


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 теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт з
аналізом експлуатаційних режимів турбогенераторів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(підпис і повне ім'я на протязі та ініціали, спеціальності)

 Мисик С. І.
(прізвище та ініціали)


Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
 Тепля В. В.
(прізвище та ініціали)

«10» грудня 2023 р.

Оponent: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ
 Вайтан Ю. А.
(прізвище та ініціали)

«12» грудня 2023 р.

Допущено до захисту

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

«11» грудня 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

З А В Д А Н Н Я **НА КОМПЛЕКСНУ МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ** **СТУДЕНТУ**

Мисіку Євгену Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток електричної системи. 1. Електрична частина тепло-електроцентралі потужністю 100 МВт з аналізом експлуатаційних режимів турбогенераторів»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 44 км; вид промисловості району – верстатобудування; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 60 МВт; напруга мережі району 10 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 18 МВт; номінальна потужність системи 8900 МВА; номінальний опір системи 0,28 в.о., номінальна напруга системи 110 кВ; тип турбін Т-25-90 і Р-50-130/31.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ. 2. Електротехнічна частина. 3. Експлуатаційні режими турбогенераторів. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти структурної схеми ТЕЦ. 2. Генеральний план ТЕЦ. 3. Головна схема електричних з'єднань ТЕЦ. 4. Поперечний розріз коміррки ВРУ-110 кВ. 5. Установка постійного струму. 6. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ. 7. Режими роботи турбогенераторів. 8. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|--|---------------------|----------------------|
| | | завдання ви- дав | виконання прийняв |
| Спеціальна частина | Керівник роботи Тептя В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС | | |
| Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | Кобилякський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖД/ПБ 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 | | Примітки |
|-------|---|-------------------------------|----------|----------|
| | | початок | кінець | |
| 1 | Розроблення технічного завдання | 18.09.23 | 20.09.23 | |
| 2 | Обґрунтування проектування ТЕЦ | 20.09.23 | 25.09.23 | |
| 3 | Електротехнічна частина | 26.09.23 | 10.10.23 | |
| 4 | Експлуатаційні режими турбогенераторів | 11.10.23 | 28.10.23 | |
| 5 | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | 29.10.23 | 05.11.23 | |
| 6 | Економічна частина | 06.11.23 | 12.11.23 | |
| 7 | Оформлення пояснювальної записки | 13.11.23 | 21.11.23 | |
| 8 | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації | 22.11.23 | 27.11.23 | |
| 9 | Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР | 28.11.23 | 01.12.23 | |
| 10 | Рецензування МКР | 01.12.23 | 04.12.23 | |
| 11 | Захист МКР | За графіком | | |

Студент

Керівник роботи

Є. І. Мисик

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Мисик Євген Ігорович «Розвиток електричної системи. 1. Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт з аналізом експлуатаційних режимів турбогенераторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 114 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 32 назв; рис.: 16; табл. 32.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схема відкритої розподільної установки 110 кВ і схема власних потреб 6 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. Проаналізовано експлуатаційні режими турбогенераторів. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: теплоелектроцентраль, генератор, трансформатор, відкрита розподільна установка, заземлювальний пристрій, блискавкозахист, режим роботи

ABSTRACT

Yevhen Mysyk "Development of the electrical system. 1. The electrical part of a thermal power plant with a capacity of 100 MW with an analysis of operational modes of turbogenerators." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 114 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 32 titles; Fig.: 16; table 32.

In the master's qualification work, the electrical part of a thermal power plant with a capacity of 100 MW was designed. In the electrical engineering part, the electrical load schedules of the station were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station was designed, the diagram of the open switchgear of 110 kV and the diagram of own needs of 6 kV. Short-circuit currents were calculated and switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery were selected. Calculation of lightning protection and grounding device of VRU-110 kV was performed. The operating modes of turbogenerators are analyzed. An analysis of dangerous and harmful production factors was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations at the power plant were proposed.

Keywords: thermal power plant, generator, transformer, open switchgear, grounding device, lightning protection, mode of operation

ЗМІСТ

| | |
|--|-----------|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ | 5 |
| ВСТУП..... | 6 |
| 1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 100 МВт | 10 |
| 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА | 14 |
| 2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції | 14 |
| 2.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ..... | 18 |
| 2.3 Вибір структурної схеми станції | 20 |
| 2.4 Вибір схеми ВРУ-110 кВ..... | 25 |
| 2.5 Вибір схеми власних потреб | 33 |
| 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання..... | 34 |
| 2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму | 45 |
| 2.8 Вибір комутаційної апаратури..... | 47 |
| 2.9 Вибір струмоведучих частин | 49 |
| 2.10 Вибір лінійних реакторів в ГРУ-10 кВ | 54 |
| 2.11 Вибір кабельних ліній..... | 56 |
| 2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів | 57 |
| 2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загоро- джувачів | 60 |
| 2.14 Вибір акумуляторної батареї | 61 |
| 2.15 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ | 64 |
| 3 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ РЕЖИМИ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ..... | 66 |
| 3.1 Нормальні режими роботи генераторів..... | 66 |
| 3.2 Робочі режими генераторів (допустимі)..... | 68 |
| 3.3 Особливі режими роботи генераторів..... | 70 |
| 3.4 Ненормальні (анормальні) режими роботи генераторів | 75 |
| 3.4.1 Допустимі перевантаження..... | 75 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 3.4.2 | Асинхронний режим | 76 |
| 3.4.3 | Несиметричний режим | 80 |
| 4 | ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ | 83 |
| 4.1 | Задачі розділу. Аналіз умов праці під час робіт, пов'язаних з обслуговуванням синхронних генераторів ТЕЦ потужністю 100 МВт..... | 83 |
| 4.2 | Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування синхронних генераторів | 85 |
| 4.2.1 | Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць... | 85 |
| 4.2.2 | Технічні рішення з безпечної організації робочих місць | 87 |
| 4.3 | Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ..... | 89 |
| 4.4 | Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій | 92 |
| 4.4.1 | Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах дії іонізуючих випромінювань | 93 |
| 4.4.2 | Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ 100 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу..... | 94 |
| 4.4.3 | Розробка заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій | 97 |
| 5 | ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА | 99 |
| 5.1 | Визначення кошторисної вартості проекрованої ТЕЦ..... | 99 |
| 5.2 | Розрахунок собівартості електроенергії на станції | 100 |
| 5.2.1 | Амортизація основних фондів | 101 |
| 5.2.2 | Розрахунок фонду заробітної плати..... | 102 |
| 5.2.3 | Розрахунок витрат на виробництво електроенергії на ТЕЦ..... | 104 |
| 5.2.4 | Розрахунок інших витрат | 107 |
| 5.2.5 | Визначення собівартості відпущеної електроенергії | 107 |
| 5.3 | Аналіз отриманих результатів..... | 108 |
| | ВИСНОВКИ | 110 |
| | СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ | 111 |

| | |
|---|-----|
| Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень | 115 |
| Додаток Б (обов'язковий) Технічне завдання МКР | 116 |
| Додаток В (довідковий) Алгоритм побудови номограми допустимих навантажень | 120 |
| Додаток Г Ілюстративна частина..... | 122 |

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВЗ – високочастотний загороджувач;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВН – висока напруга;
ВП – власні потреби;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КВЕТ – комбіноване виробництво електроенергії та теплоти;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана енергетична система;
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
РУ – розподільна установка;
СЕС – сонячні електричні станції;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТГ – турбогенератор;
ТЕЦ – теплоелектрична централь;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Електроенергетична галузь в Україні відіграє ключову роль у забезпеченні електричною та тепловою енергією різних секторів економіки, комунальних господарств та населення. Основним показником її ефективності є здатність надійно забезпечувати відповідний обсяг енергії в потрібні моменти та місця.

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України відіграє важливу роль у цьому контексті. ОЕС об'єднує чотири регіональні диспетчерські центри, створюючи єдиний комплекс для централізованого енергозабезпечення різних регіонів, галузей економіки та населення.

Ключовими аспектами ОЕС України є:

1. Масштабність інфраструктури: зараз в експлуатації перебуває понад один мільйон кілометрів ліній електропередач напругою 330-750. Це дозволяє забезпечувати ефективне енергопостачання на великих територіях.

2. Взаємодія регіональних систем: регіональні системи енергетики з'єднані між собою, що забезпечує можливість обміну електроенергією між різними регіонами. Це дозволяє компенсувати дефіцит або перевищення енергії в різних частинах країни.

3. Надійність та стійкість: система розрахована на роботу в різних умовах та під час можливих аварійних ситуацій, забезпечуючи надійне енергопостачання.

4. Технологічний розвиток: застосування сучасних технологій у сфері енергетики дозволяє оптимізувати виробництво та підвищувати його ефективність.

5. Спрямованість на розвиток відновлювальних джерел: З розвитком та впровадженням проектів у сфері відновлювальних джерел енергії, таких як сонячна та вітрова енергія, ОЕС сприяє сталому розвитку галузі.

Зазначена інфраструктура є важливою для стабільності та розвитку енергетичного сектора України, забезпечуючи енергетичну безпеку та задоволення

потреб різних секторів економіки.

За даними НЕК «Укренерго», загальна встановлена потужність всіх електростанцій ОЕС України станом на кінець 2021 року складала 56,17 ГВт, з яких 49,7% припадала на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 24,6% — на атомні електростанції (АЕС), 11,2% — на гідроелектростанції та гідроакуюлюючі електростанції, а 14,3% — на електростанції, що працюють на ВДЕ [5].

Розглянемо основні тенденції у розвитку теплової енергетики в Україні, які відображають важливі зміни в стратегії та структурі галузі.

Будівництво потужних енергоблоків: протягом тривалого часу головним напрямком було будівництво все більш потужних енергоблоків. Це сприяло підвищенню економічності та надійності експлуатації, забезпечуючи значний виробничий потенціал.

Будівництво потужних електростанцій: збільшення кількості енергоблоків на електростанціях до 10-12 спричинило певні труднощі в управлінні та проведенні ремонтів. Зростання обсягів експлуатації може впливати на технічний стан обладнання та його ефективність.

Проектування та будівництво ТЕЦ малої потужності: останнім часом спостерігається зсув у сторону проектування та будівництва теплових електростанцій (ТЕЦ) малої потужності. Це дозволяє прив'язати їх до окремих населених пунктів або виробничих комплексів. Важливою особливістю таких станцій є їх розташування поблизу джерел місцевого дешевого палива.

Вплив економічних факторів: постійне зростання тарифів на паливно-енергетичні ресурси та їх транспортування, а також старіння технологічного обладнання електростанцій призводить до підвищення собівартості виробництва електричної та теплової енергії.

Необхідність ринкового регулювання: щоб забезпечити позитивну рентабельність виробництва електроенергії, енергетичні підприємства в умовах ринкової економіки змушені підвищувати тарифи на електричну та теплову енергію.

Ці тенденції вказують на потребу у гнучкості та ефективності у виробництві енергії, а також на перехід до більш сталого та інноваційного енергетичного майбутнього. Використання малих ТЕЦ та відновлювальних джерел енергії може стати важливим кроком в цьому напрямку.

Отже для України в умовах ринкової економіки будівництво малих електростанцій є особливо важливою справою. За своєю структурою вони можуть бути двох видів. Перший – це когенераційна установка в складі дизельного двигуна або газотурбінної установки, скидне тепло яких використовується для підігріву води у мережі. Другий вид – це класичні ТЕЦ в складі котельних агрегатів та теплофікаційних турбін невеликої потужності. Такі ТЕЦ можуть працювати або автономно, або в загальної електричної мережі. Завдяки цим ТЕЦ значно знижується собівартість продукції підприємствами через зменшення складової затрат електричної енергії.

Таким чином, проектування електричної частини ТЕЦ потужність 100 МВт є актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини ТЕЦ, а також підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України за допомогою проектування й впровадження електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт, аналіз експлуатаційних режимів турбогенераторів.

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

- техніко-економічне обґрунтування проекту електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт;
- аналіз математичних моделей та методів, що використовуються під час проектування теплових електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ потужністю 100 МВт;
- вибір ошиновки, комутаційних апаратів, вимірювальних трансфор-

маторів, установки постійного струму, розрахунок грозозахисту та контуру заземлення ВРУ 110 кВ;

- аналіз експлуатаційних режимів турбогенераторів;
- розроблення організаційних і технічних рішень з охорони праці та заходів підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій;
- визначення основних техніко-економічних показників теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина теплових електростанцій.

