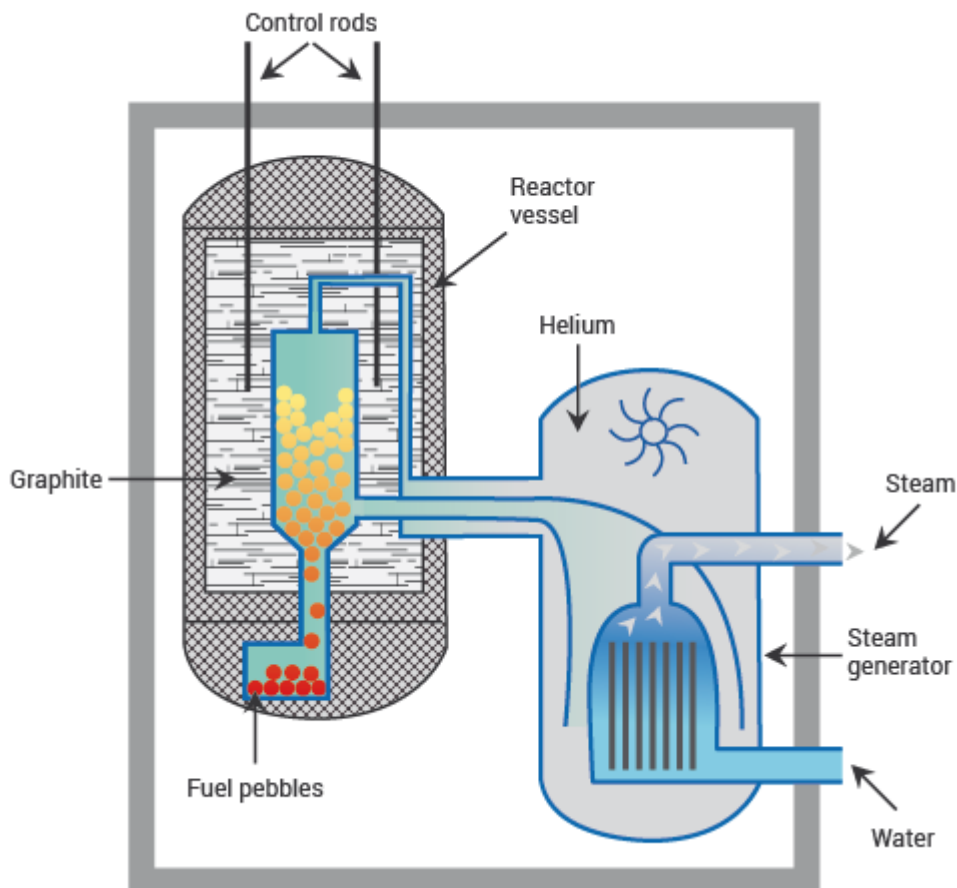


Рисунок 3.2 – Високотемпературний газоохолоджувальний реактор

Малий обсяг спостережень біля Малих Модульних Реакторів (ММР). Серед різних аспектів створення зони спостереження, необхідно відзначити, що навколо кожної атомної електростанції в Україні встановлюється певний радіус зони спостереження, який наразі становить 30 кілометрів. Для таких зон розробляються плани аварійної готовності та реагування, а також враховуються соціально-економічні ризики для населення, які виникають у зв'язку з діяльністю об'єктів підвищеної небезпеки. Проте, коли мова йде про Малі Модульні Реактори (ММР), ситуація може бути зовсім іншою. В залежності від характеристик та потенційних небезпек, пов'язаних із ММР, зони спостереження можуть бути або відсутніми, або мати значно менший радіус. Це, у свою чергу, дозволяє зменшити ризики для населення, оскільки можливо виключення населених пунктів з потенційних зон радіоактивного забруднення в разі аварії. Такий підхід також може сприяти зменшенню витрат

на експлуатацію ММР. Усе це вказує на необхідність індивідуального підходу до встановлення зон спостереження, що залежить від конкретних умов та особливостей кожного об'єкта і технології [19].

Проблема управління радіоактивними відходами завжди є актуальною та заслуговує на нашу особливу увагу. Публічна тривога стосовно цього питання є зрозумілою, навіть при низьких рівнях викидів парникових газів, оскільки навіть малі модульні реактори продовжують генерувати радіоактивні відходи. Крім того, питання радіоактивних відходів залишається актуальним і при знятті з експлуатації атомних електростанцій. Це супроводжується додатковими фінансовими витратами, потребою в облаштуванні зберігання, постійним контролем і охороною цих об'єктів. Окремо важливим аспектом є поводження з відпрацьованим ядерним паливом. Україна має власний підхід до цього питання, не визнаючи відпрацьоване ядерне паливо як радіоактивний відхід, а розглядаючи його як цінний ресурс для майбутніх поколінь. Проте, варто зауважити, що відпрацьоване ядерне паливо визнається радіоактивним відходом згідно з європейськими директивами та міжнародними стандартами, які визначають стратегії його захоронення та управління [20]. Отже, будуючи малі модульні реактори, ми повинні уважно розглядати питання зберігання та управління відпрацьованим ядерним паливом. Це допоможе уникнути створення додаткових проблем із радіоактивними відходами та забезпечити безпеку нашого оточення.

Малі модульні реактори (SMR) революціонізують ядерну енергетику, роблячи її більш компактною та ефективною. Наприклад, реактор Rolls-Royce займає лише 40 000 квадратних метрів, порівняно з традиційними установками, які потребують 400 000 квадратних метрів. Ця значуща зменшення площі встановлення робить SMR більш доступними та придатними для розташування в різних місцях. Найбільш вражаюча перевага SMR полягає в їхній ефективності та гнучкості. Не лише зменшується вимога до земельної площі, але і суттєво поліпшується підтримка цих мініреакторів. Не потрібно великих задалегідь підготовлених інфраструктурних рішень або складних підключень

до місцевої електромережі. Світова спільнота активно працює над розробкою SMR-реакторів, і лідери в цьому напрямку включають США, Канаду, Велику Британію та Польщу. Проте Китай виступає піонером у впровадженні концепції SMR. У липні 2021 року Китайська національна ядерна корпорація (CNNC) розпочала будівництво першого комерційного наземного ядерного проєкту, використовуючи конструкцію малого модульного реактора власної розробки. У жовтні 2021 року було встановлено дно захисної оболонки першого з двох блоків, і очікується, що комерційна експлуатація розпочнеться до кінця 2026 року. За оцінкою аналітичної компанії MarketsandMarkets, ринок SMR має потенціал зрости до \$7 мільярдів до 2030 року. Це свідчить про значущий інтерес та важливість розвитку маломасштабних ядерних реакторів для майбутньої енергетики [17].

3.3 Розробки малих модульних реакторів

ЧНП-300 – базується на ранньому реакторі Qinshan 1 у Китаї як двоконтурний PWR, чотири з яких працюють у Пакистані. Це 1000 МВт, 325 МВт з проектним терміном експлуатації 40 років. Збагачення палива становить 2,4-3,0%, дозаправка кожні 12 місяців. Він був розроблений Шанхайським інститутом досліджень і проектування ядерної енергії (SNERDI) [18].

SNP350 – є розробкою SNERDI на основі CNP-300, оновленої в багатьох відношеннях, щоб відповідати останнім вимогам до продуктивності, економічності та безпеки. Це 1035 МВт, 350 МВт брутто, з проектним терміном експлуатації 60 років і цифровими системами ІК [18].

NuScale Power Module (рис 3.3) — це інтегральний PWR потужністю 250 МВт, 77 МВт з природною циркуляцією. У грудні 2013 року Міністерство енергетики США (DOE) оголосило, що підтримуватиме прискорену розробку проєкту для раннього розгортання з часткою витрат 50-50 . основа. У травні 2014 року компанія NuScale Power підписала угоду на 217 мільйонів доларів США протягом п'яти років. У вересні 2017 року, після прийняття заявки

компанії на сертифікацію проекту (DCA) Комісією ядерного регулювання США (NRC) на початку року, NuScale подала заявку на другу частину своєї кредитної гарантії до Міністерства енергетики США [18]. Він буде виготовлений на заводі з резервуаром під тиском діаметром три метри та конвекційним охолодженням, а єдиними рухомими частинами будуть приводи керуючих стрижнів. Він використовує стандартне паливо PWR, збагачене до 4,95% у звичайних паливних збірках PWR (але які мають довжину лише 2 метри), з 24-місячним циклом перезавантаження. Модуль циліндричної захисної оболонки діаметром 4,6 м і висотою 23 м, встановлений у заповненому водою басейні під рівнем землі, важить 640 тонн і містить реактор з парогенератором над ним. Стандартна електростанція складатиметься з 12 модулів разом, що дасть близько 924 МВт, хоча зараз також передбачені установки з чотирьох і шести модулів [18].

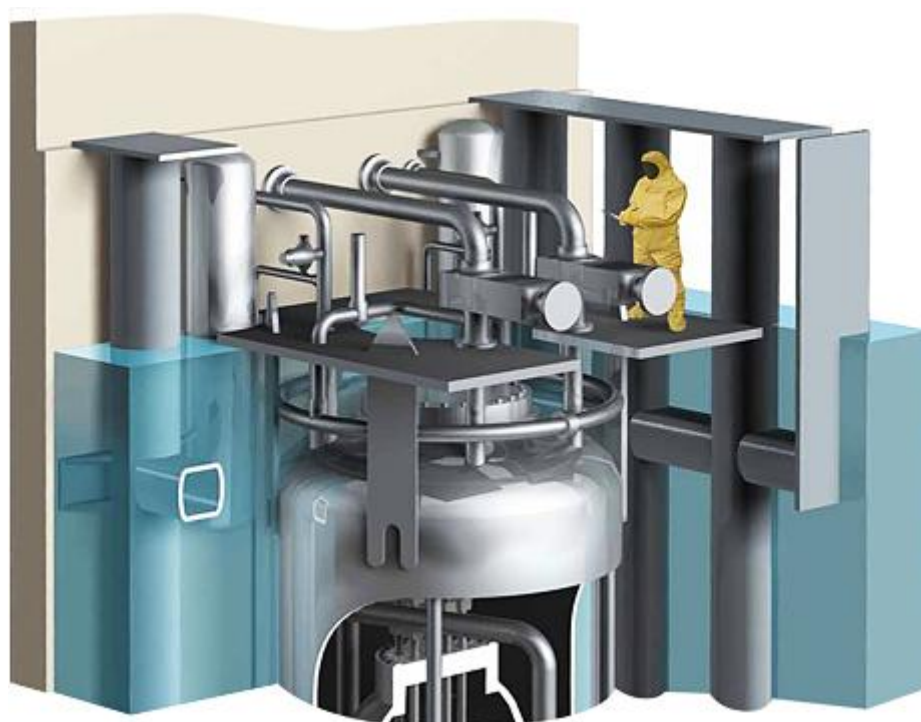


Рисунок 3.3 – Модуль живлення NuScale

Holtec SMR-160 – Holtec International та її дочірня компанія SMR Inventec розробляють заводський реактор потужністю 160 МВт (525 МВт) під назвою SMR-160. Інтегральна конструкція легководного реактора під тиском з одним

парогенератором з прямою трубою SMR-160 містить 57 паливних збірок з двоокису урану зі стрижневими вузлами керування та борною прокладкою. SMR-160 пасивно охолоджується під час роботи та після вимкнення на невизначений час, з негативним температурним коефіцієнтом. Вся реакторна система буде встановлена під рівнем землі зі сховищем використаного палива. Для кожного блоку вартістю \$600 млн (\$3750/кВт) передбачено 24-місячний період будівництва. Термін експлуатації не менше 80 років [18].

mPower – у середині 2009 року компанія Babcock & Wilcox (B&W) анонсувала свій реактор mPower, вбудований PWR потужністю 500 МВт, потужністю 180 МВт. Це був навмисно консервативний дизайн, щоб легше отримати визнання та ліцензування. У листопаді 2012 року Міністерство енергетики США (DOE) оголосило, що підтримає прискорену розробку проекту для раннього розгортання, виділивши до 226 мільйонів доларів США, із яких заплатило 111 мільйонів доларів. Корпус реактора, який містить активну зону розміром 2x2 метри та парогенератор, має, таким чином, діаметр лише 3,6 метра та висоту 22 метри, а весь блок – 4,5 метра в діаметрі та 23 метри у висоту. Він буде встановлений нижче рівня землі, матиме конденсатор з повітряним охолодженням, що забезпечує 31% термічної ефективності р, і системи пасивної безпеки. Спочатку потужність становила 125 МВт, але приблизно до 2014 року було зазначено 195 МВт з водяним охолодженням [18].