Предметом дослідження є методи й засоби проектування електростанцій.

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

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

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 ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 100 МВт

Комбіноване виробництво електричної енергії та теплоти (КВЕТ) є важливою стратегією, особливо в контексті розвитку систем енергопостачання. Такий підхід сприяє оптимальному використанню енергетичних ресурсів та покращенню ефективності виробництва [1].

Основними аспектами комбінованого виробництва електроенергії та теплоти є такі:

1. Частка КВЕТ в Україні та Європі: частка виробництва електроенергії на теплових електростанціях (ТЕЦ) в Україні подібна до показників країн Європи та Великобританії, становлячи 11-19%. Це вказує на те, що КВЕТ є актуальною та важливою стратегією для України, аналогічно до розвинених європейських країн.

2. Коефіцієнт використання теплоти палива: у країнах ЄС коефіцієнт досягає 75%, тоді як в Україні він становить 55%. Це вказує на можливість покращення використання теплової енергії в українських ТЕЦ.

3. Розвиток новітніх технологій: інноваційні рішення на ТЕЦ включають використання відновлюваних джерел енергії, таких як централізовані теплові насоси, біомаса, електричні котли тощо. Використання надлишкової електроенергії від вітрових та сонячних установок для комбінованого виробництва теплоти дозволяє зробити енергетичну систему більш гнучкою та ефективною.

4. Потенціал розвитку ТЕЦ в Україні: інфраструктура системи централізованого теплопостачання, опалювальні котельні та теплові мережі визначають потенціал розвитку КВЕТ в Україні. Опалювальні котельні з значною тепловою потужністю мають значний вплив на загальне виробництво тепла, що є перспективним для комбінованого виробництва.

Узагальнюючи, КВЕТ може стати ключовим інструментом для оптимізації енергетичних процесів в Україні, забезпечуючи ефективне використання ресурсів та підвищуючи стійкість системи енергопостачання [1].

В Україні комбіноване виробництво теплової та електричної енергії на тепло-електроцентралях (ТЕЦ) є важливою складовою енергетики. Такий підхід дозволяє ефективно використовувати паливо для одночасного виробництва електроенергії та теплової енергії [2].

Основні характеристики комбінованого виробництва теплової та електричної енергії в Україні такі. В Україні існують 34 ТЕЦ загального користування, з електричною потужністю 2856,23 МВт та тепловою потужністю 13466 Гкал/год. Також існують 87 ТЕЦ підприємств, які мають електричну потужність 2704,883 МВт та теплову потужність 17897 Гкал/год. Серед найбільших за потужністю ТЕЦ є Київські ТЕЦ-6 (750 МВт), ТЕЦ-5 (700 МВт) та Харківська ТЕЦ-5 (540 МВт) є найбільшими за електричною потужністю.

У 2021 році на ТЕЦ загального користування вироблено 6371,207 млн кВт·год електричної енергії та 11571,134 тис. Гкал теплової енергії. Промисловими ТЕЦ у 2021 році вироблено 4223,614 млн кВт·год електричної енергії та 17521,784 тис. Гкал теплової енергії.

Ці показники свідчать про значний внесок комбінованого виробництва теплової та електричної енергії в енергетичний комплекс України, а також про значні можливості для подальшого розвитку цієї галузі.

Становище в енергетиці України на сьогодні характеризується складнощами в експлуатації обладнання теплових електростанцій, оскільки понад 80% устаткування перебуває в експлуатації понад п'ятдесят років. Більшість енергоблоків, які виведені із використання, потребують серйозних капітальних ремонтів та модернізації, або повного заміщення обладнання. Проблема ще більше ускладнюється змінами в графіках навантаження, оскільки розрив між максимальними та мінімальними значеннями потужності зростає, що потребує підвищеної маневреності та мобільності електростанцій [6-10].

На сьогоднішній день у системі теплозабезпечення країни існують ряд проблем, що виникають внаслідок технічного стану об'єктів генерації тепла, розподільних мереж, неефективного використання тепла, а також труднощів,

пов'язаних із залученням інвестицій, тарифним регулюванням та виплатами за використану теплову енергію.

Ситуація у теплозабезпеченні в Україні викликає серйозні труднощі через старіння обладнання на більшості теплових електростанцій (ТЕС) та теплових пунктах. За винятком нових теплових електростанцій у містах Києві та Харкові, більшість українських ТЕС мають застаріле устаткування. Теплові електростанції, які виробляють електроенергію та забезпечують теплову енергію, також потребують модернізації [6-8].

На даний момент понад 90% енергоблоків теплових електростанцій вичерпали свій розрахунковий ресурс (100 тис. годин), і 63,8% їхніх енергоблоків досягли межі фізичного зносу, визначеної у світовій енергетичній практиці, що потребує модернізації чи заміни. Практично всі енергоблоки на ТЕС перевищили подвійний розрахунковий термін.

Технічний стан котелень також є проблематичним. Приблизно 60% котелень у комунальній теплоенергетиці перевищили свій нормативний термін, і на 38% з них використовуються застарілі та малоефективні котли із низьким коефіцієнтом корисної дії (ККД). Майже 40% теплових пунктів перебувають у стані аварії, що призводить до постійних перебоїв у гарячому водопостачанні та великих витрат паливно-енергетичних ресурсів.

У ХХІ столітті розвиток нових технологій, включаючи енергетичні, інформаційні та інтелектуальні, а також застосування нових матеріалів, призвели до тенденції децентралізації великих енергетичних систем. Розробка жаростійких сталей, сучасної термоізоляції, теплопровідних матеріалів з пластику та інших інновацій сприяла цьому процесу [9, 10].

Масштабні централізовані енергетичні системи виявилися обмеженими у своїх можливостях для отримання масштабного ефекту у ХХІ столітті. Інерція розвитку таких систем уповільнює перехід до низьковуглецевої економіки. У розвинених країнах ідея розподіленої енергетики отримала підтримку, а це стоїть на противагу і систем централізованого теплопостачання, яке є ключовим елементом енергопостачання густонаселених міст.

Сучасні виробники та споживачі енергії можуть спрямовувати надлишки енергії в загальну мережу та використовувати її для власних потреб. Інтегровані енергосистеми, що об'єднують виробництво тепла, електроенергії та газу, представляють собою новий підхід до енергопостачання населених пунктів.

Забезпечення енергетичних потреб економіки та теплопостачання вимагає підвищення енергоефективності. Таким чином, будівництво нових та реконструкція існуючих теплових електростанцій відповідають завданням розвитку електроенергетики в Україні.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Електрична станція буде працювати за графіками електричних та теплових навантажень. Режим роботи станції задається графіками електричних навантажень місцевого району й системи. Потужність станції повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат в елементах електропередачі, а також витрат на власні потреби станції [11].

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

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

Постійні втрати для району та системи визначаються за формулами:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 60 = 0,6 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 18 = 0,4 \text{ МВт}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot 28,8^2 / 60 = 0,8 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot 7,2^2 / 18 = 0,5 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різни напруг:

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

$$P_{p.\text{вид.}1} = 28,8 + 0,6 + 0,8 = 30,2 \text{ МВт};$$

$$P_{c.\text{вид.}1} = 7,2 + 0,4 + 0,5 = 8,1 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

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

$$P_{\text{вид.}1} = 30,2 + 8,1 = 38,3 \text{ МВт}.$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП}1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P_{\text{ВП}'}}{100} \cdot P_{\text{вид.маx}}; \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ВП}1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{38,3}{100} \right) \cdot \frac{8 \cdot 85,1}{100} = 4,3 \text{ МВт},$$

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

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

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

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

$$P_{\text{вир.}1} = 38,3 + 4,3 = 42,6 \text{ МВт}.$$

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

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (зима/літо)

| Складові витрат потужності | Час доби, год | | | | | | | |
|--|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 0÷6 | 6÷8 | 8÷10 | 10÷11 | 11÷14 | 14÷16 | 16÷22 | 22÷24 |
| Навантаження району, МВт | <u>28,8</u> | <u>48</u> | <u>54</u> | <u>60</u> | <u>50,4</u> | <u>60</u> | <u>45</u> | <u>40,8</u> |
| | 27,4 | 45,6 | 51,3 | 57 | 47,9 | 57 | 42,8 | 38,8 |
| Постійні втрати потужності в мережах району, МВт | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| Змінні втрати потужності в мережах району, МВт | <u>0,8</u> | <u>2,3</u> | <u>2,9</u> | <u>3,6</u> | <u>2,5</u> | <u>3,6</u> | <u>2,0</u> | <u>1,7</u> |
| | 0,8 | 2,1 | 2,6 | 3,2 | 2,3 | 3,2 | 1,8 | 1,5 |
| Потужність, яка видається в район, МВт | <u>30,2</u> | <u>50,9</u> | <u>57,5</u> | <u>64,2</u> | <u>53,5</u> | <u>64,2</u> | <u>47,6</u> | <u>43,1</u> |
| | 28,8 | 48,3 | 54,5 | 60,8 | 50,8 | 60,8 | 45,2 | 40,9 |
| Навантаження системи, МВт | <u>7,2</u> | <u>10,8</u> | <u>14,4</u> | <u>18</u> | <u>16,2</u> | <u>18</u> | <u>9</u> | <u>5,4</u> |
| | 6,8 | 10,3 | 13,7 | 17,1 | 15,4 | 17,1 | 8,6 | 5,1 |
| Постійні втрати в мережах системи, МВт | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| Змінні втрати в мережах системи, МВт | <u>0,5</u> | <u>0,9</u> | <u>1,6</u> | <u>2,5</u> | <u>2,0</u> | <u>2,5</u> | <u>0,6</u> | <u>0,2</u> |
| | 0,4 | 0,8 | 1,5 | 2,3 | 1,8 | 2,3 | 0,6 | 0,2 |
| Потужність, яка видається в систему, МВт | <u>8,1</u> | <u>12,1</u> | <u>16,4</u> | <u>20,9</u> | <u>18,6</u> | <u>20,9</u> | <u>10,0</u> | <u>6,0</u> |
| | 7,6 | 11,5 | 15,6 | 19,8 | 17,6 | 19,8 | 9,6 | 5,7 |
| Сумарна потужність, яка видається з шин ЕС, МВт | <u>38,3</u> | <u>6,30</u> | <u>73,9</u> | <u>85,1</u> | <u>72,1</u> | <u>85,1</u> | <u>57,6</u> | <u>49,1</u> |
| | 36,4 | 59,8 | 70,1 | 80,6 | 68,4 | 80,6 | 54,8 | 46,6 |
| Витрати на власні потреби ЕС, МВт | <u>4,3</u> | <u>5,3</u> | <u>5,7</u> | <u>6,2</u> | <u>5,7</u> | <u>6,2</u> | <u>5,1</u> | <u>4,7</u> |
| | 4,2 | 5,2 | 5,6 | 6,0 | 5,5 | 6,0 | 5,0 | 4,6 |
| Потужність, яка виробляється на ЕС, МВт | <u>42,6</u> | <u>68,3</u> | <u>79,6</u> | <u>91,3</u> | <u>77,8</u> | <u>91,3</u> | <u>62,7</u> | <u>53,8</u> |
| | 40,6 | 65,0 | 75,7 | 86,6 | 73,9 | 86,6 | 59,8 | 51,2 |

Примітки: 1. Максимальне навантаження власних потреб: $P'_{ВП} = 8\%$.

2. Коефіцієнт попиту: $K_{п} = 0,8$.

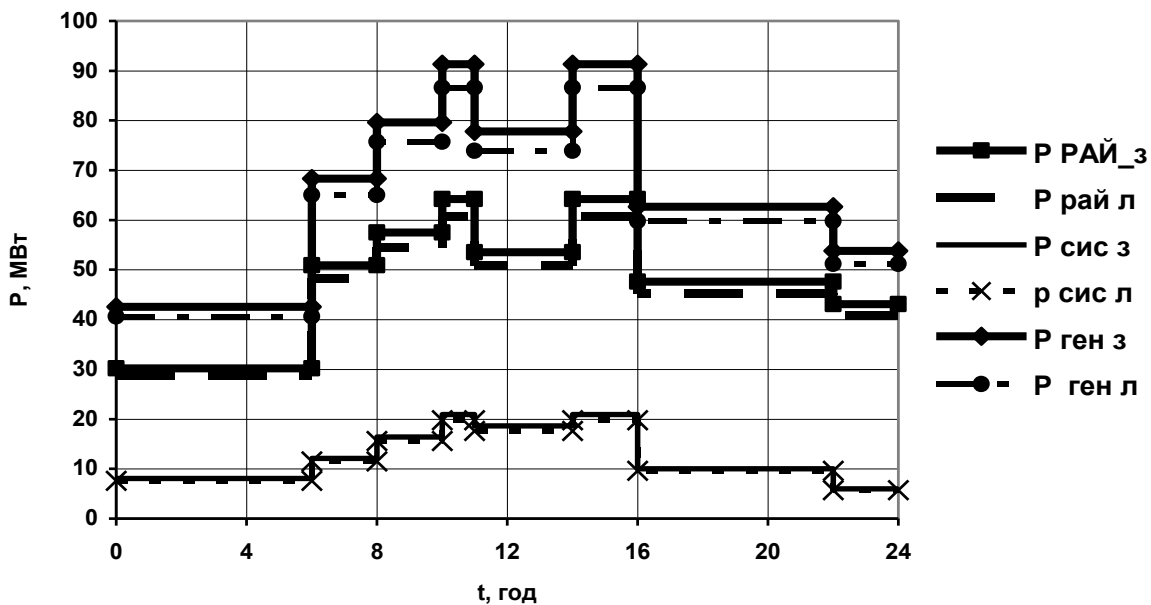
3. Тривалість зими та літа: $t_3 = 183$ доби, $t_{л} = 182$ доби.

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

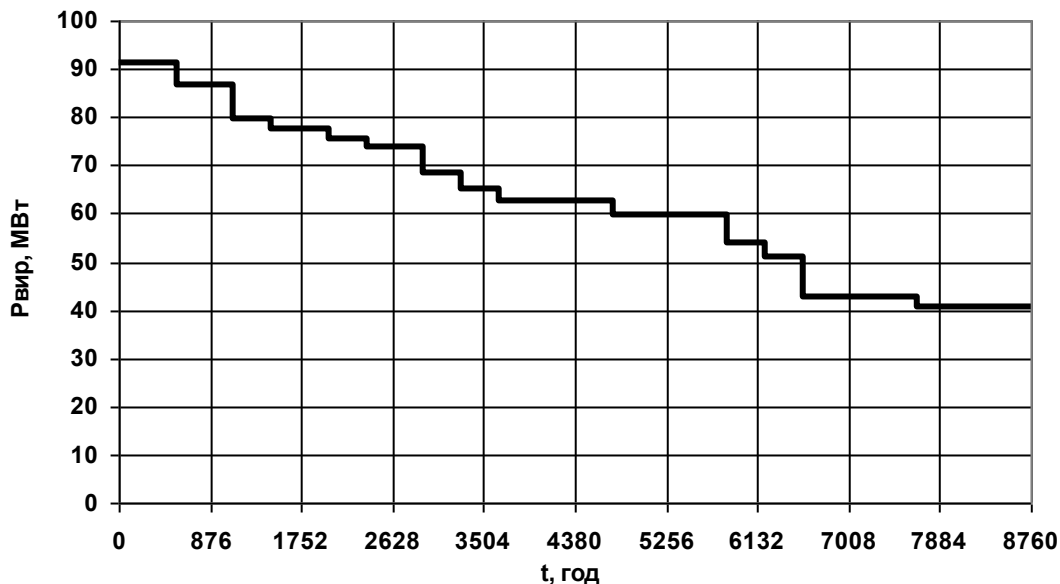
| | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| P, МВт | 91,3 | 86,6 | 79,6 | 77,8 | 75,7 | 73,9 | 68,3 | 65,0 | 62,7 | 59,8 | 53,8 | 51,2 | 42,6 | 40,6 |
| t, год | 549 | 546 | 366 | 549 | 364 | 546 | 366 | 364 | 1098 | 1092 | 366 | 364 | 1098 | 1092 |
| t _Σ , год | 549 | 1095 | 1461 | 2010 | 2374 | 2920 | 3286 | 3650 | 4748 | 5840 | 6206 | 6570 | 7668 | 8760 |

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

| Показник | Розрахункова формула | Числове значення |
|--|--|------------------|
| Максимальне навантаження станції, МВт | P_{\max} | 91,3 |
| Річний виробіток електроенергії, МВт·год. | $E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$ | 549398,9 |
| Встановлена потужність станції, МВт | $P_{\text{вст}}$ | 100 |
| Середнє навантаження станції, МВт | $P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$ | 62,7 |
| Коефіцієнт заповнення графіка | $k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$ | 0,687 |
| Коефіцієнт використання встановленої потужності | $k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$ | 0,627 |
| Число годин використання максимального навантаження, год. | $T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$ | 6017,5 |
| Число годин використання встановленої потужності, год. | $T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$ | 5494 |
| Коефіцієнт резерву | $k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$ | 1,095 |
| Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год | $E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПТ}_i} \cdot t_i$ | 44531,5 |
| Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год | $E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$ | 504867,4 |
| Час максимальних втрат електроенергії, год. | $\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$ | 4617,2 |



а) добові графіки навантаження ТЕЦ



б) річний графік навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

2.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ

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

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів [11]

| Параметр | Турбогенератор | |
|----------------------------|----------------|---------|
| | ТВС-30 | ТВ-50-2 |
| $S_{\text{НОМ}}$, МВА | 37,5 | 62,5 |
| $P_{\text{НОМ}}$, МВт | 30 | 50 |
| $U_{\text{НОМ}}$, кВ | 10,5 | 10,5 |
| $I_{\text{НОМ}}$, А | 2060 | 3440 |
| $\cos\varphi_{\text{НОМ}}$ | 0,8 | 0,8 |
| Збудження: | | |
| - $U_{\text{фНОМ}}$, В | 230 | 224 |
| - $I_{\text{фНОМ}}$, А | 740 | 640 |
| - $I_{\text{фх}}$, А | 156 | 258 |
| Схема з'єднань обмоток | Д | УУ |
| Опори, в. о. : X_d | 2,527 | 1,84 |
| X'_d | 0,257 | 0,200 |
| X''_d | 0,152 | 0,135 |
| X_2 | 0,186 | 0,165 |
| X_0 | 0,072 | 0,056 |
| $R_{\text{ст}}$, Ом | 0,00198 | 0,00225 |
| $R_{\text{рот}}$, Ом | 0,324 | 0,230 |

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін [11]

| Параметр | Турбіна | |
|------------------------|---------|-------------|
| | Т-25-90 | Р-50-130/31 |
| $P_{\text{НОМ}}$, МВт | 25 | 50 |
| P , ата | 90 | 130 |
| t , °С | 535 | 565 |
| D , т/год | 130 | 370 |

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів [11]

| Параметр | Котельний агрегат | |
|-------------|-------------------|-----------|
| | Е-160-100 | Е-420/140 |
| D , т/год | 160 | 420 |
| P , ата | 100 | 140 |
| t , °С | 540 | 570 |
| паливо | вугілля | вугілля |

2.3 Вибір структурної схеми станції

Для структурної схеми визначаємо кількість ЛЕП, які відходять від РУ різних напруг [11]:

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

де $P_{\max'}$ – максимальна потужність в районі або системі з урахуванням втрат, МВт;

$P_{\text{Гр}}$ – пропускна здатність лінії, МВт.

$$n_{110} = \frac{20,9}{50} + 1 = 1,42 \approx 2.$$

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб:

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

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{8}{100} \cdot 0,8 \cdot 30 = 1,92 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{8}{100} \cdot 0,8 \cdot 50 = 3,2 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора [13]

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

$$S_{\text{ТРрозр.}} = 1,5 \cdot 3,2 = 4,8 \text{ МВА}.$$

Структурну схему станції обираємо з порівняння двох варіантів за критерієм мінімуму приведених витрат. Намічаємо структурні схеми ТЕЦ, які наведені на рисунку 2.2.

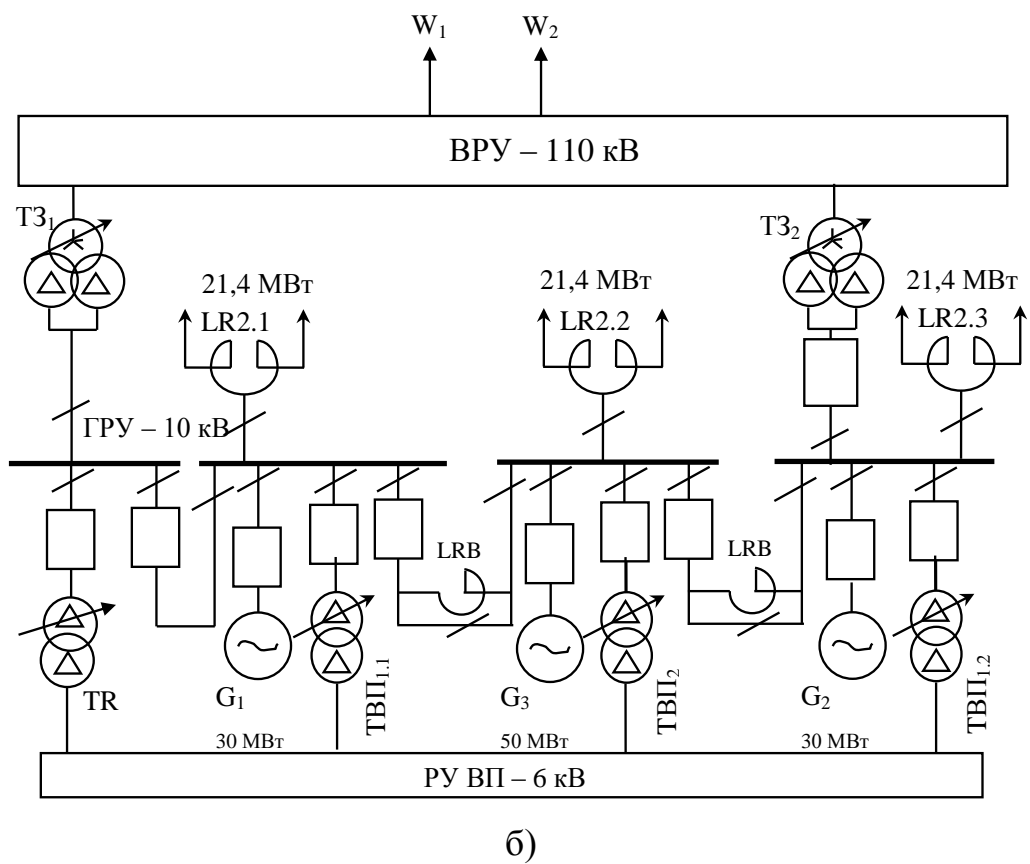
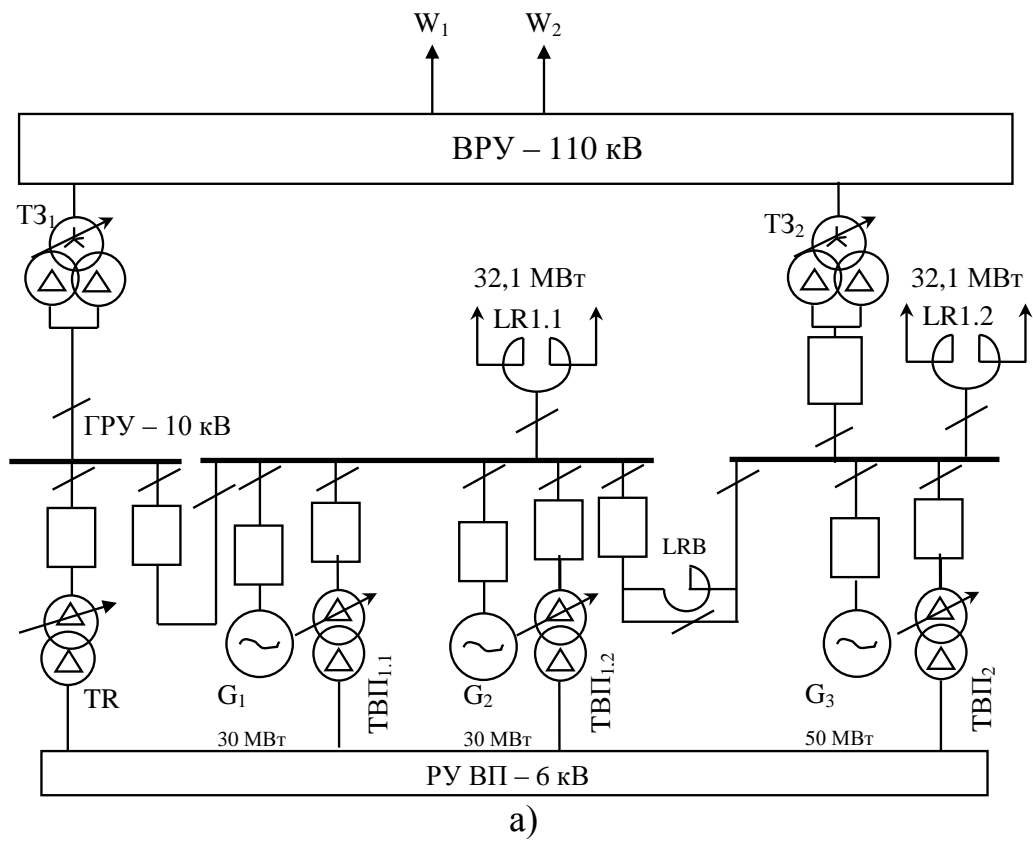