IRIS (International Reactor Innovative & Secure) компанії Westinghouse — це конструкція реактора, яка розроблялася понад два десятиліття. Була запропонована потужність 1000 МВт, 335 МВт, хоча її можна було б зменшити до 100 МВт. IRIS — це модульний реактор із водою під тиском із вбудованою системою теплоносія першого контуру та циркуляцією за допомогою конвекції. Паливо подібне до існуючих LWR і (принаймні для версії 335 МВт) паливні збірки будуть ідентичні тим, що в AP1000. Збагачення становить 5% за допомогою горючої отрути та інтервалу заправки паливом до чотирьох років (або довше за умови вищого збагачення та МОКС-палива). Сертифікація

дизайну в США перебувала на стадії попередньої подачі заявки, але зараз її внесено до списку «неактивних», а концепція перетворилася на Westinghouse SMR [18].

Westinghouse SMR – малий модульний реактор Westinghouse це інтегральний PWR класу 800 МВт/225 МВт із системами пасивної безпеки та внутрішніми елементами реактора, включаючи паливні збірки, схожі на ті, що в AP1000 (89 збірок активною довжиною 2,44 м, збагачення <5%). Парогенератор розташований над активною зоною і живиться вісьмома горизонтально розташованими осьовими насосами теплоносія. Корпус реактора буде виготовлено на заводі та доставлено на місце залізницею, а потім встановлено під рівнем землі в захисній оболонці діаметром 9,8 м і висотою 27 м. Модуль корпусу реактора має висоту 25 метрів і діаметр 3,5 метра. Має 24-місячний цикл заправки і 60-річний термін служби. Пасивна безпека означає, що в разі аварії протягом семи днів не потрібно втручання оператора. Щоденне відстеження навантаження може здійснюватися від 100% до 20% потужності зі швидкістю зміни 5% на хвилину; при постійному навантаженні [18].

StarCore HTR – це невеликий (20 МВт) концептуальний проект реактора з гелієвим охолодженням від StarCore Nuclear у Квебеку, розроблений для віддалених місць (витіснення дизеля та пропану) і з системою дистанційного керування через супутник. Його можна розширити до 100 МВт. Агрегати будуть встановлені нижче рівня та попарно. Вони автотранспортні, з корпусами реакторів діаметром 2,5 м і висотою 6 м. Паливо - TRISO в вуглецевій призматичній матриці. Кожен реактор має п'ятирічний графік перезавантаження. Вторинний контур охолодження — азот, до парогенератора, що приводить в дію турбіну. Компанія пропонує концепцію «будуй-володій-експлуатуй-виведи з експлуатації» з угодою про купівлю електроенергії протягом усього терміну служби реактора, згадуючи 0,18 канадських доларів за кВт-год. Агрегати призначені для доставки електроенергії та питної води. Компанія звернулася до CNSC з проханням розпочати процес перевірки дизайну постачальника перед ліцензуванням. У квітні 2018 року Canadian

Nuclear Laboratories (CNL) розпочала перевірку SMR – окремий процес від ліцензування – з метою створення SMR на території Чок-Рівер до 2026 року. У лютому 2019 року CNL оголосила, що StarCore завершила етап попередньої кваліфікації та запрошено на етап належної перевірки [18].

Мікромодульний реактор – USNC Ultra Safe Nuclear Corporation (USNC) американська компанія з дочірніми компаніями в Канаді та інших країнах, має мікромодульний реактор (MMR) HTR з паливом TRISO у гранулах у призматичних графітових блоках у герметичній транспортувальній зоні. Дві версії працюють на 15 МВт/5 МВт або 30 МВт/10 МВт з гнучкою потужністю, і вони не потребують дозаправки протягом 20 років експлуатації, після чого модуль стає відходом. Тепло передається від ядра гелієм до системи розплавленої солі. Передбачено більші версії [18].

Holos-Quad HTR – HolosGen розробляє мікромодульний HTR потужністю 22 МВт у співпраці з американськими військовими, який поміститься в транспортний контейнер 40 футів (12,2 м) за стандартом ISO. По суті, це реактивний двигун із замкнутим контуром (цикл Брейтона), в якому камеру згоряння замінено ядерним джерелом тепла, що складається з чотирьох докритичних енергетичних модулів (SPM), які активно розташовані відносно один одного, усуваючи механізми керуючих стрижнів і забезпечуючи швидке навантаження після Від 3 МВт до 13 МВт. Розміщення SPM близько один до одного забезпечує достатню передачу нейтронів для досягнення критичності [18].

Гібридна концепція SMR – Конструкція малого модульного гібридно-ядерного реактора (SMR) від Hybrid Power Technologies LLC виробляє величезну кількість стисненого повітря, тоді як газова турбіна, яка може спалювати різноманітне викопне паливо, виробляє електроенергію. Гелій з реактора з графітовим сповільнювачем потужністю 600 МВт приводить в дію первинну турбіну, з'єднану з повітряним компресором. Потім повітря під дуже високим тиском наддуває газову турбіну комбінованого циклу (CCGT), що приводить в дію генератор потужністю 850 МВт з ефективністю 85%. Реактор і

компресор знаходяться в повній захисній оболонці. (Фактичний НТР еквівалентний потужності менше 300 МВт, тому цей компонент все ще «маленький».) Компанія подала заявку на другий раунд фінансування від Міністерства енергетики у 2013 році [18]. Концепція швидкого реактора прямого циклу надкритичного CO₂, це проект покоління IV, який частково базується на добре перевірених британських передових газоохолоджуваних реакторах (AGR). Газовий швидкий реактор із надкритичним прямим циклом (SC-GFR) використовує надкритичний теплоносій CO₂ при 20 МПа та 650°C із швидкого реактора з тепловою потужністю від 200 до 400 МВт у циклі Брейтона. Невелика активна зона реактора з тривалим терміном служби могла б підтримувати відведення тепла розпаду шляхом природної циркуляції. Це описується в статті 2011 року від Sandia Laboratories. (S-CO₂ застосовний до багатьох різних джерел тепла, включаючи концентровану сонячну енергію. Він заявляє про високу ефективність менших і простіших електростанцій. З гелієвим охолодженням НТР або охолоджуванним натрієм швидким реактором це буде вторинний контур.) [18].

Реактори на швидких нейтронах – реактори на швидких нейтронах (FNR) менші та простіші, ніж легководні типи, вони мають кращі паливні характеристики та можуть мати довший інтервал перезавантаження палива (до 20 років), але для них необхідно зробити нове обґрунтування безпеки, принаймні в захід. Вони розроблені для використання всього енергетичного потенціалу урану, а не приблизно одного відсотка, який використовують звичайні енергетичні реактори. Вони не мають сповільнювача, мають вищий потік нейтронів і зазвичай охолоджуються рідким металом, таким як натрій, свинець або свинцево-вісмут, з високою провідністю та температурою кипіння. Вони працюють при атмосферному або близькому до нього тиску та мають функції пасивної безпеки (більшість із них мають конвекцію для циркуляції теплоносія першого контуру). Автоматичне регулювання потужності досягається за рахунок зворотного зв'язку по реактивності – втрата потоку теплоносія призводить до підвищення температури всередині, що сповільнює

реакцію. Паливо здебільшого збагачене на 15-20% і може бути нітридом урану – UN, (U,Pu)N, (U,трансурановий)N або (U,Pu)Zr. У США жоден збагачувальний завод не розрахований на більш ніж 10% збагачення, але уряд має 26 тонн ВОУ нерозподілених, і це можна змішати для швидких реакторів. Більшість охолоджувачів є рідким металом, або натрієм, який легкозаймистий і бурхливо реагує з водою, або свинцем/свинцем-вісмутом, який є корозійним, але не реагує з повітрям чи водою. Це усуває потребу та відповідні витрати на додаткові компоненти та резервні системи безпеки, необхідні іншим технологіям для захисту від витоків охолоджуючої рідини. Обидві теплоносії можна використовувати при тиску, близькому до атмосферного, що спрощує проектування та знижує вартість. Їх високотемпературна робота сприяє термодинамічній ефективності [18]. Є два винятки для охолодження рідким металом: газ і сіль.

Швидкі реактори з натрієвим охолодженням – кілька американських компаній розробляють конструкції швидкого реактора з натрієвим охолодженням на основі експериментального реактора-розмножувача II (EBR-II) потужністю 62,5 МВт. EBR-II був значним прототипом швидкого реактора, реактора для переробки палива в Національній лабораторії Айдахо (колишня Аргонська національна лабораторія - Захід), який виробляв 19 МВт протягом приблизно 30 років. Він використовував пірометалургійно очищене відпрацьоване паливо з легководних реакторів як паливо, включаючи широкий спектр актиноідів. Після експлуатації з 1963 по 1994 роки зараз виведено з експлуатації. EBR-II був основою програми Інтегрального швидкого реактора США (IFR) (спочатку програма Advanced Liquid Metal Reactor), і цей термін IFR знову використовується. Був запропонований, але не розроблений EBR-III потужністю 200-300 МВт (див. також інформаційну сторінку про реактори на швидких нейтронах) [18].

3.4 Безпека малих модульних реакторів

Сучасні прихильники технології проголошують вищу безпеку Маленьких Модульних Реакторів (ММР) порівняно з іншими атомними установками, наводячи приклад малих розмірів реакторів та вдосконалення систем безпеки. Однак, незважаючи на те, що кількість ММРів у світі становить близько шести разів менше, ніж великих реакторів, одна із аварій, що сталася на американському Фермі-І у 1966 році, є наочним доказом незаперечного ризику. Хоча за цей час технології стали надійнішими, повністю усунути можливість аварій все ще неможливо. Звісно, обстеження та контроль стали більш суворими, але можливість встановлення кількох ММРів у сусідніх блоках приносить додатковий ризик – аварія на одному з блоків може призвести до аварій і на інших.

Якщо помилка в реакторі масового виробництва може викликати відкликання всієї партії, то що робити, коли потрібно відкликати радіоактивний реактор? І що станеться з енергетичною системою, що покладається на ідентичні реактори, які доведеться відключити? Ці питання варто розглядати не лише в контексті атомної промисловості, а й у політичному вимірі. Поки що вони лише починають обговорювати, але вони потребують уваги. Однак відкликання – це передбачувана та постійна частина масового виробництва, незалежно від того, чи йдеться про смартфони чи ядерні реактори [11].

Розробники малих модульних реакторів (ММР) покладаються на той факт, що менші реактори мають потенціал для легшого охолодження, і вони надіються, що вони зможуть досягти цього завдяки використанню атмосферного повітря. Якщо їм вдасться переконати у цьому в усіх практичних аспектах, це відкриє можливість відмовитися від використання насосів і окремих активних компонентів. Це, знову ж таки, робило би малі реактори значно більш доступними з фінансової точки зору", - зауважив у своїй розмові з DW висококваліфікований експерт з ядерної безпеки Кристоф Пістнер, який

працює в дослідницькому центрі "Еко-Інститут" в Фрайбургу, Німеччина. Цей аналітик був частиною групи науковців, які були запитані урядом Німеччини декілька років тому для оцінки можливостей і ризиків використання малих модульних реакторів. Висновок, до якого прийшли фахівці, був вельми скептичним: «Мета розробників ММР - досягти економії за рахунок відмови від численних заходів безпеки, які є обов'язковими для великих реакторів на сьогоднішній день. Однак, якщо це можливо реалізувати на практиці, їм поки що не вдалося продемонструвати в жодному загальнодоступному дослідженні. Замість цього, сама ідея відмови від заходів безпеки може викликати виникнення нових ризиків. Переваги та безпеку цих систем буде важко оцінити, поки не буде доступної вся інформації», - висловлює свою критику Пістнер. Експерт з Німеччини також заперечує твердження про те, що ММР є джерелом «чистої» енергії. «Згідно з прогнозами деяких досліджень, кількість небезпечних радіоактивних відходів, що виробляються малими реакторами, в порівнянні з великими реакторами може бути на одному рівні, а можливо й трохи вищою», - попереджує Пістнер [21].