Рисунок 2.2 – Варіанти структурних схем ТЕЦ

Вибираємо секційний реактор (LRB) [11]:

$$I_{\text{ср.розр}} = 0,65 \cdot I_{\text{Г.НОМ}}; \quad (2.11)$$

$$I_{\text{ср.розр}} = 0,65 \cdot 3440 = 2236 \text{ (А)}.$$

$$X_p = \frac{(0,08 \div 0,12) \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}},$$

$$X_p = \frac{(0,08 \div 0,12) \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 2,236} = 0,21 \div 0,31 \text{ (Ом)}.$$

Приймаємо до установки реактор типу РБДГ10-2500-0,35 У3 [12]:
 $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}; X_p = 0,35 \text{ Ом}; i_{\text{дин}} = 37 \text{ кА}; I_T = 14,6 \text{ кА}; t_T = 8 \text{ с}.$

Визначаємо максимальний перетік потужності через трансформатор зв'язку (ТЗ):

$$S_{\text{max}} = (S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП. max}} - S_{\text{р. min}}); \quad (2.12)$$

$$S_{\text{max}} = (237,5 + 62,5) - (21,92 + 3,2) - 27,4/0,8 = 94,46 \text{ (МВА)};$$

При установленні двох ТЗ розрахункова потужність одного з них складає:

$$S_{\text{ТЗрозр}} = 94,46/1,4 = 67,47 \text{ (МВА)}.$$

Приймаємо до установлення два трансформатори зв'язку типу ТРДН-80 000/110. Всі параметри трансформаторів зводимо в таблицю 2.7.

Визначаємо максимальні робочі струми лінійних реакторів:

$$I_{\text{LRрозр}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cos \varphi}; \quad (2.13)$$

$$I_{\text{LR1розр}} = \frac{32,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 2319,4 \text{ А};$$

$$I_{LR2\text{розр}} = \frac{21,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 1546,2 \text{ А.}$$

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

| Позна-чення | Тип трансформатора | $S_{\text{НОМ}}$, МВА | $U_{\text{НОМ}}$, кВ | $U_{\text{к}}$, % | $\Delta P_{\text{х}}$, кВт | $\Delta P_{\text{к}}$, кВт | $I_{\text{х}}$, % |
|-------------|--------------------|------------------------|---------------------------|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------|
| ТВП1 | ТМН-2500/10 | 2,5 | 10/6,3 | 6,5 | 3,8 | 23,5 | 1,0 |
| ТВП2 | ТМН-4000/10 | 4,0 | 10/6,3 | 7,5 | 5,2 | 33,5 | 0,9 |
| TR | ТМН-6300/10 | 6,3 | 10/6,3 | 7,5 | 7,4 | 46,5 | 0,8 |
| ТЗ | ТРДН-80000/110 | 80 | $\frac{115}{10,5 - 10,5}$ | 10,5 | 58 | 310 | 0,45 |

Визначаємо кількість кабельних ЛЕП, які відходять в місцевий район від лінійного реактора:

$$n_{\text{к}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{доп}}}; \quad (2.14)$$

$$n_{\text{к1}} = \frac{32,1}{5} = 6,42;$$

$$n_{\text{к2}} = \frac{21,4}{5} = 4,28.$$

Приймаємо, що від лінійного реактора LR_1 відходять 8 кабельних ліній, а від LR_2 – 6 кабельних ліній.

Приведені затрати [11]:

$$Z = p_{\text{н}} \cdot K + U; \quad (2.15)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$$U = \frac{a \cdot K}{100} + B \cdot \Delta W; \quad (2.16)$$

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

$B = 20$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

ΔW – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{T.\text{НОМ.}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (2.17)$$

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

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати ХХ та КЗ трансформаторів, кВт;

S_{\max} – максимальна потужність, яка проходить через трансформатори, МВА;

$S_{T.\text{НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

τ – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку

| Обладнання | Кількість, шт. | Вартість, тис. грн | Капіталовкладення, тис. грн. | |
|-------------------------------|-------------------|-----------------------|---------------------------------|------------|
| | | | I варіант | II варіант |
| Трансформатор зв'язку (ТЗ) | 2/2 | 3400 | 6800 | 6800 |
| Вимикачі -110кВ -10кВ | 4/4 | 2300 | 9200 | 9200 |
| | 10/11 | 210 | 2100 | 2310 |
| Секційний реактор (LRB) | 1/2 | 290 | 290 | 580 |

| | | | | |
|------------------------------------|------------|------------|----------|----------|
| Лійний реактор (LR): LR1 LR2 | 2/0 0/3 | 300 235 | 600 - | - 705 |
| Вимикачі 10 кВ кабельних ліній | 16/18 | 102 | 1632 | 1836 |
| РАЗОМ: | | | 20622 | 21431 |

Примітка: на ВРУ-110кВ встановлюємо елегазові вимикачі, а на ГРУ-10кВ – вакуумні.

Так як потужність та тип трансформаторів звязку в обох варіантах структурної схеми однакові, то другу складову щорічних експлуатаційних втрат можна не враховувати.

Таблиця 2.9 – Приведені затрати структурних схем станції

| Складові витрат | Числове значення, тис грн.. | |
|--------------------------------|-----------------------------|------------|
| | I варіант | II варіант |
| Капіталовкладення | 20622 | 21431 |
| Щорічні експлуатаційні витрати | 1938.47 | 2014.51 |
| Приведені затрати | 4413.11 | 4586.23 |

$\Delta Z = 3,8 \% < 5\%$, тобто варіанти рівноеконімічні.

Остаточно приймаємо II варіант структурної схеми ТЕЦ, яка є більш надійною внаслідок того, що кожний турбогенератор підключено до окремої секції ГРУ-10кВ і яка має менший рівень струмів КЗ через наявність двох секційних реакторів.

2.4 Вибір схеми ВРУ-110 кВ

Для ВРУ-110 кВ намічаємо два варіанти головної схеми електричних з'єднань [14, 15]:

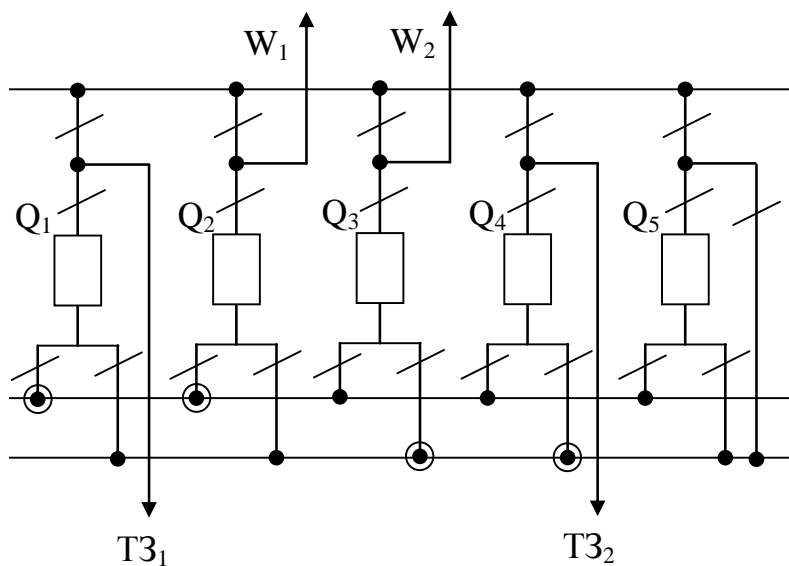
- а) схема «дві робочі з обхідною системи збірних шин»;
- б) схема чотирикутника (рисунок 2.3).

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [11]:

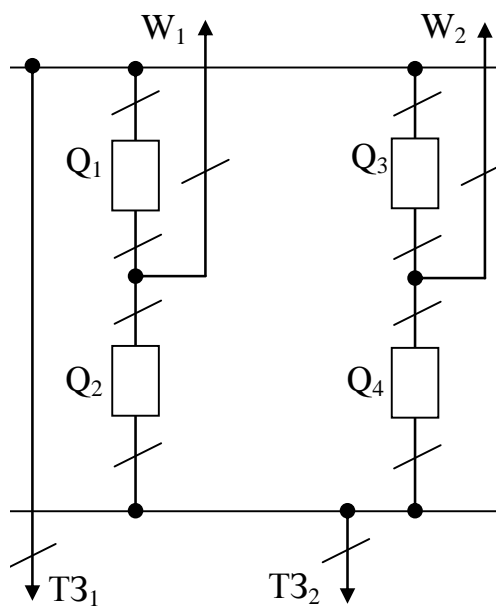
$$З = p_n \cdot K + U + M(З), \quad (2.18)$$

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

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



а) схема «дві робочі та обхідна системи збірних шин»



б) схема чотирикутника

Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ-110 кВ

$$K = n_k \cdot C_k; \quad (2.19)$$

$$U = \frac{a \cdot K}{100}; \quad (2.20)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

$a=9,4$ %.

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

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [11]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.21)$$

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

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – втрачаємо потужність, МВт;

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

Розрахунок $M(3)$ проводиться за таким алгоритмом [11]:

- 1) в варіантах схем визначаються лінійні та трансформаторні вимикачі; вимикачі, які вимикають ЛЕП, відносять до лінійних, а інші – до трансформаторних;
- 2) визначаються параметри раптових відмов лінійних та трансформаторних вимикачів:

$$\left. \begin{aligned} \omega_{Г.В.} &= 0,6 \cdot \omega_1; \\ \omega_{Л.В.} &= 0,6(\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100), \end{aligned} \right\} \quad (2.22)$$

де l – довжина ЛЕП, км;

ω_1, ω_2 – параметри потоків відмов вимикачів, 1/рік.

3) визначаються коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_0 режимів роботи РУ:

$$\left. \begin{aligned} K_p &= \mu \cdot T_{\text{п}} / 8760; \\ K_0 &= 1 - n_k \cdot K_p, \end{aligned} \right\} \quad (2.23)$$

де μ – частота планових ремонтів, 1/рік;

$T_{\text{п}}$ – тривалість планового ремонту, год.

4) при відмовах вимикача елементи (АТ, ЛЕП) можуть бути введені в роботу через час T_0 (після виконання перемикачів в РУ) або через час $T_{\text{вп}}$ (після вводу в роботу одного з двох вимикачів у випадку, коли один був у плановому ремонті, а другий – в аварійному простой:

$$\left. \begin{aligned} T_0 &= T_{\text{вим}} + m \cdot T_{\text{р}}; \\ T_{\text{вп}} &= T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\text{п}}); \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

де $T_{\text{вим}}$ – час, який потрібний персоналу для встановлення місця та характеру пошкодження, год;

m – кількість роз'єднувачів, які повинні бути вимкнені для відділення вимикача, шт.;

$T_{\text{р}}$ – час для вимикання роз'єднувача, год;

$T_{\text{в}}$ – час відновлення, год.

5) виконуємо розрахунок надійності схеми у вигляді таблиць 2.12 та 2.13.

б) після заповнення таблиць 2.12 та 2.13 визначаються розрахункові показники надійності у вигляді таблиці 2.14.

Таблиця 2.10 – Показники надійності елегазових вимикачів

| Напруга, кВ | Складова параметра потоку відмов, 1/рік | | Час відновлення, T_B , год | Частота планових ремонтів, μ , 1/рік | Тривалість планового ремонту, T_P , год |
|----------------|---|------------|------------------------------|--|---|
| | ω_1 | ω_2 | | | |
| 110 | 0,01 | 0,006 | 50 | 0,2 | 90 |

Таблиця 2.11 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-110 кВ

| Параметр | Числові значення для варіанта | |
|--|-------------------------------|----------|
| | I | II |
| n_k | 5 | 4 |
| C_k | 2300 | 2300 |
| $\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$ | 0,006 | 0,006 |
| $\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$ | 0,007584 | 0,007584 |
| $K_p = \mu \cdot T_P / 8760$ | 0,002055 | 0,002055 |
| $K_o = 1 - n_k \cdot K_p$ | 0,989725 | 0,989725 |
| $T_o = T_{ВМ} \cdot m \cdot T_p$ | 1 | 1 |
| $T_{ВП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_P)$ | 36 | 36 |
| $K_o \cdot \omega_{ГВ}$ | 0,005938 | 0,005938 |
| $K_o \cdot \omega_{ЛВ}$ | 0,007506 | 0,007522 |
| $K_p \cdot \omega_{ГВ}$ | 0,000012 | 0,000012 |
| $K_p \cdot \omega_{ЛВ}$ | 0,000016 | 0,000016 |

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-110 кВ (І варіант)

| Відмова елемента | Параметр потоку відмов ω_i | Елементи, що відключилися, та час їх відновлення | | | | | |
|------------------|-----------------------------------|--|---|---|---|---|---|
| | | $K_0=0,989725$ | $K_p = 0,002055$ | | | | |
| | | | Q_1 | Q_2 | Q_3 | Q_4 | Q_5 |
| Q_1 Г | 0,006 | T3, W - T ₀ | – | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} |
| Q_2 Л | 0,007584 | T3, W - T ₀ | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} | – | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} |
| Q_3 Л | 0,007584 | T3, W - T ₀ | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} | – | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} |
| Q_4 Г | 0,006 | T3, W - T ₀ | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} | – | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} |
| Q_5 Л | 0,007584 | – | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} | T3, W - T ₀ W -T _{ВП} | T3, W - T ₀ T3 -T _{ВП} | – |

Таблиця 2.13 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-110 кВ (II варіант)

| Відмова елемента | Параметр потоку відмов ω_i | Елементи, що відключилися, та час їх відновлення | | | | |
|------------------|-----------------------------------|--|--|--|--|--|
| | | $K_0=0,9917$ 8 | $K_p = 0,002055$ | | | |
| | | | Q_1 | Q_2 | Q_3 | Q_4 |
| $Q_{1л}$ | 0,007584 | $T_3, W - T_0$ | – | $T_3, W+D(T_3, W)-T_0$ $W+D(2T_3, W) -T_{ВП}$ | $T_3, W+D(T_3, W)-T_0$ $T_3+D(T_3, 2W) -T_{ВП}$ | $2T_3, 2W - T_0$ $2D(T_3, W) -T_{ВП}$ |
| $Q_{2л}$ | 0,007584 | $T_3, W - T_0$ | $T_3, W+D(T_3, W)-T_0$ $W+D(2T_3, W) -T_{ВП}$ | – | $2T_3, 2W - T_0$ $2D(T_3, W) -T_{ВП}$ | $T_3, W+D(T_3, W)-T_0$ $T_3+D(T_3, 2W) -T_{ВП}$ |
| $Q_{3л}$ | 0,007584 | $T_3, W - T_0$ | $T_3, W+D(T_3, W)-T_0$ $T_3+D(T_3, 2W) -T_{ВП}$ | $2T_3, 2W - T_0$ $2D(T_3, W) -T_{ВП}$ | – | $T_3, W+D(T_3, W)-T_0$ $W+D(2T_3, W) -T_{ВП}$ |
| $Q_{4л}$ | 0,007584 | $T_3, W - T_0$ | $2T_3, 2W - T_0$ $2D(T_3, W) -T_{ВП}$ | $T_3, W+D(T_3, W)-T_0$ $T_3+D(T_3, 2W) -T_{ВП}$ | $T_3, W+D(T_3, W)-T_0$ $W+D(2T_3, W) -T_{ВП}$ | – |

Таблиця 2.14 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ

| Відмова елемента | Потужність, що втрача- ється ΔP , МВт | Час про- стою, $T_0/T_{вп}$, год | K_0 | | K_p | |
|---|--|--|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | $\omega_{ГВ}$ | $\omega_{ЛВ}$ | $\omega_{ГВ}$ | $\omega_{ЛВ}$ |
| І варіант | | | | | | |
| ТЗ, W, ТЗ + W | 0 | 1 | 2 | 2 | 8 | 12 |
| | | 36 | – | – | 8 | 12 |
| ІІ варіант | | | | | | |
| ТЗ, W ТЗ, W+D(ТЗ, W) W+D(2ТЗ, W) ТЗ+D(ТЗ, 2W) 2D(ТЗ, W) | 0 | 1 | – | 4 | – | 8 |
| | | 36 | – | – | – | 12 |
| 2ТЗ + 2W | 20,9 | 1 | – | – | – | 4 |
| | | 36 | – | – | – | – |

Очікуваний збиток через відмови вимикачів:

Для схеми І варіанту знаходимо додатковий збиток через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами [11]:

$$M(3)_{\text{дод}} = y_0 \left(K_{2\text{ш}} \cdot T_{\text{ш}} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i \right), \quad (2.25)$$

де $K_{2\text{ш}} = 0,1$;

$T_{\text{ш}} = 2$ год – час погашення ліній;

P_{Σ} – сумарна потужність генеруючих джерел, включених в схему, МВт;

$$\begin{aligned} M(3)_{\text{І}\Sigma} &= M(3)_{\text{І}} + M(3)_{\text{Ідод}} = 0 + 15 \cdot [0,1 \cdot 2 \cdot 110 \cdot (0,006 \cdot 2 + 0,007584 \cdot 3)] = \\ &= 11,47 \text{ (тис.грн);} \end{aligned}$$

$$M(3)_{\text{ІІ}} = 15 \cdot 0,000016 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 20,9 = 0,031 \text{ (тис грн.)}$$

Результати розрахунку приведених витрат схем ВРУ-110 кВ подано в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Приведені витрати схем ВРУ-110 кВ

| Складові витрат | Числове значення, тис. грн. | |
|--------------------------------|-----------------------------|------------|
| | I варіант | II варіант |
| Капіталовкладення | 11500.00 | 9200.00 |
| Щорічні експлуатаційні витрати | 1081.00 | 864.80 |
| Очікуваний збиток | 11.47 | 0.03 |
| Приведені витрати | 2817.47 | 2244.83 |

$\Delta Z = 22,6 \% > 5\%$, тобто приймаємо II варіант схеми ВРУ-110 кВ – схему чотирикутника.

2.5 Вибір схеми власних потреб

Турбогенератори мають свій робочий трансформатор власних потреб (ТВП) з двома секціями 6кВ (А та В), до яких підключені споживачі (електродвигуни та трансформатори 6/0,4 кВ). Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора (TR), а аварійне – від дизель-генератора [11, 13] (рис. 2.4).

Всі трансформатори згідно НТП мають пристрій РПН для регулювання напруги на шинах. Секції А та В зв'язані з резервним трансформатором через магістраль резервного живлення (МРЖ- 6кВ).

До серії 1А, 1В, 3А та 3В підключаємо по одному трансформатору 6/0,4 кВ типу ТСЗ-250/10, а до секцій 2А та 2В – типу ТСЗ-400/10.

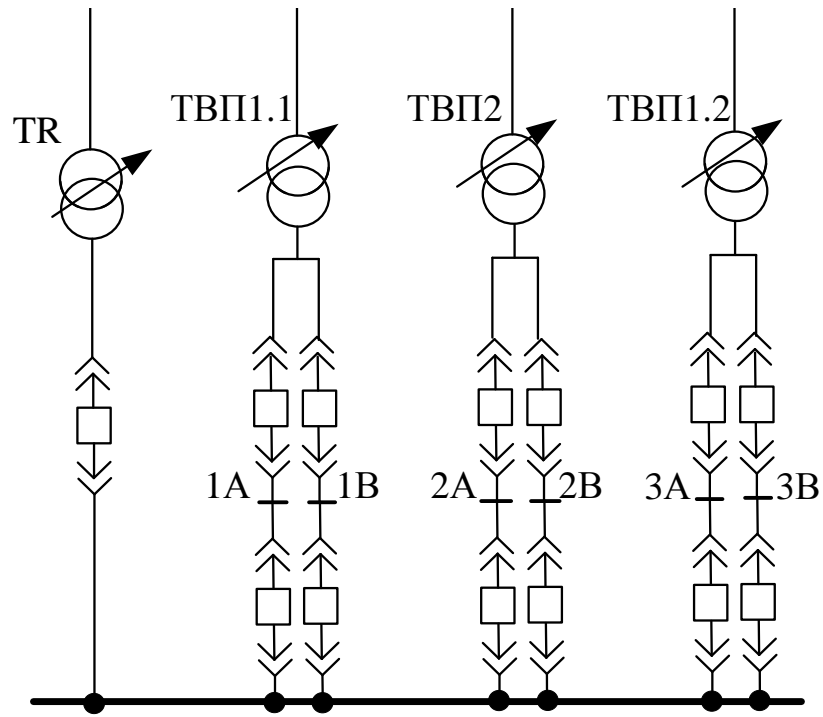


Рисунок 2.4 – Схема РУ ВП – 6 кВ

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електростанції (рис. 2.5) та визначаємо параметри її елементів [11, 17, 18]: $S_0 = 1000$ МВА; $U_0 = U_{\text{ср.ном.}}$.

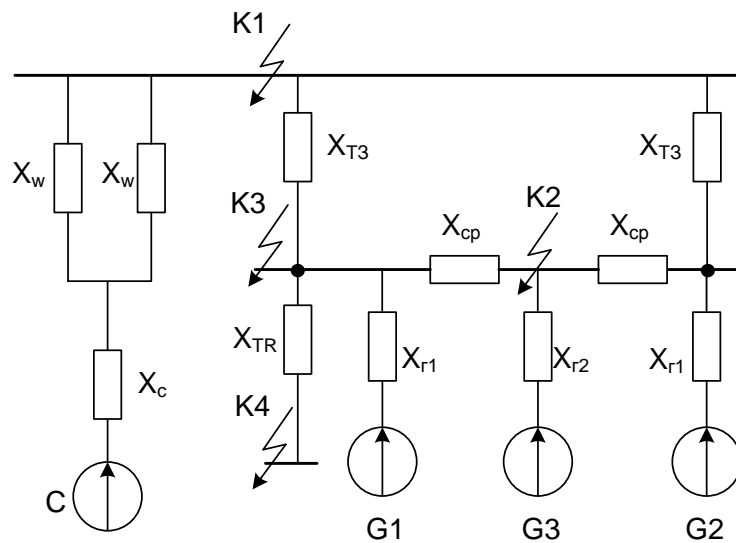


Рисунок 2.5 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів:

- генератор:

$$x_{*G} = x''_{d*НОМ} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.26)$$

$$x_{*G1} = 0,152 \cdot \frac{1000}{37,5} = 4,05;$$

$$x_{*G2} = 0,135 \cdot \frac{1000}{62,5} = 2,16;$$

- енергосистема:

$$x_c = x_{*cНОМ} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.27)$$

$$x_c = 0,28 \cdot \frac{1000}{8900} = 0,03;$$

- ЛЕП 110 кВ:

$$x_{л} = x_{пит} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{ср}^2}; \quad (2.28)$$

$$x_{л} = 0,4 \cdot 44 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,33;$$

- трансформатор зв'язку та TR:

$$x_T = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.29)$$

$$x_{ТЗ} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,31;$$

$$X_{TR} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 11,9;$$

- секційний реактор:

$$X_{cp} = X_{p.ном} \cdot \frac{S_B}{U_{cp.ном}^2}, \quad (2.31)$$

$$X_{cp} = 0,35 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,17.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{по} = \frac{E''}{X_{рез*}} \cdot I_б; \quad (2.33)$$

де E'' – ЕРС джерела живлення, згідно [11]: $E''_G = 1,08$; $E''_c = 1$.