Загроза, що може виникнути внаслідок розповсюдження ММРів, – це можливість поширення ядерної зброї. Зі збільшенням кількості таких реакторів стає складніше для міжнародних ядерних регуляторів впевнитися, що вони використовуються виключно для цілей миру. Малі реактори - це стара ідея, відмова від якої була вже в минулому столітті. Вони несуть ті ж проблеми, що і їх великі аналоги: відсутність механізмів відпрацьованого ядерного палива, відходів та постійний ризик аварій. Атомна енергетика може та повинна шукати безпечніші та дешевші альтернативи, які не стануть новими джерелами техногенних катастроф в разі деверсії чи масованого обстрілу.

3.5 Інвестиції в малі атомні реактори

Вартість побудови малого реактора - це питання, яке вимагає серйозного розгляду та обговорення. Згідно з виробниками, ця сума може складати

приблизно \$6000 за кВт, як стверджує экс-менеджер профільної компанії. Таким чином, проект SMR-160 Holtec з потужністю 160 МВт може обійтися приблизно в \$1 млрд, а модульний реактор NuScale з потужністю 462 МВт - приблизно в \$3 млрд. Для порівняння, вартість 1 МВт мобільної газової електростанції становить від \$400,000 до \$600,000, як розповів голова Комітету з питань енергетики та житлово-комунальних послуг, Андрій Герус. Це означає, що витрати на 1 кВт можуть складати від \$400 до \$600 [20].

Важливо відзначити, що на даний момент немає жодного реалізованого проєкту малого модульного реактора в Європі та США, і, отже, реальні витрати на такий проєкт залишаються невизначеними, як зазначає директор Центру досліджень енергетики, Харченко. Міненерго планує фінансувати будівництво малих модульних реакторів за рахунок міжнародних інвестицій та власних коштів "Енергоатому". Також, для цього мають бути використані фінансові механізми відбудови України після війни. США вже обіцяли виділити \$800 млн на відбудову енергетичної інфраструктури України.

Однак важливо зауважити, що в даний момент "Енергоатом" стикається з фінансовими труднощами і навіть не має можливості розраховуватися з постачальниками, як пояснює Харченко. Він висловлює сумнів щодо здатності компанії залучити необхідне фінансування на даному етапі [20].

3.6 Модульні реактори в Україні

13 листопада українські медіа почали інтенсивно поширювати новину про запланований старт пілотного будівництва малих модульних реакторів (ММР) у Сполучених Штатах Америки та Україні [18].

Зацікавленість впровадження технологій ММР виявилася також в Україні. Ще у 2019 році НАЕК "Енергоатом" підписала важливу угоду про співпрацю з американською компанією Holtec International з метою розвитку та впровадження цієї передової технології в енергетичну сферу України. У січні минулого року колишнє Мінекоенерго, в рамках "Концепції зеленого

енергетичного переходу України до 2050 року," висловило намір використовувати ММР як заміну застарілим енергоблокам, які вже перевищили свій призначений термін експлуатації. Той самий рік, під час відзначення Дня пам'яті Чорнобильської трагедії, Президент Зеленський зустрівся з директором Міжнародного агентства з атомної енергетики та відзначив, що Україна активно планує впроваджувати новітні ядерні технології, зокрема ММР [18].

Атомна промисловість загалом та Міністерство енергетики США зокрема активно підтримують розробку ММР, вважаючи, що ця ініціатива може відзначитися значущим внеском у боротьбі зі зміною клімату. При цьому особлива увага приділяється забезпеченню енергетичної безпеки України.

Проте залишається відкритим питання: чи справді проєкт будівництва малих модульних реакторів допоможе Україні зміцнити її енергетичну безпеку? Цей аспект вимагає детального аналізу та обговорення. Декілька років тому, керівництво ДП "Національна атомна енергетична компанія "Енергоатом" вибрало шлях новаторства, ставши перед експертами нашого центру завданням проаналізувати світові тенденції в розвитку малих модульних реакторів (ММР). Це стало необхідним кроком в контексті оновленої стратегії енергетичного розвитку України, яка визначала завдання до 2035 року - обрати типи реакторних технологій, придатних для подальшої будівництва, які зможуть замінити існуючі атомні електростанції в Україні [19].

Цей вибір технологій вимагав прийняття рішення до 2020 року, бо проєктування та будівництво нових енергоблоків зазвичай забирають 10 років - від етапу ліцензування до фактичного запуску АЕС. А вже з 2030 року в Україні ми стикаємося з необхідністю припинити роботу деяких атомних блоків. Першими, в 2030-2031 роках, будуть зупинені блоки №1 і №2 (ВВЕР-440) на Рівненській атомній електростанції. По досягненню 2040 року завершаться терміни експлуатації ще 10 реакторів, а з 2040 по 2055 рік - ще трьох атомних енергоблоків. Загалом, на сьогоднішній день в Україні працюють 15 атомних блоків. Але ця задача стала ще більш складною через

рішення приватних компаній, які експлуатують теплові генеруючі потужності (ТЕС і ТЕЦ), зменшити їхню потужність. До 2020 року планується вивести з експлуатації 7 ГВт з 27 ГВт загальної потужності, яку вони мають на момент заявки. До 2025 року ще 7 ГВт мають бути відключені. Решта 12-13 ГВт теплової генерації потребують значних інвестицій для модернізації своєї інфраструктури, і швидше за все, ця модернізація включатиме перехід на використання вугілля газової групи замість антрациту. Це, звісно, потребуватиме додаткових інвестицій. І хоча існують проекти створення нових теплових генеруючих потужностей, їхнє майбутнє все ще залишається під питанням, і до 2025 року ця ситуація, ймовірно, не стане більш ясною [15].

Повинні також враховувати Паризьку хартію з клімату, яка зобов'язує всі провідні країни світу, включаючи Україну, до виконання строгих екологічних норм щодо обмеження викидів парникових газів. Україна повинна зменшити свої викиди на 60% до 2030 року порівняно з 1990 роком. На сьогодні ці викиди є на прийнятному рівні завдяки зниженню обсягів виробництва у зв'язку з економічними труднощами, але норми переглядаються щонайменше кожні п'ять років. Сектор теплової генерації вже відчуває суттєвий дефіцит інвестицій і, одночасно, починається відчувати конкуренцію з боку альтернативних джерел енергії, таких як сонячні та вітрові станції, а також впровадження потужних акумуляторних парків, які розгортаються у різних країнах світу. Проте є ще одна важлива проблема, яка залишається нерозв'язаною: нестача маневрених потужностей у нашій об'єднаній енергосистемі. Згідно з "Енергостратегією-2035", Україна має досягнути 18% маневрених потужностей до 2035 року, що є значним зростанням порівняно з поточним рівнем, який становить 8%. Зелена енергетика, навіть із застосуванням акумуляторних парків, поки що не в змозі повністю вирішити цю проблему, а тепла генерація, хоч і можливо, але створює значні екологічні ризики [15]. Ось тут і з'являються малі модульні реактори, які можуть відіграти ключову роль у вирішенні цієї проблеми. Вони здатні регулювати виробництво електроенергії від нуля до 100% за дуже короткий

період часу. В секретаріаті Паризької угоди вже розробляються законодавчі акти, які визначають місце та роль атомної енергетики у світі, а також механізми інвестування в цей сектор [19].

Замислюючись над питанням «Де в Україні справжня енергетична безпека?», можна сказати, що вона не полягає лише у будівництві нових атомних електростанцій. Навіть при всій найкращій волі і оптимізмі, мінімум десять років розділяє нас від можливого пуску нових реакторів. А наші домівки вже сьогодні стикаються з російськими обстрілами, недостатньою кількістю енергоресурсів та загальною енергетичною кризою. Що ж можна зробити зараз? Однією з реалістичних перспектив є вкладання часу, грошей і зусиль у проєкти, які, на жаль, можуть так і не піднятися з місця. Але чи є це єдино можливим шляхом? Альтернатива полягає в розбудові децентралізованих мереж відновлюваних джерел енергії. Такі рішення вже доведено надійними і доступними, особливо з підтримкою наших союзників. Вони ефективні, швидкі в реалізації та набагато менш вразливі до надзвичайних обставин, оскільки забезпечують спільноти енергією незалежно від централізованих енергомереж. Підсумовуючи, шлях до справжньої енергетичної безпеки України може лежати не лише через будівництво великих атомних станцій, а в переході до децентралізованих рішень, які зможуть дати відчутні результати набагато швидше.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням обладнання ВРУ АЕС потужністю 1320 МВт

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою бакалаврської роботи:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільних установок.
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування і ремонту розподільних установок, користуючись [23, 24].
3. Розрахувати параметри блискавкозахисту розподільної установки 330 кВ.

4.2 Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням обладнання розподільних установок

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- гострі країки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень статичної електрики.

Працівники, які виконують електромонтажні роботи, повинні бути ознайомлені з Правилами відповідно до посади або роботи, яку вони виконують, і мати відповідну бригаду з електробезпеки відповідно до цих вимог [25, 28].

4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування і ремонту розподільних установок

Роботи в електроустановках з техніки безпеки поділяються на три категорії:

- зі зняттям напруги;
- без зняття напруги на струмовідних частинах та поблизу них;
- без зняття напруги віддалік від струмовідних частин, що перебувають під напругою.

До робіт з зняття напруги належать роботи, що виконуються на електроустановці (або її частині), при яких запалюються частини вимкнено і доступ до електроустановок (їх частин) неможливий [23].

В електроустановках напругою понад 1000 В роботи без електрики та поблизу освітлених частин повинні виконуватися із застосуванням засобів захисту для ізоляції робітника від нагрітих частин або від землі. У разі ізоляції працівника від землі роботи повинні проводитися відповідно до спеціальних інструкцій або технологічних карт, які передбачають необхідні заходи безпеки [28].

4.3.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

З аналізу нормативної літератури [23, 24] в даному пункті запропоновано організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць в електроустановках, а саме розподільних установках.

Працівник, який видає наряд, розпорядження, встановлює можливість безпечно виконувати роботу. Відповідає за достатність і правильність заходів безпеки, визначених наказом, за якісний і кількісний склад бригади та призначення працівників, відповідальних за безпечне виконання робіт, а також

за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді, роботі, що виконується [23, 24].

4.3.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

На приводах роз'єднувачів, відокремлювачів і вимикачів навантаження, напругою понад 1000 В, на ключах і кнопках дистанційного керування, на комутаційній апаратурі до 1000 В (автоматичні та інші вимикачі, рубильники), під час ввімкнення яких може бути подана напруга на робоче місце, мають бути вивішені плакати «Не вмикати ! Працюють люди». На засувках, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи комутаційної апаратури, вивіщується плакат «Не відкривати! Працюють люди!». На приєднаннях напругою до 1000 В, які не мають автоматичних та інших вимикачів або рубильників, плакати вивіщуються біля знятих запобіжників, під час встановлення яких може бути подана напруга на місце роботи. [23, 24].

4.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (340 \times 80) = 27200 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 550 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 55 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$
- глибина закладення заземлення: $t = 0,7 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 60 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 3,4 \text{ м}$.