$I_б$ – базовий струм;

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

$$I_{бi} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.32)$$

$$I_{б1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА};$$

$$I_{б2} = I_{б3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА};$$

$$I_{б4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}.$$

Спростимо заступну схему для кожної точки КЗ і визначимо струми КЗ.

Визначимо складові струмів коротких замикань [11]:

$$\text{- періодичну: } I_{n,t} = \gamma_{n,t} \cdot I_{n,0}; \quad (2.31)$$

$$\text{- аперіодичну: } i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.32)$$

$$\text{- ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y, \quad (2.33)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$\gamma_{n,\tau}$ – коефіцієнт;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01, \quad (2.35)$$

де $t_{\text{ВВ}}$ – власний час вимикання вимикача, с.

Розрахунок точки K_1

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунки 2.6).

$$x_1 = x_c + \frac{x_w}{2};$$

$$x_1 = 0,03 + \frac{1,33}{2} = 0,7;$$

$$x_2 = x_{T3} / 2;$$

$$x_2 = 1,31 / 2 = 0,66;$$

$$x_3 = x_{\text{cp}} / 2;$$

$$x_3 = 1,33 / 2 = 0,67;$$

$$x_4 = x_{r1} / 2;$$

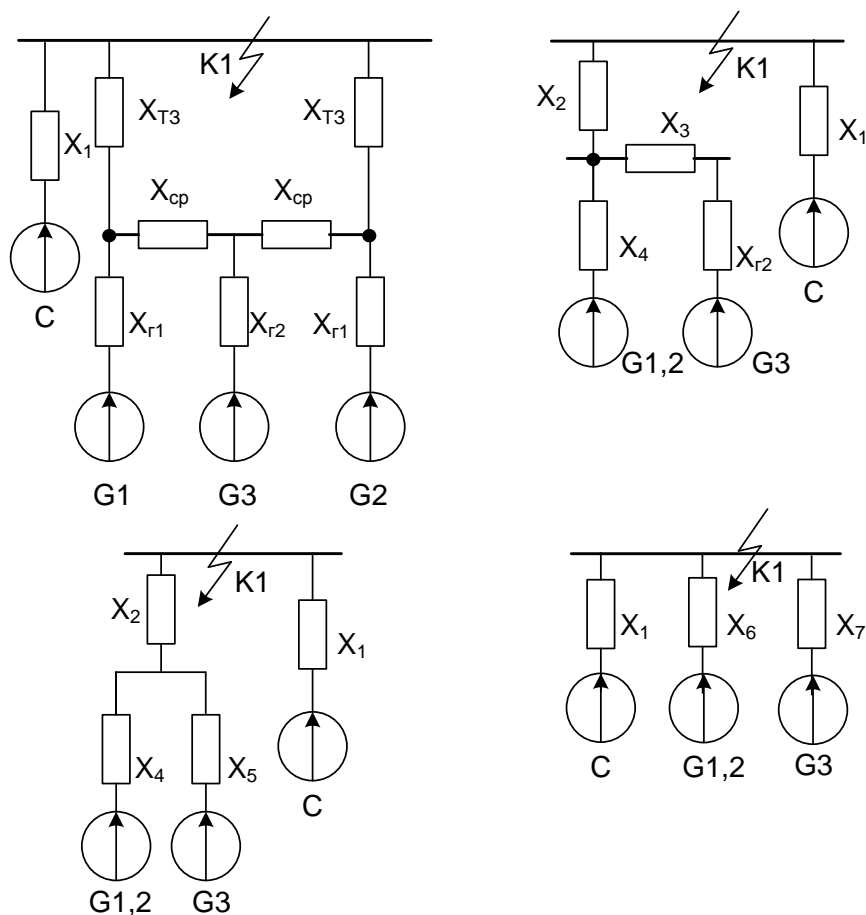


Рисунок 2.6 – Перетворення заступної схеми електроустановки відносно точки К-1

$$x_4 = 4,05 / 2 = 2,03;$$

$$x_5 = x_{r2} + x_3;$$

$$x_5 = 2,16 + 0,67 = 2,83;$$

Розподіляємо x_2 між x_4 та x_5 [11]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_2(x_4 + x_5); \\ x_6 &= x_4 + (\Delta x / x_5); \\ x_7 &= x_5 + (\Delta x / x_4); \end{aligned} \right\} \quad (2.32)$$

$$\Delta x = 0,66 \cdot (2,03 + 2,83) = 3,21;$$

$$x_6 = 2,03 + (3,21 / 2,83) = 3,16;$$

$$x_7 = 2,83 + (3,21 / 2,03) = 4,41.$$

Розрахуємо струми $I_{\text{по}}$:

$$I_{\text{по}C} = \frac{1}{0,7} \cdot 5,03 = 17,19 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по}G1,2} = \frac{1,08}{3,16} \cdot 5,03 = 1,72 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по}G3} = \frac{1,08}{4,41} \cdot 5,03 = 1,23 \text{ (кА)}.$$

Для інших точок КЗ розрахунки проводимо аналогічно і результати зводимо в табл. 2.16.

Розрахунок точки К₂

Спростуємо схему (рис. 2.7).

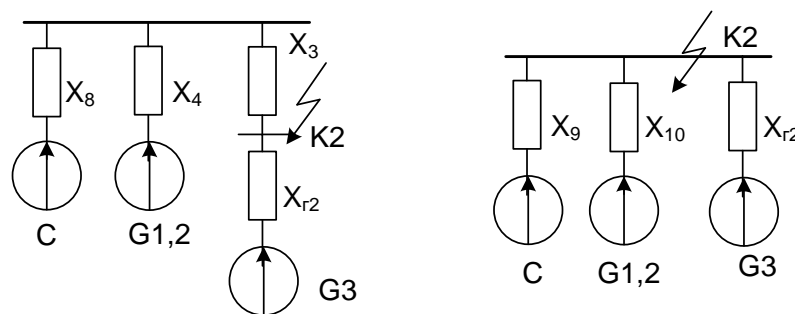


Рисунок 2.7 – Перетворення заступної схеми електроустановки відносно точки К-2

$$x_8 = x_1 + x_2;$$

$$x_8 = 0,7 + 0,66 = 1,36.$$

Розподіляємо x_3 між x_8 та x_4 [11]:

$$\Delta x = x_3(x_8 + x_4);$$

$$x_9 = x_8 + (\Delta x / x_4);$$

$$x_{10} = x_4 + (\Delta x / x_8);$$

$$\Delta x = 0,67 \cdot (1,36 + 2,03) = 2,27;$$

$$x_9 = 1,36 + (2,27 / 2,03) = 2,48;$$

$$x_{10} = 2,03 + (2,27 / 1,36) = 3,7.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{2,48} \cdot 55,05 = 22,2 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1,2}} = \frac{1,08}{3,7} \cdot 55,05 = 16,07 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G3}} = \frac{1,08}{2,16} \cdot 55,05 = 27,53 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки K₃

Перетворюємо трикутник опорів x_{r2} , x_{cp} , x_{r1} в зірку (рис 2.8, а):

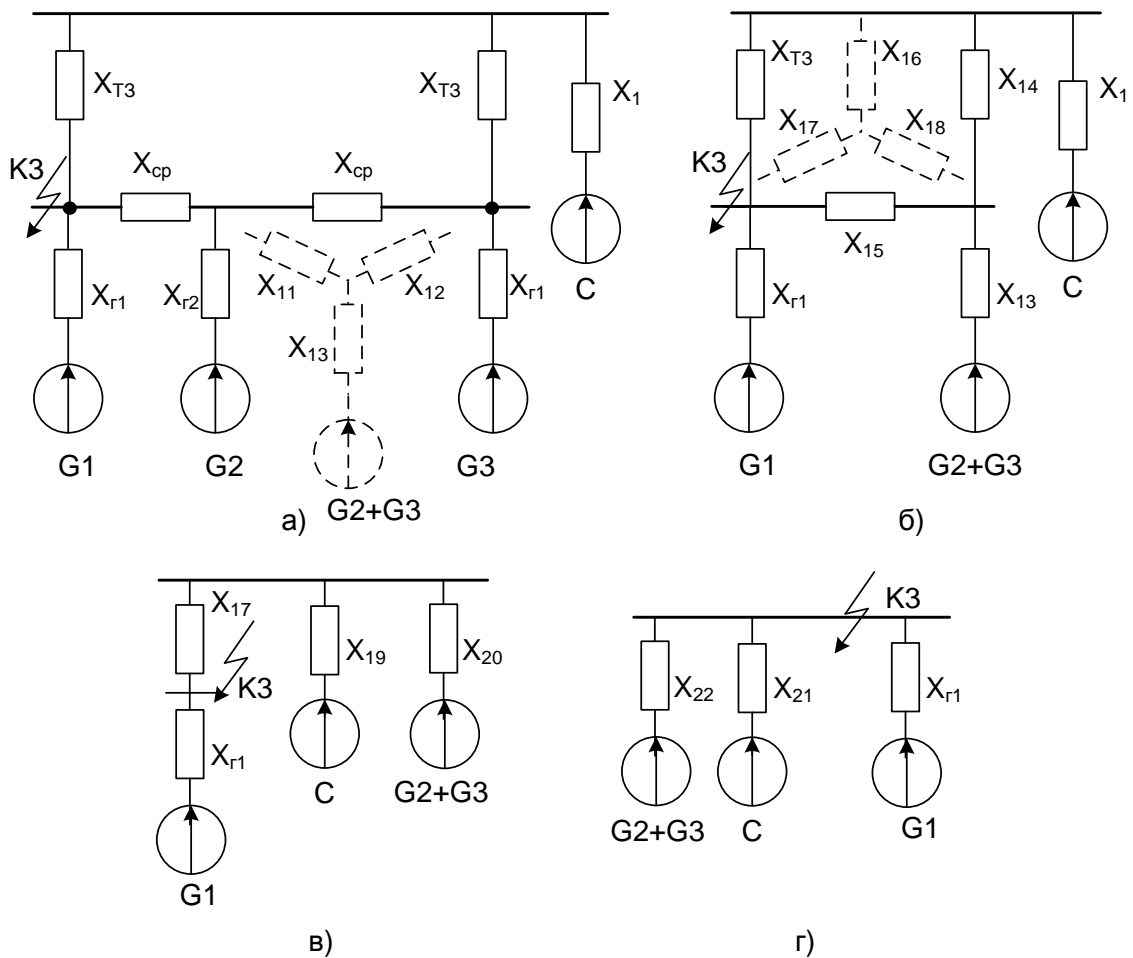


Рисунок 2.8 – Перетворення заступної схеми електроустановки відносно точки K-3

$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_{r2} + x_{cp} + x_{r1}; \\ x_{11} &= x_{r2} \cdot x_{cp} / \Delta x; \\ x_{12} &= x_{r1} \cdot x_{cp} / \Delta x; \\ x_{13} &= x_{r2} \cdot x_{r1} / \Delta x. \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

$$\Delta x = 2,16 + 3,17 + 4,05 = 9,38;$$

$$x_{11} = 2,16 \cdot 3,17 / 9,38 = 0,73;$$

$$x_{12} = 3,17 \cdot 4,05 / 9,38 = 1,37;$$

$$x_{13} = 2,16 \cdot 4,05 / 9,38 = 0,93;$$

$$x_{14} = x_{12} + x_{T3};$$

$$x_{14} = 1,37 + 1,31 = 2,68;$$

$$x_{15} = x_{cp} + x_{11};$$

$$x_{15} = 3,17 + 0,73 = 3,9;$$

Перетворюємо трикутник опорів x_{T3} , x_{14} , x_{15} в зірку (рис. 2.8, б):

$$\Delta x = x_{T3} + x_{14} + x_{15};$$

$$x_{16} = x_{T3} \cdot x_{14} / \Delta x;$$

$$x_{17} = x_{T3} \cdot x_{15} / \Delta x;$$

$$x_{18} = x_{14} \cdot x_{15} / \Delta x.$$

$$\Delta x = 1,31 + 2,68 + 3,9 = 7,89;$$

$$x_{16} = 1,31 \cdot 2,68 / 7,89 = 0,44;$$

$$x_{17} = 1,31 \cdot 3,9 / 7,89 = 0,65;$$

$$x_{18} = 2,68 \cdot 3,9 / 7,89 = 1,32;$$

$$x_{19} = x_1 + x_{16};$$

$$x_{19} = 0,78 + 0,44 = 1,14;$$

$$x_{20} = x_{13} + x_{18};$$

$$x_{20} = 0,93 + 1,32 = 2,25.$$

Розподіляємо x_{17} між x_{19} та x_{20} [11] (рис. 2.8, в, г):