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

План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ наведено на рисунку 4.1.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p/n_g = 2 \cdot (340+80)/60 = 14 \text{ м.}$$

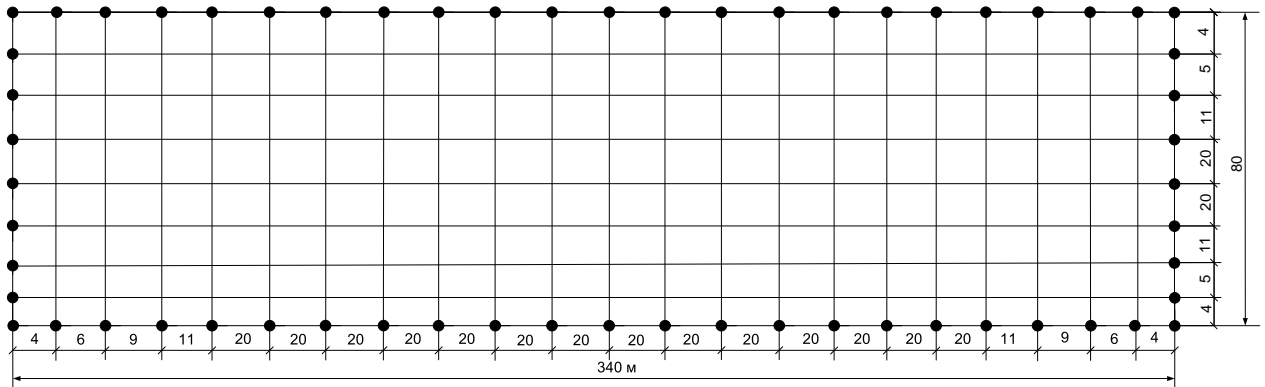


Рисунок 4.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 550/55 = 10;$$

$$a/l_g = 14/3,4 = 4,11;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{27200} = 164,9 \text{ (м)};$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{3,4 + 0,7}{164,9} = 0,025 < 0,1;$$

$$\frac{h-t}{l_g} = \frac{2-0,7}{3,4} = 0,35.$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [8]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (4.1)$$

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

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

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (4.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (4.3)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,025 = 0,423;$$

$$L_c + L_{g,} = (340 \cdot 9 + 80 \cdot 23) + 3,4 \cdot 60 = 5104 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [9] визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 2,3$.

$$\rho_{екв} = 2,3 \cdot 55 = 126,5 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{ш} = 0,423 \cdot 126,5 / 164,9 + 126,5 / 5104 = 0,626 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом.}$$

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

Опір заземлювача:

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

$$R'_3 = \frac{0,626 \cdot 1,2}{0,626 + 1,2} = 0,411 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом.}$$

Висновки по розділу 4.

Завдяки аналізу наукових джерел та актів у сфері охорони праці, а також проведеним розрахункам, вдалося успішно вирішити всі поставлені задачі:

- дослідити умови праці під час виконання завдань, пов'язаних із обслуговуванням електрообладнання ВРУ електростанції, з метою ретельного аналізу та вдосконалення.

- розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час експлуатації і обслуговування ВРУ АЕС;

- провести комплексне дослідження функціонування електричної частини атомної електростанції в умовах впливу іонізуючих випромінювань та електромагнітних імпульсів. Розробити заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

При проектуванні електричних станцій виникає необхідність розгляду ряду економічних задач, а саме: обґрунтування типу та потужності станції, складу блоків, вибору місця будівництва електростанції, розрахунку основних техніко-економічних показників роботи і їх аналізу з метою визначення ефективності капіталовкладень у спорудження проектованої станції.

Метою даного розділу магістерської роботи являється вирішення саме останньої із приведених вище задач: визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

5.1 Визначення кошторисної вартості АЕС

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС здійснюють користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в таблиці 5.1.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку занесено в таблицю 5.1. Капітальні вкладення у житлове будівництво у дипломному проекті не визначаються через відсутність конкретних даних [25-26].

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження АЕС

| Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку | В % від розділу 2 | В тому числі в % по виду робіт | | | | | | |
|---|-------------------|--------------------------------|------------|------------|------------|--------------|------------|-------------------|
| | | Будівельно-монтажні роботи | | Обладнання | | Інші витрати | | Загальна вартість |
| | | % | грн | % | грн | % | грн | грн |
| 1. Підготовка території будівництва | 1,8 | 50 | 95040000 | 2,0 | 3801600 | 48 | 91238400 | 190080000 |
| 2. Об'єкти основного виробничого призначення | 8000 | 70 | 7392000000 | 29,5 | 3115200000 | 0,5 | 52800000 | 1056000000 |
| 3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення | 1,0 | 803 | 847968000 | 20 | 21120000 | - | - | 105600000 |
| 4. Об'єкти енергетичного господарства | 1,2 | 88 | 111513600 | 12 | 15206400 | - | - | 126720000 |
| 5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку | 3,0 | 93 | 294624000 | 7,0 | 22176000 | - | - | 316800000 |
| 6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання | 2,8 | 90 | 266112000 | 10 | 29568000 | - | - | 295680000 |
| 7. Благоустрій території | 0,3 | 100 | 31680000 | - | - | - | - | 31680000 |
| 8. Тимчасові будівлі та споруди | 4,0 | 80 | 337920000 | 10 | 42240000 | 10 | 42240000 | 422400000 |
| 9. Інші роботи та витрати | 4,0 | - | - | - | - | 100 | 422400000 | 422400000 |
| 10. Утримання дирекції та авторський нагляд | 0,2 | - | - | - | - | 100 | 15840000 | 15840000 |
| 11. Підготовка експлуатаційних кадрів | 0,5 | - | - | - | - | 100 | 52800000 | 52800000 |
| 12. Проектні та пошукові роботи | 6,5 | - | - | - | - | 100 | 686400000 | 686400000 |
| 13. Роботи та затрати по створенню водосховища | 1,0 | - | - | - | - | 100 | 105600000 | 105600000 |
| 14. Всього: | | | 9376857600 | | 3249312000 | | 1469318400 | 13332000000 |

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

$$k_{num} = K_{\Sigma} / P_{вст}, \quad (5.1)$$

$$k_{num} = 13332000000 / 1320000 = 10100 \text{ (грн/кВт)}.$$

де K_{Σ} – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн.

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

5.2.1 Амортизація основних фондів

Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об'ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини; 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку; 3 - силове обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії, 4 – ЕОМ. Згідно з нормативним строком

експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює:

1 група - 2%, 2 група - 10%, 3 група - 6%, 4 група - 15%.. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%, 4 група - 6%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в таблиці 5.1) за наступними формулами:

$$O\Phi_1 = 0,7 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5});$$

$$O\Phi_2 = \sum K_5;$$

$$O\Phi_3 = 0,4 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш.};$$

$$O\Phi_4 = \sum K_{інш.},$$

де $K_{БМР}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи;

$K_{БМР5}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу таблиці 5.1;

K_5 - капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку);

$K_{об.}$ – вартість обладнання АЕС;

$K_{обл5}$ – вартість обладнання АЕС по п'ятому розділу таблиці 5.1;

$K_{інш.}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

$$O\Phi_1 = 0,7 \cdot (9376857600 - 294624000) = 6357563520.$$

$$O\Phi_2 = 316800000 \text{ тис. грн.}$$

$$O\Phi_3 = 0,4 \cdot (9376857600 - 294624000) + (3249312000 - 22176000) + 1469318400 = \\ = 8329347840 \text{ грн.}$$

$$O\Phi_4 = 1469318400 \text{ тис. грн..}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

$$S_a = \sum O\Phi_i \cdot H_i \quad (5.2)$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 445029446,4 \cdot 0,07 + 88704000 \cdot 0,28 + 1665869568 \cdot 0,20 + 88159104 \cdot 0,06 = 2287762118,4 \text{ грн.}$$

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань АЕС

| Групи ОФ | Вартість ОФ, грн. | Норма амортизації ОФ, % | Сума амортизаційних відрахувань, грн. |
|----------|----------------------|----------------------------|--|
| ОФ1 | 6357563520 | 7% | 445029446,4 |
| ОФ2 | 316800000 | 28% | 88704000 |
| ОФ3 | 8329347840 | 20% | 1665869568 |
| ОФ4 | 1469318400 | 6% | 88159104 |
| Разом | 16473029760 | | 2287762118,4 |

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні дані штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$Ч = k_{шт} \cdot P_{вст}, \quad (5.3)$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт для і-го типу блока, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$k_{шт}$ для АЕС 1320 МВт дорівнює 0,8;

$$Ч = 1320 \cdot 0,8 = 1056 \text{ чоловік.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії у співвідношенні показаному в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Розподіл персоналу на категорії

| Категорія працівників | АЕС | Кількість чоловік |
|-----------------------|------|-------------------|
| Робітники | 78% | 824 |
| ІТР | 18% | 190 |
| Службовці | 3,5% | 37 |
| МОП | 0,5% | 5 |

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

$$S_{зн} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.4)$$

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

n_i – кількість робітників і-ої категорії.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати за рік в цілому по АЕС

| Категорія персоналу | Зарплата, грн./місяць | Нарахована зарплата за рік, грн |
|---------------------|-----------------------|---------------------------------|
| Робітники | 26000 | 257088000 |
| ІТР | 28000 | 63840000 |
| Службовці | 22000 | 9768000 |
| МОП | 18000 | 1080000 |
| Разом за рік | | 331776000 |

Річний фонд зарплати підприємства визначається за формулою:

$$S_{zn} = (1,57 \cdot (S_{zn.роб.} + S_{zn.МОП}) + 1,8 \cdot (S_{zn.ІТР} + S_{zn.сл.})) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_e, \quad (5.5)$$

де $S_{zn.роб.}$, $S_{zn.МОП}$, $S_{zn.ІТР}$, $S_{zn.сл.}$ – нарахована зарплата за рік, відповідної категорії персоналу;

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

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

$$\begin{aligned} S_{zn} &= (1,57 \cdot (257088000 + 1080000) + 1,8 \cdot (63840000 + 9768000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 331776000 \text{ (грн)}. \end{aligned}$$

5.2.3 Розрахунок затрат на паливо

Усі особливості визначення витрат на паливо для АЕС пов'язані з особливостями використання ядерного палива. Ціна свіжого ядерного палива враховує усі затрати паливного циклу, і для розімкненого паливного циклу може бути виражена при допомозі наступної формули:

$$Ц_{св} = Ц_{поч} + Ц_{зб} + Ц_{виг} + Ц_{тсв} + Ц_{виг}, \quad (5.6)$$

де $Ц_{поч}$ – початкова ціна ядерного палива;

$C_{зб}$ – ціна збагачення палива по U^{235} ;

$C_{виг}$ – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$C_{тсв}$ – ціна транспортування свіжого палива;

$C_{вит}$ – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

$$C_{св} = 3130 + 6670 + 9600 + 31200 = 50600 \text{ (грн./кг)}.$$

Річні витрати на паливо для АЕС визначаємо по наступному виразу:

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot C_{св} \cdot E_{вир}}{24 \cdot B_{яз} \cdot \eta_{АЕС}^H}, \quad (5.7)$$

де $E_{вир}$ – кількість виробленої за рік електроенергії;

$B_{яз}$ – середня глибина вигорання ядерного палива в стаціонарному режимі, МВт·доба/т.

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot 50600 \cdot 10146147,28}{24 \cdot 21000 \cdot 32} = 3183253053 \text{ (грн)}.$$

5.2.4 Розрахунок інших витрат

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

$$S_{ин} = (S_a + S_{зн}) \cdot P_p, \quad (5.8)$$

де P_p – процент інших витрат, що визначається по графіку (для станції з встановленою потужністю 1320 МВт – $P_p = 11\%$).

$$S_{ин} = (517649979 + 2287762118,4) \cdot 11\% = 308595330 \text{ (грн)}.$$

5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва:

$$S = S_a + S_{zn} + S_n + S_{inv} \quad (5.9)$$

$$\begin{aligned} S &= 308595330,7 + 2287762118,4 + 517649979 + 3183253053 = \\ &= 6297260481 \text{ (грн.)}. \end{aligned}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / W_{відн}, \quad (5.10)$$

де $W_{відн}$ – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

$$W_{відн} = 10146147,28 \text{ (МВт·год)};$$

$$C = 6297260481 \cdot 100 / (9638840 \cdot 1000) = 65,33 \text{ (коп/кВт·год)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Результати розрахунку собівартості електроенергії

| Елементи витрат | Сума річних витрат | Собівартість енергії | |
|-----------------|--------------------|----------------------|-------------|
| | | % | коп/кВт·год |
| Амортизація | 2287762118 | 36,33% | 23,73 |
| Зарплата | 517649979 | 8,22% | 5,37 |
| Паливо | 3183253052,9 | 50,55% | 33,03 |
| Інші | 308595330,7 | 4,90% | 3,20 |
| Разом | 6297260481 | 100% | 65,33 |

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих АЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники АЕС

| | | |
|--|-------------|-------------|
| Потужність станції | 1320 | МВт |
| Склад обладнання | 3×440 | |
| Річний виробіток електроенергії | 10146147,28 | МВт·год |
| Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП | 5 % | |
| Коефіцієнт обслуговування | 0,8 | чол./МВт |
| Кошторисна вартість промислового будівництва | 6297260481 | грн. |
| Питомі капітальні вкладення | 10100 | грн./кВт |
| Собівартість відпущеної електроенергії | 65,33 | коп/кВт·год |

В даному розділі дипломного проекту були підраховані економічні показники проектованої АЕС потужністю 1320 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C=65,33$ коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії входить в межі середніх значень собівартості електроенергії на АЕС.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було розглянуто актуальне питання розвитку атомної енергетики в контексті сучасних енергетичних потреб суспільства. Враховуючи постійне зростання світового попиту на енергію та необхідність зменшення викидів парникових газів, атомна енергетика визнається однією з потенційно найефективніших та екологічно чистих альтернативних джерел електроенергії.