$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_{17} \cdot (x_{19} + x_{20}); \\ x_{21} &= x_{19} + \Delta x / x_{20}; \\ x_{22} &= x_{20} + \Delta x / x_{19}. \end{aligned} \right\} \quad (2.38)$$

$$\Delta x = 0,65 \cdot (1,14 + 2,25) = 2,2;$$

$$x_{21} = 1,14 + 2,2 / 2,25 = 2,12;$$

$$x_{22} = 2,25 + 2,2 / 1,14 = 4,18.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{2,12} \cdot 55,05 = 25,97 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1}} = \frac{1,08}{4,05} \cdot 55,05 = 14,68 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G2+G3}} = \frac{1,08}{4,18} \cdot 55,05 = 14,22 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G2}} = 0,375 \cdot 14,22 = 5,33 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G3}} = 0,625 \cdot 14,22 = 8,89 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки K₄

Спростуємо схему (рис. 2.9).

$$x_{23} = \frac{x_{21} \cdot x_{22} \cdot x_{r1}}{x_{21} \cdot x_{22} + x_{21} \cdot x_{r1} + x_{22} \cdot x_{r1}} + x_{\text{TR}};$$

$$x_{23} = \frac{2,12 \cdot 4,18 \cdot 4,05}{2,12 \cdot 4,18 + 2,12 \cdot 4,05 + 4,18 \cdot 4,05} + 11,9 = 12,94.$$

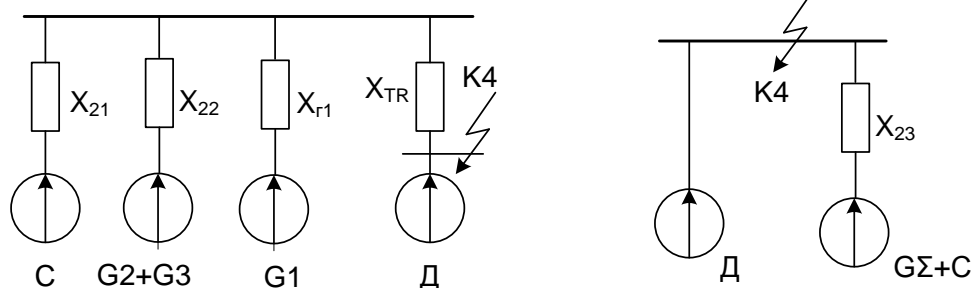


Рисунок 2.9 – Перетворення заступної схеми електроустановки
відносно точки К-4

$$I_{\text{по C+G}\Sigma} = \frac{1}{12,94} \cdot 91,75 = 7,09 \text{ (кА)};$$

Згідно [11] при живленні від ПРТВП:

$$I_{\text{по Д}} = 4,0 \frac{\sum P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = 4,0 \frac{1,25 \cdot S_{\text{НОМ TR}}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.40)$$

$$I_{\text{по Д}} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 4,8}{6} = 4 \text{ (кА)}.$$

Попередньо приймаємо вимикачі [16]:

| | | |
|---------------|-------------|-----------------------------------|
| а) ВРУ-110 кВ | 121PM40-20В | $t_{\text{ВВ}} = 0,015 \text{ с}$ |
| б) ГРУ-10 кВ | ВР3-10 | $t_{\text{ВВ}} = 0,04 \text{ с}$ |
| в) РУВП- 6 кВ | ВР0-10 | $t_{\text{ВВ}} = 0,04 \text{ с}$ |

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{н.}\tau}$ для генераторних віток [11, 18]:

К₁ а) $G_{1,2}$

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сеп.НОМ}}}; \quad (2.35)$$

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 37,5 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,38 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 1,72 / 0,38 = 4,5.$$

Для часу $t = \tau = 0,025 \text{ с}$ за діаграмами [11], визначаємо $\gamma_{\text{н.}\tau} = 0,93$.

б) G_3

$$I'_{\text{НОМ}} = 62,5 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,31 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 1,23 / 0,31 = 4,0; \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,94.$$

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струмів КЗ

| Точка КЗ | Джерела струмів КЗ | τ , с | T_a , с | k_y | $e^{-\tau/T_a}$ | $\gamma_{n,\tau}$ |
|------------------------------------|--------------------|------------|-----------|-------|-----------------|-------------------|
| K_1 ВРУ-110 кВ | Система | 0,025 | 0,02 | 1,608 | 0,10 | 1 |
| | G1,2 | | 0,2 | 1,915 | 0,78 | 0,93 |
| | G3 | | 0,36 | 1,942 | 0,88 | 0,94 |
| K_2 ГРУ-10 кВ Генератор G3 | Система | 0,05 | 0,06 | 1,85 | 0,45 | 1 |
| | G1,2 | | 0,2 | 1,915 | 0,75 | 0,94 |
| | G3 | | 0,54 | 1,918 | 0,90 | 0,75 |
| K_3 ГРУ-10 кВ Генератор G1 | Система | 0,05 | 0,06 | 1,85 | 0,45 | 1 |
| | G2 | | 0,2 | 1,915 | 0,75 | 0,96 |
| | G3 | | 0,36 | 1,942 | 0,88 | 0,96 |
| | G1 | | 0,368 | 1,973 | 0,84 | 0,84 |
| K_4 РУВП-6 кВ | $G_\Sigma + C$ | 0,05 | 0,045 | 1,812 | 0,35 | 1 |

K_2 а) $G_{1,2}$

$$I'_{НОМ} = 2 \cdot 2,06 = 4,12 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{п,0} / I'_{НОМ} = 16,07 / 4,12 = 3,9; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,94.$$

б) G_3

$$I'_{НОМ} = 3,44 \text{ кА};$$

$$I_{п,0} / I'_{НОМ} = 27,53 / 3,44 = 8; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,75.$$

K_3 а) G_1

$$I'_{НОМ} = 2,06 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{п,0} / I'_{НОМ} = 14,68 / 2,06 = 7,1; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,84.$$

б) G_2

$$I'_{НОМ} = 2,06 \text{ кА};$$

$$I_{п,0} / I'_{НОМ} = 5,33 / 2,06 = 2,6; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,96.$$

в) G_3

$$I'_{НОМ} = 3,44 \text{ кА};$$

$$I_{п,0} / I'_{НОМ} = 8,89 / 3,44 = 2,6; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,96.$$

Таблиця 2.17 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

| Точка КЗ | Вітка живлення | $I_{по}, \text{кА}$ | $I_{пт}, \text{кА}$ | $i_{ат}, \text{кА}$ | $i_{у}, \text{кА}$ | Примітка |
|---------------------------------------|----------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|------------|
| K_1 ВРУ-110 кВ | Система | 7,19 | 7,19 | 1,01 | 16,30 | КА та шини |
| | G1,2 | 1,72 | 1,60 | 1,89 | 3,62 | |
| | G3 | 1,23 | 1,16 | 1,53 | 3,37 | |
| | Сума | 10,14 | 9,95 | 4,43 | 23,29 | |
| K_2 ГРУ-10 кВ Генератор G3 | С-ма | 22,20 | 22,20 | 14,09 | 57,91 | КА |
| | G1,2 | 16,07 | 15,11 | 16,99 | 43,39 | |
| | Сума (без G3) | 38,27 | 37,31 | 31,08 | 101,3 | |
| | G3 | 27,53 | 20,65 | 34,94 | 76,90 | Шини |
| | Повна сума | 65,80 | 57,96 | 66,02 | 178,20 | |
| K_3 ГРУ-10 кВ Генератор G1 | С-ма | 25,97 | 25,97 | 16,48 | 67,74 | |
| | G2 | 5,33 | 5,12 | 5,64 | 14,39 | |
| | G3 | 8,89 | 8,53 | 11,03 | 24,34 | |
| | Сума (без G1) | 40,19 | 39,62 | 33,15 | 106,47 | |
| | G1 | 14,68 | 12,33 | 17,39 | 40,84 | |
| | Повна сума | 54,87 | 51,95 | 50,54 | 147,31 | |
| K_4 РУВП-6 кВ | G + С | 7,09 | 7,09 | 3,50 | 18,11 | КА |
| | Двигуни ВП | 4,00 | 2,86 | 1,62 | 9,31 | |
| | Сума | 11,09 | 9,95 | 5,12 | 27,42 | Шини |

Примітка – КА – комутаційна апаратура.

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [11]:

$$\left. \begin{aligned} I_{n,\tau,D} &= I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,07} \\ i_{a,\tau,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,04} \\ i_{y,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot K_{y,D} \end{aligned} \right\} \quad (2.42)$$

$$I_{n,\tau,D} = 4 \cdot e^{-0,05/0,07} = 2,86 \text{ (кА)};$$

$$i_{a,\tau,D} = \sqrt{2} \cdot 4 \cdot e^{-0,05/0,04} = 1,62 \text{ (кА)};$$

$$i_{y,D} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 4 = 9,31 \text{ (кА)}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми [11]:

$$I_{\max w} = \frac{P_{\text{гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.43)$$

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

$$I_{\max w} = 50 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8) = 328,4 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ГЗ}} = 1,5 \cdot 80 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 630,6 \text{ (A)};$$

Імпульс квадратичного струму [11]:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.47)$$

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

$$B_k = 10,14^2 \cdot (0,20 + 0,36) = 57,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

ГРУ-10 кВ:

$$I_{\max G} = \frac{I_{\text{Г.НОМ}}}{0,95}; \quad (2.48)$$

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

$$I_{\max G1} = 2060 / 0,95 = 2168,4 \text{ (A)};$$

$$I_{\max G3} = 3440 / 0,95 = 3621,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ГВП1}} = 2500 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 144,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ГВП2}} = 4000 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 231,2 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{TR}} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 364,25 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ГЗ}} = 1,5 \cdot 80 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 6936,4 \text{ (A)}.$$

$$B_k = B_{кп} + B_{ка} = (I_c^2 + B_{*пг} \cdot I_{п,0,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_*) \cdot t_{вим} + \left(I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{п,0,г}^2 \cdot T_{a,г} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{п,0,г}}{\frac{1}{T_{a,c}} + \frac{1}{T_{a,г}}} \right), \quad (2.49)$$

де $t_{вим} = 0,3$ с; $B_{*пг} = 0,62$; $T_* = 0,76$; $T_{a,г} = 0,54$ с; $I_{п,0,г} = 27,53$ кА;

$I_c = 38,27$ кА; $T_{a,c} = 0,20$ с.

$$B_k = (38,27^2 + 0,62 \cdot 27,53^2 + 2 \cdot 38,27 \cdot 27,53 \cdot 0,76) \cdot 0,3 + (38,27^2 \cdot 0,2 + 27,53^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 38,27 \cdot 27,53}{\frac{1}{0,20} + \frac{1}{0,54}}) = 2378,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-6 кВ

$$I_{\max\text{ТВП1}} = 2500 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 240,8 \text{ (А)};$$

$$I_{\max\text{ТВП2}} = 4000 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 385,4 \text{ (А)};$$

$$I_{\max\text{TR}} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 606,9 \text{ (А)};$$

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{відк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{поД}}^2 (0,5T'_D + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{поД}}I_{\text{пос}} (T'_D + T_{\text{асх}}), \quad (2.50)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}}I_{\text{пос}} + T_{\text{аД}}I_{\text{поД}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{поД}}}; \quad (2.51)$$

$$T_{\text{асх}} = (0,045 \cdot 7,09 + 0,04 \cdot 4) / (7,09 + 4) = 0,043 \text{ (с)};$$

$$B_k = 7,09^2 \cdot (0,3 + 0,043) + 4^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,0437) + 2 \cdot 7,09 \cdot 4 \cdot (0,07 + 0,043) = 24,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Обираємо комутаційні апарати на станції. Вибір проводимо у табличній формі (табл. 2.18).