У електротехнічній частині розглянуто важливі аспекти проектування головної схеми електростанції, такі як вибір обладнання, розрахунки струмів короткого замикання, вибір струмоведучих частин та інші параметри, які визначають надійність та безпеку роботи атомної електростанції.

В роботі проведено глибокий аналіз перспектив розвитку малих модульних реакторів, звертаючи увагу на їхню будову, безпеку та можливість використання в Україні.

Окремий розділ роботи присвячений охороні праці та безпеці в надзвичайних ситуаціях, пов'язаній з обслуговуванням обладнання ВРУ АЕС, та розробки організаційно-технічного рішення для забезпечення безпеки під час робіт та ремонтів.

В економічній частині магістерської кваліфікаційної роботи визначено кошторисну вартість АЕС та розраховано собівартість виробленої електроенергії, яка становить 65,3 коп/кВт·год..

Враховуючи розглянуті аспекти, рекомендується подальший розвиток та реалізація проєкту з використанням розроблених технічних, економічних та організаційно-технічних рішень. Отже, проведені дослідження та розрахунки надають комплексний погляд на проблематику розвитку атомної енергетики та її практичне застосування в умовах сучасного енергетичного ринку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. URL:http://www.atomforum.org.ua/publications/articles/2019/atomna_energetika_v_ukrayini_ta_yiyi_vpliv_na_rozvitok_krayini
2. URL:<https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/nuclear-power-reactors.aspx>
3. Чорний В. С., Ронжин М. М., Тептя В. В. Перспективи розвитку малих модульних реакторів. Матеріали ІІ Науково-технічної конференції факультету електроенергетики та електромеханіки, тези доповіді, Вінниця. 2023. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/schedConf/presentations>
4. Чорний В. С., Олійник Ю. О., Тептя В. В. Перспективи розвитку малих модульних реакторів. Матеріали Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції аспірантів та молодих науковців, тези доповіді, Вінниця. 2023. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/schedConf/presentations>
5. URL:https://biz.censor.net/resonance/3403084/scho_take_mali_modulni_reaktory_budivnytstvo_yakyh_rozglyadaye_ukrayina
6. URL:<https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx>
7. Д.О. Чалий, А.Б. Тарнавський, Р.Ю. Сукач, Р.Б. Веселівський. “Техногенна безпека АЕС”. Частина ІІ / Львів 2020 – 339 с.
8. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
9. 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.

10. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
11. URL:<https://ecoaction.org.ua/velyki-problemy-malykh-reaktoriv.html>
12. URL:<https://forbes.ua/company/minenergo-khoche-pobuduvati-20-malikh-yadernikh-reaktoriv-tsyu-tehnologiyu-shche-ne-realizuvav-nikhto-v-sviti-skilki-vona-mozhe-koshtuvati-24032023-12541>
13. URL:<https://www.dw.com/uk/mali-aderni-reaktori-dla-ukraini-tehnologicnij-proriv-ci-zombitehnologia/a-65464842>
14. URL:https://biz.censor.net/resonance/3403084/scho_take_mali_modulni_reaktory_budivnytstvo_yakyh_rozglyadaye_ukrayina
15. URL:<https://mind.ua/openmind/20182778-atom-majbutnogo-reaktorni-tehnologiyi-shcho-dopomozhut-virishiti-problemu-zabezpechennya-lyudstva-energie>
16. URL:<http://energetika.in.ua/ua/books/book-4/part-1/section-7/7-1>
17. URL:<https://itc.ua/ua/novini/ukrayina-spivpratsyuvatyme-z-ssha-shhodo-stvorennya-malyh-modulnyh-yadernyh-reaktoriv-pilotna-ustanovka-maye-z-yavytysya-cherez-2-3-roky/>
18. URL:<https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx>
19. URL:<http://energetika.in.ua/ua/books/book-4/part-1/section-7/7-1>
20. URL:<https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/nuclear-power-reactors.aspx>
21. URL:https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%AF%D0%B4%D0%B5%D1%80%D0%BD%D0%B0_%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8
22. URL:http://www.atomforum.org.ua/publications/articles/2019/atomna_energetika_v_ukrayini_ta_yiyi_vpliv_na_rozvitok_krayini

23. URL: <https://mehanik-ua.ru/elektrogospodarstvo/680-obslugovuvannya-kondensatornikh-ustanovok-elektrodivguniv-osvitlyuyuchikh-ta-zazemlyuyuchikh-pristrojiv.html>

24. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник. [Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141.] / Вінниця: ВНТУ, 2018. 46 с.

25. 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.

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

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

28. 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.

29. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.

30. 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: Розвиток електричної системи. 1. Електрична частина атомної електростанції потужністю 1320 МВт з реакторами ВВЕР-440 з аналізом перспектив розвитку малих модульних реакторів

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 потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Чорний В. С.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Тептя В.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ. 1. ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА
АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1320 МВТ З
РЕАКТОРАМИ ВВЕР-440 З АНАЛІЗОМ ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ
МАЛИХ МОДУЛЬНИХ РЕАКТОРІВ

08-21.КМКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..

_____ Тептя В. В.

(підпис)

Магістр групи 1ЕС-22м

_____ Чорний В. С.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень полягає в впровадженні новітніх енергетичних технологій для забезпечення сталого розвитку. Малі модульні реактори відкривають перспективи для ефективного та безпечного виробництва атомної енергії, що сприяє зменшенню викидів парникових газів та забезпеченню надійного енергетичного постачання. Магістерська кваліфікаційна робота спрямована на дослідження та аналіз технічних, економічних та екологічних аспектів впровадження таких реакторів, сприяючи подальшому розвитку сучасної ядерної енергетики.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проектування та спорудження електричної частини атомної електростанції потужністю 1320 МВт, а також аналізу перспектив розвитку малих модульних реакторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження атомної електричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування атомної електростанції потужністю 1320 МВт з трьома реакторами ВВЕР потужністю 440 МВт. номінальна потужність системи 20100, номінальна напруга системи 330 кВ; номінальна напруга мережі району 110 кВ;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на АЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський

завод високовольтної апаратури”, “Siemens”, “ABB” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне рішення).

– показники технологічності: проектування АЕС, 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 АЕС 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 | 21.09.23 | 23.09.23 | формування технічного завдання |
| 2 | Обґрунтування проектування АЕС | 24.09.23 | 29.09.23 | аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ |
| 3 | Електротехнічна частина | 30.09.23 | 10.10.23 | розділ 2 ПЗ |
| 4 | Перспективи розвитку малих модульних реакторів | 11.10.23 | 28.10.23 | розділ 3 ПЗ |
| 5 | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | 29.10.23 | 05.11.23 | розділ 4 ПЗ |
| 6 | Економічна частина | 06.11.23 | 12.11.23 | розділ 5 ПЗ |
| 7 | Оформлення пояснювальної записки | 13.11.23 | 21.11.23 | пояснювальна записка |
| 8 | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації | 22.11.23 | 27.11.23 | плакати, презентація |
| 9 | Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР | 28.11.23 | 01.12.23 | Результат перевірки на |

| | | | | |
|----|------------------|---------------------|----------|------------------------------------|
| | | | | плагіат, відгук керівника |
| 10 | Рецензування МКР | 01.12.23 | 04.12.23 | Відгук опонента |
| | Захист МКР | Перша декада червня | | Доповідь та відповіді на запитання |

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проєкт електричної частини АЕС потужністю 1320 МВт, а також одержання результатів аналізу перспектив розвитку малих модульних реакторів, які можуть використовуватись на станціях 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

Розрахунок надійності ВРУ-330 кВ

Таблиця В.1 – Розрахунок надійності для I варіанту схеми ВРУ-330 кВ

| Елемент, що відмовив | Параметр потоку відмов ω_i | Елементи, що відключилися, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|-----------------------------------|--|-----------|------|-----------|----------|------|-----------|----------|------|-----------|-----------|------|------------|------|------|
| | | Коефіцієнти режиму кжі вимикачі, що ремонтуються | | | | | | | | | | | | | | |
| | | k0=0,8 356 | Kp=0,0136 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 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-13 | Q-14 |
| Q-1 | 0,024 | AT | | AT | G1, AT | AT | G,AT | AT,D(W,G) | AT | W,AT | AT,D(W,G) | AT | AT2 | AT,D(AT,W) | AT | W,AT |
| | | | AT | G,AT | | | | | | | | | | | | |
| Q-2 | 0,024 | G,AT | G,AT | | D(AT,G) | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT |
| | | | AT | | G,AT | | | | | | | | | | | |
| Q-3 | 0,012 | G | G,AT | G | G | G,D(W,G) | W,G | G | G,D(W,G) | G2 | G | G,D(AT,W) | W,G | G | W,G | G |
| | | | D(AT,G) | G | | | | | | | | | | | | |
| Q-4 | 0,024 | G | G | G,AT | G,D(AT,G) | | G | G,W | G | W,G | G,D(W,G) | G | AT,G | G,D(AT,W) | G | W,G |
| | | | | | | | G | D(D,W) | | | | | | | | |
| Q-5 | 0,0552 | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Q-6 | 0,0552 | W | W,D(AT,G) | W,G | W | G,W | W | | W,D(W,G) | G,W | W | W,D(AT,W) | W2 | W | W2 | W |
| | | | | | | D(W,G) | W | | | | | | | | | |
| Q-7 | 0,0552 | W | W | W,AT | W,D(AT,G) | W | W,G | W,D(W,G) | | W | G,W | W | AT,W | W,D(AT,W) | W | W2 |
| | | | | | | | | | | W | D(W,G) | | | | | |
| Q-8 | 0,0552 | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W |
| | | | | | | | | | W | | G | | | | | |
| Q-9 | 0,024 | G | G,D(AT,G) | G,W | G | G,D(W,G) | G,W | G | G,W | G | | G,D(AT,W) | W,G | G | W,G | G |
| | | | | | | | | | D(W,G) | G | | | | | | |

Таблиця В.2 – Розрахунок надійності для II варіанту схеми ВРУ 330 кВ

| Елемент, що відмовив | Параметр поточку відмов ω_i | Елементи, що відключилися, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|---|--|--------------|-----------|-----------|-------------|-------------|-----------|-----------|--------------|------------|----------|-----------|------------|--|
| | | Коефіцієнти режиму кжі вимикачі, що ремонтуються | | | | | | | | | | | | | |
| | | k0=0,8 356 | Kp=0,0136 | | | | | | | | | | | | |
| | | | 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 | 0,024 | AT | | AT | AT,W | AT,D(G,W) | AT | W,AT | AT,D(G,W) | AT,D(AT,G,W) | AT | G,AT | AT,D(W,G) | AT,D(W2,G) | |
| | | | | AT | D(W,AT) | D(G,W,AT) | | | | | | | | | |
| Q-2 | 0,055 2 | AT,W | AT,W | | AT,W | AT,W,G | AT,W | AT,W | AT,W | AT,2 | AT,W | AT,W | AT,W | AT,W | |
| | | | AT | | W | D(G,W) | | | | | | | | | |
| Q-3 | 0,055 2 | W,G | AT,W,G | W,G | | W,G | W,G | W,G | W,G | W,G | W,G | W,G | W,G | W,G | |
| | | | D(G,W,AT) | W | | G | | | | | | | | | |
| Q-4 | 0,024 | G | G,D(W,AT) | W,G | G | | G,D(AT,G,W) | G,D(AT,G) | AT,G | G | G,D(W2,G) | G,D(W2) | W,G | G | |
| | | | D(G,W,AT) | D(G,W) | G | | | | | | | | | | |
| Q-5 | 0,055 2 | W | W | W,AT | W,D(W,AT) | W,D(G,W,AT) | | W | W,G | W,D(AT,G) | W | G,W | W,D(W,G) | W,D(W2,G) | |
| | | | | | | | | W | D(G,W) | D(AT,G,W) | | | | | |
| Q-6 | 0,055 2 | W,G | W,G | W,G | W,G | W,G | W,G | | W,G | W,G,AT | W,G | W,G | W,G | W,G | |
| | | | | | | | W | | G | D(AT,G) | | | | | |
| Q-7 | 0,024 | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | W,G,AT | G,AT | | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | G,AT | |
| | | | | | | | D(G,W) | G | | AT | | | | | |
| Q-8 | 0,024 | AT | AT,D(G,W,AT) | AT,D(G,W) | AT,G | AT | AT,D(G,W) | G,AT | AT | | AT,D(W2,G) | AT,D(W2) | W,AT | AT | |
| | | | | | | | D(AT,G,W) | D(AT,G) | AT | | | | | | |
| Q-9 | 0,024 | G | G | G,AT | G,D(W,AT) | G,D(G,W,AT) | G | G,W | G,D(G,W) | G,D(AT,G,W) | | G | G,W | G,D(W2) | |
| | | | | | | | | | | | | G | D(W,G) | D(W2,G) | |
| Q-10 | 0,055 2 | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | G,W | | G,W | G,W2 | |
| | | | | | | | | | | | G | | W | D(W2) | |
| Q-11 | 0,055 2 | W2 | W2 | W2 | W2 | W2 | W2 | W2 | W2 | W2 | G,W2 | W2 | | W2 | |
| | | | | | | | | | | | D(W,G) | W | | W | |
| Q-12 | 0,055 2 | W | W,D(G,W,AT) | W,D(G,W) | W,G | W | W,D(AT,G,W) | W,D(AT,G) | W,AT | W | W,D(W,G) | W2 | W | | |
| | | | | | | | | | | | D(W2,G) | D(W2) | W | | |

ДОДАТОК Г

Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС потужністю 1320 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

На АЕС 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[27].

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 АЕС можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації [27].

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[27].

Необхідно оцінити стійкість роботи атомної електростанції потужністю 1320 МВт в умовах впливу іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

Г.1 Дослідження стійкості роботи розподільних установок та електричної частини АЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах ВРУ можуть виникнути незворотні зміни. Дані наведено в таблиці Г.1.

Таблиця Г.1 – Експозиційні дози елементів електричних частин АЕС

| № | Підсистеми електричної частини АЕС | Елементи електричної частини АЕС | $D_{грн i, (P)}$ | $D_{гр, P}$ |
|---|---|--|------------------|-------------|
| 1 | Блок управління автоматизованими дільницями | Перетворювач струму МС44603Р | 10^6 | 10^3 |
| | | Нормативний перетворювач швидкості NSP1207 | 10^4 | |
| | | Контролер SP 3,5 DC | 10^6 | |
| | | Діод Д151-50 | 10^5 | |
| | | Діод D0805-0.05 56 | 10^5 | |
| 2 | Система керування, РЗ та збудження | Тумблер ASW-13-102 | 10^5 | |
| | | Конденсатор К73-16-8,2 мкФ 250В | 10^2 | |
| | | Магнітний пускач КМИ-57012 | 10^4 | |
| | | Транзистори Т143-2 | 10^7 | |
| 3 | Мікропроцесорна система | Мікросхема П1 регулятор струму К140УД7 | 10^4 | |
| | | Блок РЗ SPAC 800 | 10^5 | |
| | | Тахогенератор AGMS VibrosystM | 10^4 | |

Час роботи до відмови різних систем: блок управління – 8 (70080 год), система керування – 5 років (43800 год), мікропроцесорна система – 3,1 роки (27156 год).

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{П}})}{K_{посл}}; \quad (Г.1)$$

де $K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення, 1;

$t_{П}$ - час початку опромінення, 1 год;

t_K - максимальна тривалість роботи;

Для блока управління:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{70080} - \sqrt{1})}{1} = 2584,51 \text{ (P)}.$$

Для системи керування:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{43800} - \sqrt{1})}{1} = 2041,18 \text{ (P)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{27156} - \sqrt{1})}{1} = 1605,15 \text{ (P)}.$$

Визначаємо допустимий час роботи обладнання:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{2 \cdot P_1} \right)^2; \quad (\text{Г.2})$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 4,9 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,9} \right)^2 = 10617,4 \text{ (год)}.$$

По мінімальному значенні $D_{\text{гр}}$, визначаємо межу стійкості приладу в цілому по системі електропостачання: $D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ P}$.

$$D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ (P)} < D_M = 1605,15 \text{ (P)}.$$

Г.2 Дослідження стійкості електричної частини АЕС 1320 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_B=40$ дБ.

На об'єкті АЕС розподіляються на різні блоки:

1. Блок управління: $l_b = 3,3$ м, $l_r = 2,9$ м.
2. Система керування: $l_b = 2,4$ м, $l_r = 1,9$ м.
3. Мікропроцесорна система: $l_b = 5$ м, $l_r = 4,8$ м.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{б(в,г)} = 20 \lg \frac{U_{доп}}{U_{(в,г)}} \geq 40 \text{ [дБ]}. \quad (\text{Г.3})$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$E_b = 13,75 \text{ (кВ/м)};$$

$$U_r = E_b \cdot l_r; \quad (\text{Г.4})$$

$$U_b = E_r \cdot l_b. \quad (\text{Г.5})$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості:

$$E_r = E_b \cdot 10^{-3} = 0,0137 \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо U_{Γ} та $U_{\text{В}}$:

Для блока управління:

$$U_{\Gamma} = 13,75 \cdot 3,3 = 45,37 \text{ (В)};$$

$$U_{\text{В}} = 0,0137 \cdot 2,9 = 0,04 \text{ (В)}.$$

Для системи керування:

$$U'_{\Gamma} = 13,75 \cdot 2,4 = 33 \text{ (В)};$$

$$U'_{\text{В}} = 0,0137 \cdot 1,9 = 0,026 \text{ (В)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$U''_{\Gamma} = 13,75 \cdot 5 = 68,75 \text{ (В)};$$

$$U''_{\text{В}} = 0,0137 \cdot 4,8 = 0,066 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{\text{доп}} = 12 \text{ (В)}$:

$$U_{\text{допЗ}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки (табл.. Г.2).

Для блока управління:

$$K_{\text{б.Г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{45,37} = -11,129 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{б.В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,04} = 50,025 \text{ (дБ)}.$$

Для системи керування:

$$K'_{6,\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{33} = -8,363 \text{ (дБ)};$$

$$K'_{6,B} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,026} = 53,69 \text{ (дБ)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$K''_{6,\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{68,75} = -14,73 \text{ (дБ)};$$

$$K''_{6,B} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,066} = 45,64 \text{ (дБ)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю Г.2.

Таблиця Г.2 – Результати розрахунків K_{σ} елементів системи

| № | Елемент системи | I_B (м) | I_{Γ} (м) | U_B (В) | U_{Γ} (В) | K_{σ}^B (дБ) | K_{σ}^{Γ} (дБ) | Результат дії |
|---|-------------------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|------------------------|-------------------------------|---------------|
| 1 | Блок управління | 3,3 | 2,9 | 0,04 | 45,375 | 50,025 | -11,129 | не стійкий |
| 2 | Система керування | 2,4 | 1,9 | 0,026 | 33 | 53,698 | -8,363 | не стійкий |
| 2 | Мікропроцесорна система | 5 | 4,8 | 0,066 | 68,75 | 45,648 | -14,738 | не стійкий |

Всі елементи схеми РЕА нестійкі оскільки $K_{6,\Gamma} < 40$ дБ, тому необхідно провести екранування.

Г.3 Розробка заходів з підвищення стійкості роботи електричної частини АЕС у надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повин бути створений

резерв джерел енерго і водопостачання (пересувні електростанції і насосні агрегати з автономними двигунами).

Оскільки $D_{гр} = 10^3(P) < D_M = 2584,51 P$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{посл}$ потрібно збільшити в 3 рази або змінити місце розташування апаратури.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно-кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузлу об'єкта, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводротові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,1$.

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, [\text{см}]; \quad (\text{Г.6})$$

Блок управління:

$$t_1 = \frac{40 - (-11,129)}{5,1 \cdot \sqrt{15000}} = 0,082 (\text{см}).$$

Система керування:

$$t_2 = \frac{40 - (-8,363)}{5,1 \cdot \sqrt{15000}} = 0,077 (\text{см}).$$

Мікропроцесорна система:

$$t_3 = \frac{40 - (-14,738)}{5,1 \cdot \sqrt{15000}} = 0,088 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні блоку управління з використанням екрану товщиною 0,082 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні систем керування використанням екрану товщиною 0,077 см з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для мікропроцесорної системи потрібен екран товщиною 0,088 см.

Висновок. Таким чином, в даному підрозділі було проведено оцінку стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Було визначено те, що факторами, які найбільше впливають на роботу елементів станції, є іонізуючі випромінювання та електромагнітний імпульс, тому оцінка стійкості роботи АЕС є необхідною.

Для безпечної роботи на АЕС в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота працівників гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

Також було розроблено ряд заходів по забезпеченню безпечної роботи елементів електричної частини АЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

За умови застосування всіх розроблених заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини АЕС 1320 МВт в умовах надзвичайних ситуацій робота електричної станції буде стійкою, а виробничий процес не буде перериватись.

ДОДАТОК Д

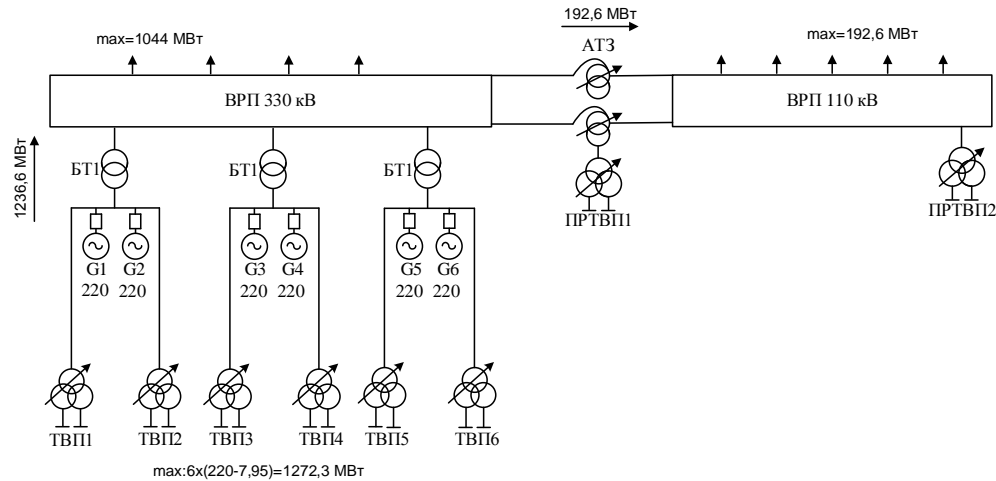
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ.

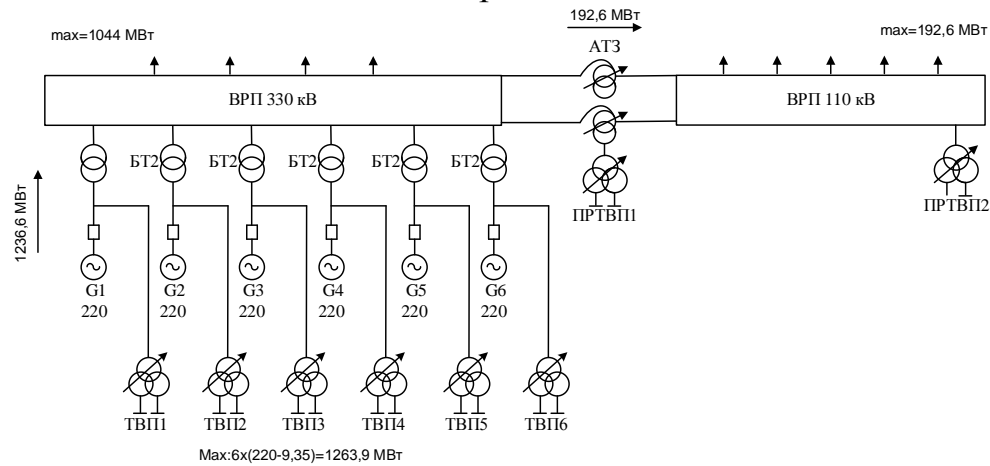
1. ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1320 МВт З РЕАКТОРАМИ ВВЕР-440 З АНАЛІЗОМ ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ МАЛИХ МОДУЛЬНИХ РЕАКТОРІВ

ВИБІР СХЕМ АЕС

СТРУКТУРНІ СХЕМИ АЕС



Варіант 1



Варіант 2

СХЕМИ ВРУ – 330 кВ

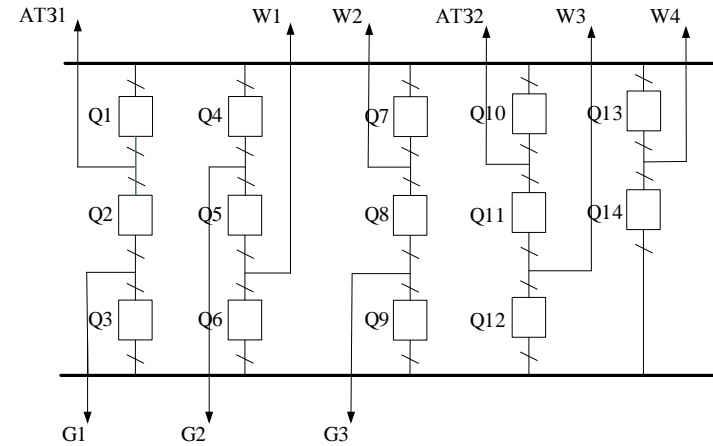


Схема ВРУ 330 кВ (3/2) (1-ий варіант)

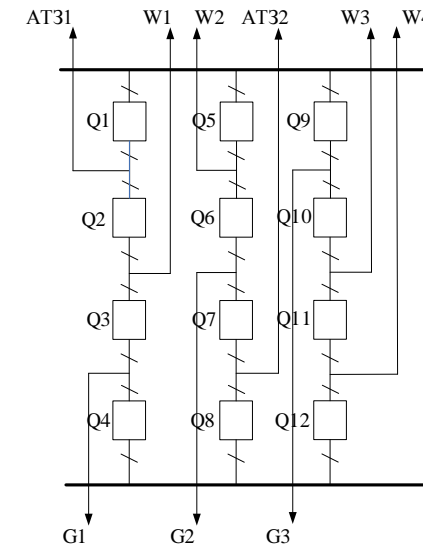


Схема ВРУ 330 кВ (4/3) (2-ий варіант)

ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ СТАНЦІЇ

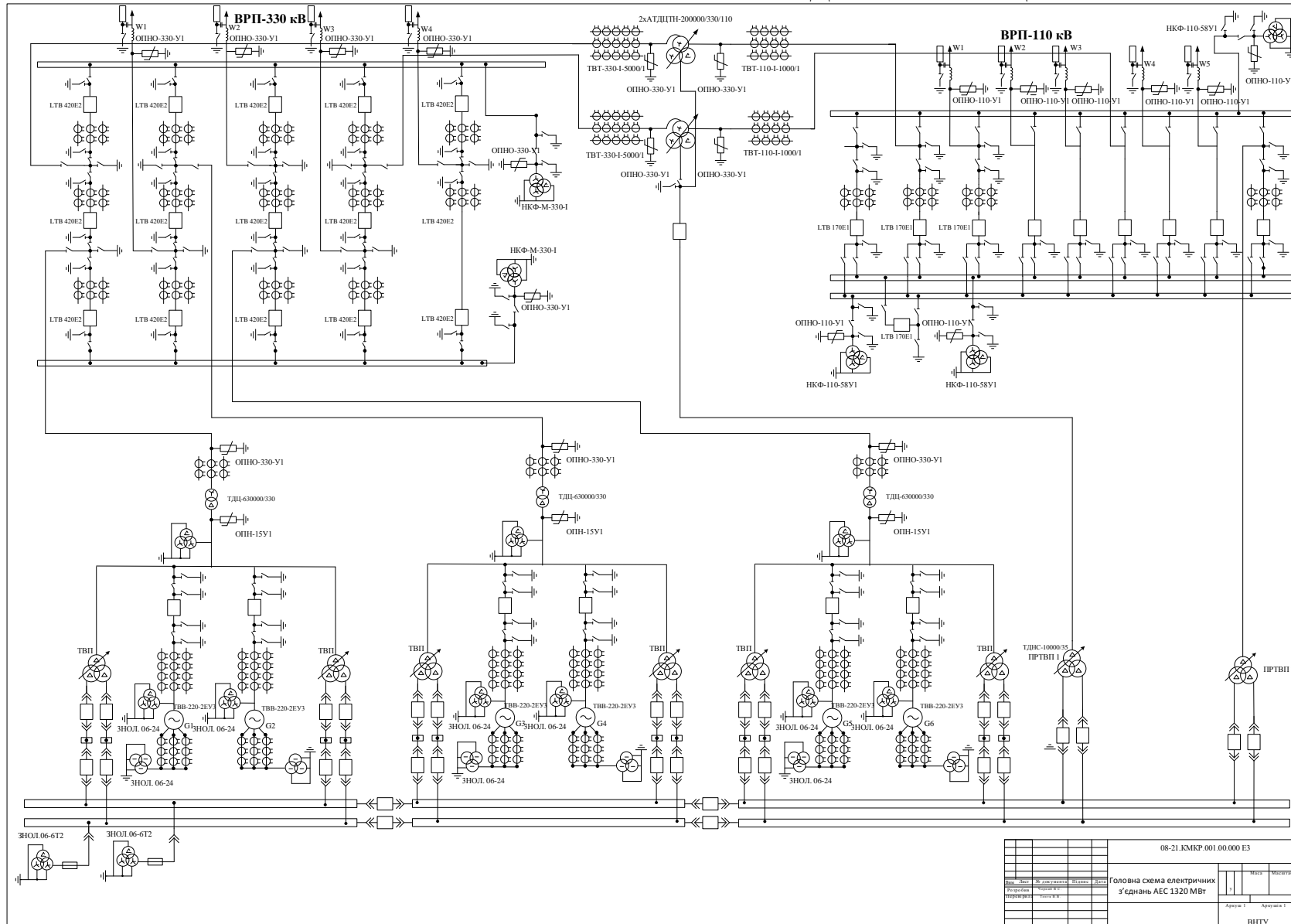
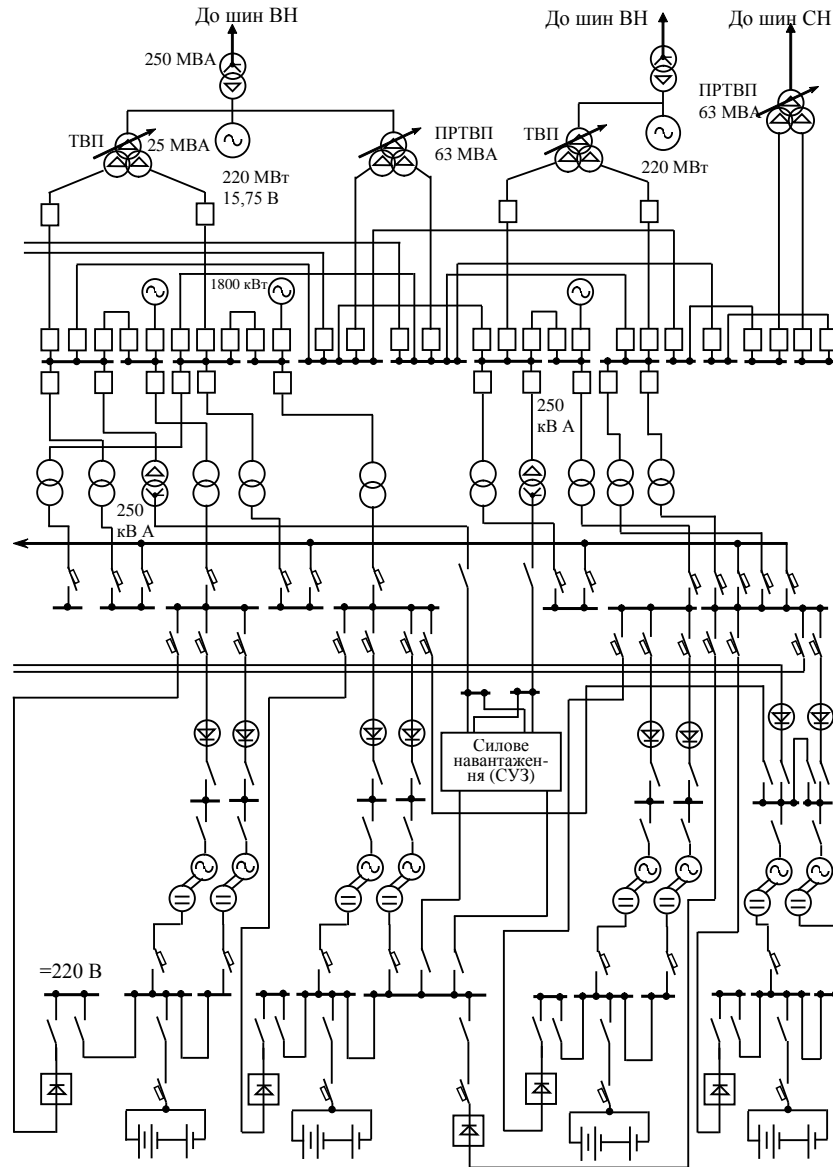
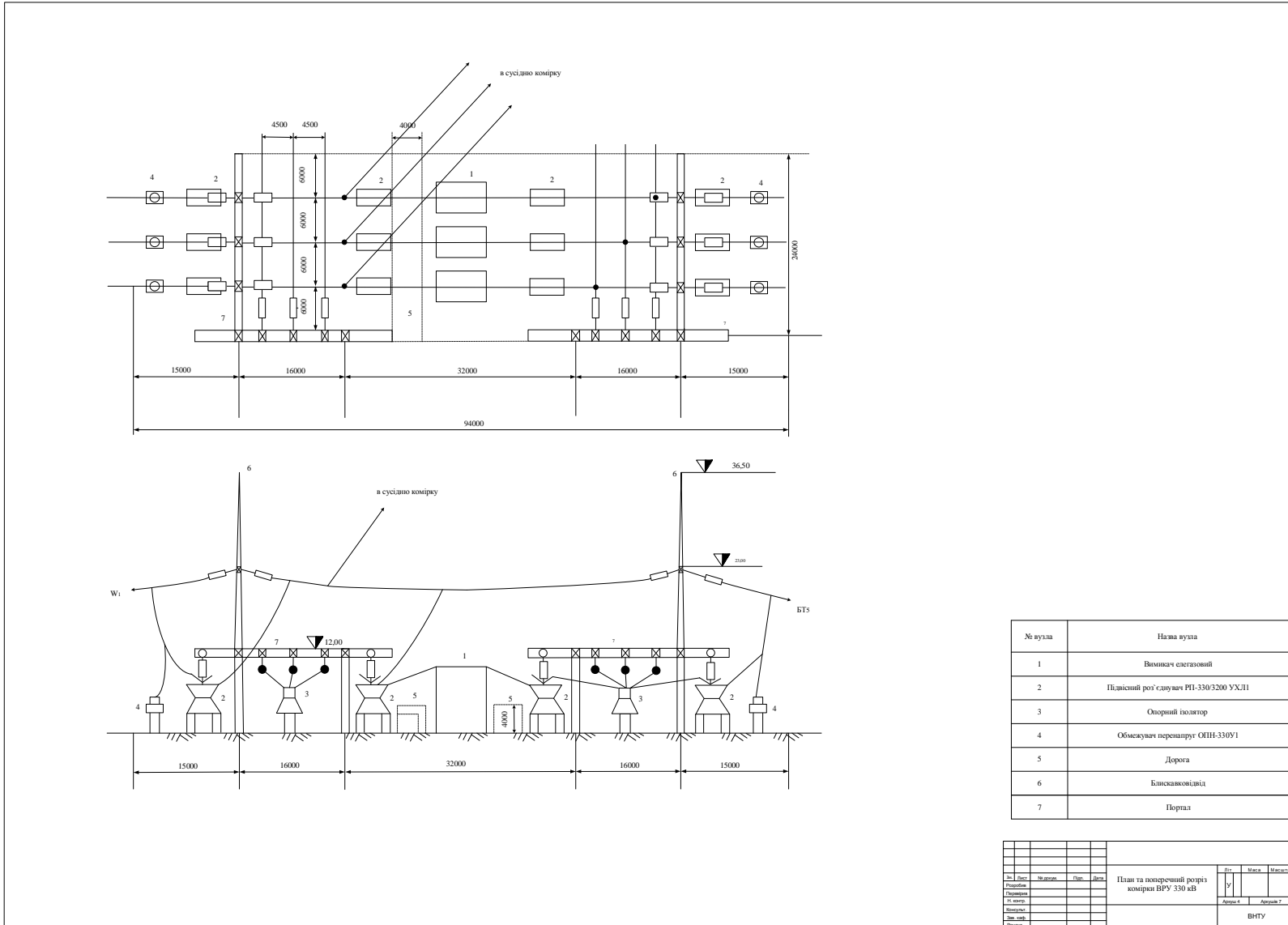


СХЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВП БЛОКА 3 РЕАКТОРОМ ВВЕР-440



ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-330 КВ



РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-330 КВ

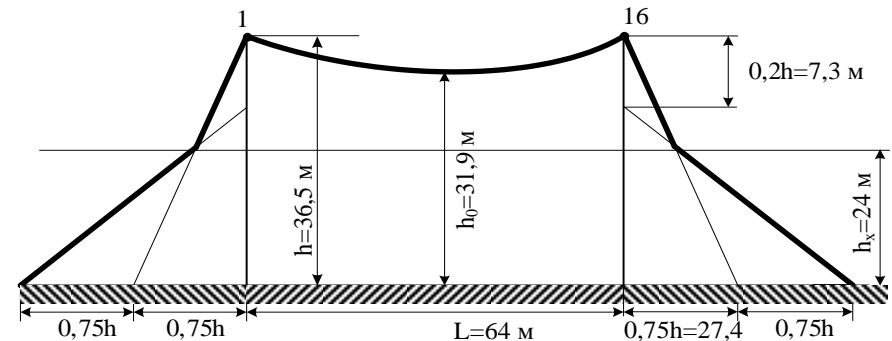
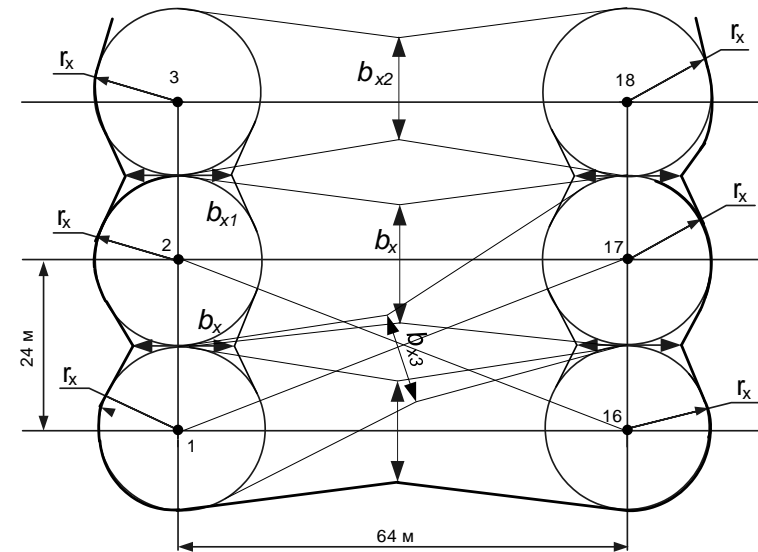
Вихідні дані для розрахунку:

а) висота блискавковідводу: $h = 36,5$ м;

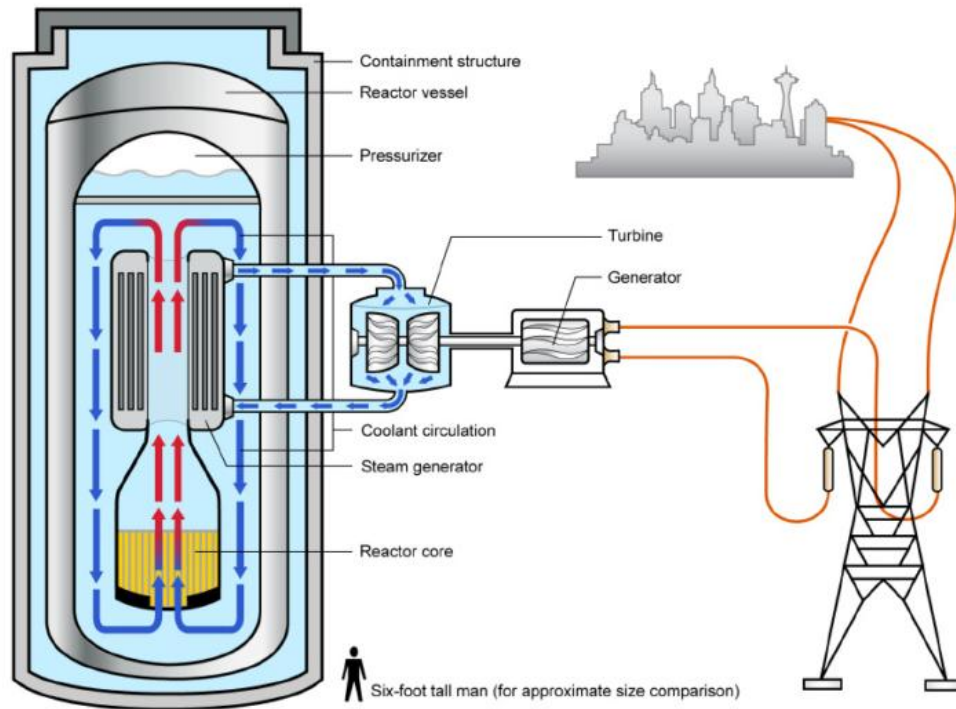
б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 24$ м.

Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

| Пари блискавковідводів | L , м | h_0 , м | b_{x2} , м | r_{x2} , м |
|---|---------|-----------|--------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12, 13-14, 14-15, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 21-22, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 27-28, 28-29, 29-30 | 24 | 35,844 | 17,533 | 9,75 |
| 1-16, 2-17, 3-18, 4-19, 5-20, 6-21, 7-22, 8-23, 9-24, 10-25, 11-26, 12-27, 13-28, 14-29, 15-30 | 64 | 31,92 | 5,76 | 9,75 |
| 1-17, 2-16, 2-18, 3-17, 3-19, 4-18, 4-20, 5-19, 5-21, 6-20, 6-22, 7-21, 7-23, 8-22, 8-24, 9-23, 9-25, 10-24, 10-26, 11-25, 11-27, 12-26, 12-28, 13-27, 13-29, 14-28, 14-30, 15-29 | 68,3 | 31,291 | 3,872 | 9,75 |

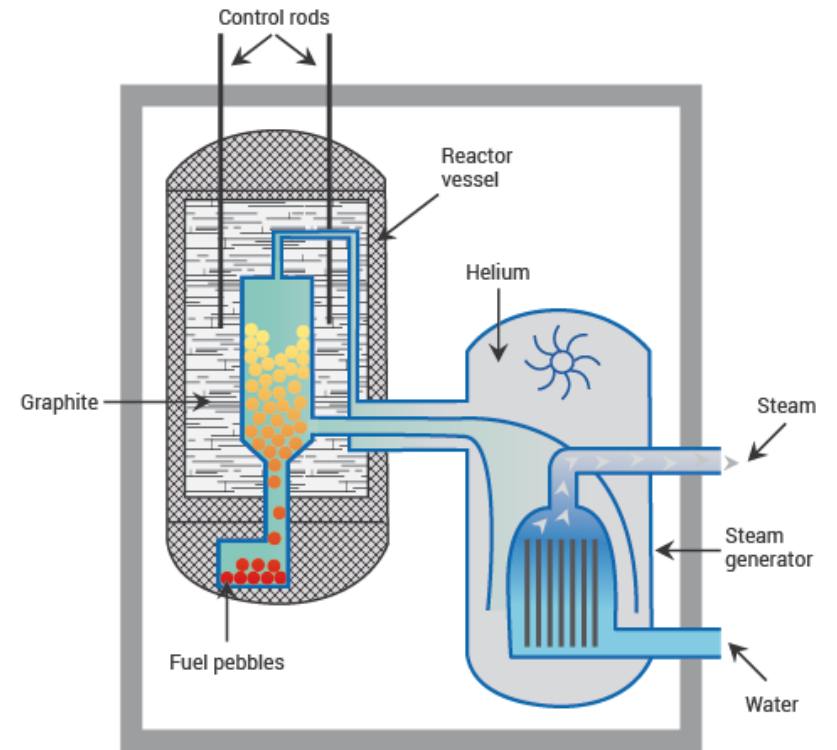


МАЛІ МОДУЛЬНІ РЕАКТОРИ



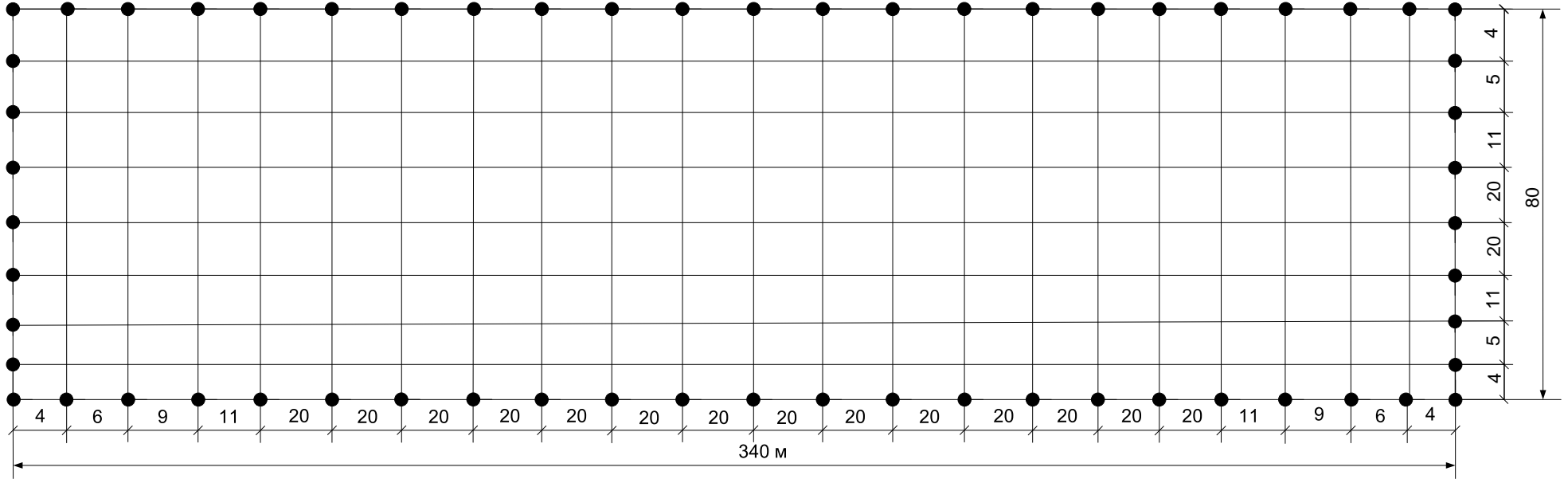
Модульний ядерний мініреактор (SMR)

A High-Temperature Reactor (HTR)



Високотемпературний газоохолоджувальний реактор

ПЛАН ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-330 кВ



План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