Таблиця 2.18 – Вибір вимикачів і роз'єднувачів

| Розрахункові дані ВРУ- 110 кВ | Каталожні дані | |
|--|---|---|
| | 121PM40-20В | РНДЗ.1-110/1000У1 |
| $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{max} = 630,6 \text{ А}$ $I_{н,т} = 9,95 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 4,43 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 10,14 \text{ кА}$ $i_y = 23,29 \text{ кА}$ $B_k = 57,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ - - - $i_{дин} = 80 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| ГРУ-10 кВ: <i>а) коло генератора $G_{1(2)}$</i> | Каталожні дані | |
| | ВМГ-15 | РВР-10/2500 У2 |
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 2168,4 \text{ А}$ $I_{н,т} = 39,62 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 33,15 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,т} + i_{а,т} =$ $= 89,01 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 40,19 \text{ кА}$ $i_y = 106,47 \text{ кА}$ $B_k = 2378,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 10000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 71 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 71 \cdot 0 = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 71 \cdot (1 + 0) = 100,11 \text{ кА}$ $I_{дин} = 71 \text{ кА}$ $i_{дин} = 290 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 95^2 \cdot 3 = 27075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2500 \text{ А}$ - - - $i_{дин} = 125 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 4 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| ГРУ-10 кВ: <i>б) коло генератора G_3:</i> | Каталожні дані | |
| | МГГ-10 | РВР-10/4000 У3 |
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 3621,1 \text{ А}$ $I_{н,т} = 37,31 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 31,08 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,т} + i_{а,т} =$ $= 83,69 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 38,27 \text{ кА}$ $i_y = 101,3 \text{ кА}$ $B_k = 2378,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 5600 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 63 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = 26,65 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 115,48 \text{ кА}$ $I_{дин} = 63 \text{ кА}$ $i_{дин} = 170 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 4000 \text{ А}$ - - - $i_{дин} = 180 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 71^2 \cdot 4 = 20164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Продовження таблиці 2.18

| ГРУ-10 кВ: в) трансформатор зв'язку: | Каталожні дані | |
|--|---|--|
| | ВМГ-15 | РВР-20/8000 УЗ |
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 6936,4 \text{ А}$ $I_{н,\tau} = 39,62 \text{ кА}$ $i_{а,\tau} = 33,15 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,\tau} + i_{а,\tau} =$ $= 89,01 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 40,19 \text{ кА}$ $i_y = 106,47 \text{ кА}$ $B_k = 2378,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 10000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 71 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 71 \cdot 0 = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 71 \cdot (1 + 0) = 100,11 \text{ кА}$ $I_{дин} = 71 \text{ кА}$ $i_{дин} = 290 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 95^2 \cdot 3 = 27075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 8000 \text{ А}$ $i_{дин} = 320 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 125^2 \cdot 4 = 62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| Розрахункові дані РУВП – 6 кВ: і | Каталожні дані | |
| | ВР0-10 | Комірка КРУ типу КУ-10С |
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 606,9 \text{ А}$ $I_{н,\tau} = 7,09 \text{ кА}$ $i_{а,\tau} = 3,5 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 7,09 \text{ кА}$ $i_y = 18,11 \text{ кА}$ $B_k = 24,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 0,3 = 5,29$ кА $I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{дин} = 32 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ |

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-110 кВ:

а) збірні шини;

$$I_{max} = 630,6 \text{ А}; I_{н,о} = 10,14 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; i_y = 23,29 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 300/66: $d = 24,5 \text{ мм}$; $I_{доп} = 680 \text{ А}$; $D = 300 \text{ см}$.

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.52)$$

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 630,6 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 680 \text{ A}.$$

Перевірка проводу на коронування [11]:

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.53)$$

де r_0 – радіус проводу, см;

$m = 0,82$ – коефіцієнт шорсткуватості проводів;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{1,225}) = 31,6 \text{ (кВ/см)},$$

- напруженість електричного поля поблизу поверхні проводу:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_0}}, \quad (2.54)$$

де U_{\max} – максимальна допустима напруга установки, кВ;

$$E = 0,354 \cdot 121 / (1,225 \cdot \lg(378/1,225)) = 14 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова перевірки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.55)$$

$$1,07 \cdot 14 = 15 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,6 = 28,4 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

Оскільки $I_{\text{по}} < 20 \text{ кА}$, не проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

б) відгалуження до ТЗ;

Економічний переріз [11]:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.59)$$

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

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

$$I_{\text{норм}} = 630,6/1,5 = 420,4 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = 420,4/1,0 = 420,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо провід марки АС 450/56: $d = 28,8 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 900 \text{ А}$.

ГРУ 10 кВ

а) збірні шини;

$$I_{\text{max}} = 6936,4 \text{ А}; I_{\text{п0}} = 65,8 \text{ кА}; i_y = 178,20 \text{ кА}; B_k = 2378,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$v_0 = +30 \text{ }^\circ\text{С}$; $K_2 = 0,94$ – поправочний коефіцієнт на температуру.

Встановлюємо алюмінієві шини коробчастого перерізу:

$$q = 2 \times (200 \times 90 \times 10) = 2 \times 3435 = 6870 \text{ мм}^2, I_{\text{доп.ном}} = 7550 \text{ А}, W_{y_0-y_0} = 422 \text{ см}^3,$$

$$J_{y_0-y_0} = 4220 \text{ см}^4.$$

Перевірка за допустимим струмом з урахуванням поправочного коефіцієнта на температуру повітря:

$$I_{\text{доп.}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}} \geq I_{\text{max}}; \quad (2.60)$$

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 7550 = 7097 \text{ А} > I_{\text{max}} = 6936,4 \text{ А}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (2.61)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{2378,2 \cdot 10^6}}{91} = 535,9 \text{ мм}^2 < q = 6870 \text{ мм}^2,$$

де функція $C = 91 \left[\frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2} \right]$.

Перевірка шин на механічну міцність:

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (2.62)$$

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

$\sigma_{\text{ф}}$ – напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа;

$\sigma_{\text{п}}$ – напруга в матеріалі шин від взаємодії полос, Мпа.

Приймаємо, що швелери жорстко зварені по всій довжині і розташовані по вершинах прямокутного трикутника;

довжина прогону між ізоляторами: $l = 4 \text{ м}$;

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

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз [11]:

$$\sigma_{\text{ф}} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot i_y^2, \quad (2.63)$$

$$\sigma_{\text{ф}} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{4^2}{0,8 \cdot 422} \cdot 178,2^2 = 33,2 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} = 33,2 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Шини механічно стійкі.

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на згинання:

$$F_{зг} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.64)$$

$$F_{зг} = 1,62 \frac{178,2^2 \cdot 4}{0,8} \cdot 10^{-1} = 25722 \text{ (Н)};$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$K_h = \frac{H_{із} + c + \frac{h}{2}}{H_{із}}. \quad (2.65)$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу І25-80УХЛЗ [11, 15]:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_p = 25000 \text{ Н};$$

$$H_{із} = 130 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$K_h = \frac{130 + 10 + \frac{200}{2}}{130} = 1,85.$$

$$F_{розр} = K_h \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.66)$$

$$F_{розр} = 1,85 \cdot 2572 = 47585,7 \text{ (Н)} > 0,6 \cdot 25000 = 15000 \text{ (Н)}.$$

Умова не виконується.

Приймаємо $l = 1 \text{ м}$, тоді

$$F_{зг} = 1,62 \frac{178,2^2 \cdot 1}{0,8} \cdot 10^{-1} = 6430,5 \text{ Н};$$

$$F_{\text{розр}} = 11896,4 \text{ Н} < 15000 \text{ Н}$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу П-10/8000-4350УЗ:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}; F_p = 42500 \text{ Н}; l_{\text{із}} = 640 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятори на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{\text{зг}} \leq 0,6 \cdot F_p, \quad (2.58)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 6430,5 = 3215,25 \text{ Н} < 0,6 \cdot 425000 = 25500 \text{ Н}.$$

Умова виконується.

РУВП – 6 кВ:

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

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

$$I_{\text{max}} = 606,9 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 27,42 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}.$$

2.10 Вибір лінійних реакторів в ГРУ-10 кВ

| | |
|---|---|
| Потужність реактора: | $P_p = 21,4 \text{ МВт};$ |
| Струм реактора: | $I_p = 1546,2 \text{ А};$ |
| Кількість фідерів на реактор: | $n_{\phi} = \frac{P_p}{P_{\text{доп}}} = \frac{21,4}{5} = 4,3 \text{ шт};$ приймаємо 6 шт; |
| Струм вітки реактора: | $I_{\text{в.р.}} = 773,1 \text{ А};$ |
| Початкове значення періодичної складової струму КЗ : | $I_{\text{п,о}} = 65,80 \text{ кА};$ |
| Тип вимикача, який встановлюється на кабельній лінії: | ВР1-10 $I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{ кА};$ |

Основний релейний захист лінії: МСЗ;
 Повний час вимикання КЗ: $t_{\text{вим}} = 1,5 \text{ с.}$

Визначимо результуючий опір кола КЗ за відсутності реактора [11]:

$$X_{\text{рез}} = U_{\text{сер.ном.}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{п,о}});$$

$$X_{\text{рез}} = 10,5 / \sqrt{3} \cdot 65,80 = 0,092 \text{ Ом};$$

Потрібний опір кола КЗ за умови забезпечення номінальної вимикаючої спроможності вимикача типу ВР1-10:

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = U_{\text{сер.ном.}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{вим,ном}}); \quad (2.67)$$

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 0,303 \text{ Ом.}$$

Потрібний опір реактора для обмеження струму КЗ:

$$X_{\text{р}}^{\text{потр}} = 0,303 - 0,092 = 0,211 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо реактор типу: РБСГ 10-2×1000-0,22 У3 [12]:

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 2 \times 1000 \text{ А}; X_{\text{р,ном}} = 0,22 \text{ Ом}; K_{\text{зв}} = 0,53; i_{\text{дин}} = 55 \text{ кА};$
 $I_{\text{т}} = 21,65 \text{ кА}; t_{\text{т}} = 8 \text{ с.}$

Результуючий опір кола КЗ з врахуванням реактора:

$$X'_{\text{рез}} = 0,092 + 0,22 = 0,312 \text{ Ом.}$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ за реактором:

$$I_{\text{п,о}} = 10,5 / \sqrt{3} \cdot 0,312 = 19,45 \text{ кА.}$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot K_y, \quad (2.68)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,956 \cdot 19,45 = 53,64 \text{ кА} < i_{дин} = 55 \text{ кА}.$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{вим} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (2.69)$$

$$B_k = 19,45^2 \cdot (1,5 + 0,23) = 654,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 21,65^2 \cdot 8 = 3749,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Залишкова напруга на шинах ГРУ – 10 кВ при КЗ за реактором:

$$U_{зал, \%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I'_{по}}{U_{ном}} \cdot 100 \geq 65\%, \quad (2.70)$$

$$U_{зал} = 0,22 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 19,45}{10} \cdot 100 = 74\% > U_{зал, доп.} = 65\%$$

Втрата напруги при протіканні максимального струму в нормальному режимі роботи:

$$\Delta U_p \% = x_p (1 - K_{зв}) \frac{\sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot 100}{U_{ном}} \cdot \sin \varphi \leq 2\%; \quad (2.71)$$

$$\Delta U_p \% = 0,22(1 - 0,53) \frac{\sqrt{3} \cdot 0,7731 \cdot 100}{10} \cdot 0,6 = 0,83\% < \Delta U_{р, доп} \% = 2,0\%.$$

Реактор задовольняє усім вимогам.

2.11 Вибір кабельних ліній

Обираємо кабельні лінії в колі лінійного реактора:

$$I_{max} = 257,7 \text{ А}; B_k = 654,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; I_{п0} = 19,45 \text{ кА}; v_0 = +25 \text{ }^\circ\text{С};$$

$$T_{max} = 6017,5 \text{ год}; K_2 = 1.$$

Кабель прокладається в на півповерху ГРУ – 10 кВ.

Обираємо кабель марки ААГ, трижильний, 10 кВ.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 257,7/1,2 = 214,8 \text{ мм}^2.$$

За умовою монтажу приймаємо кабель перерізом 240 мм^2 :

$$I_{\text{доп.ном}} = 270 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп.}} = 1 \cdot 270 \cdot 1 = 270 \text{ А} > I_{\text{max}} = 257,7 \text{ А.}$$

Перевірка на термічну стійкість [11]:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{654,5 \cdot 10^6}}{100} = 255,8 \text{ мм}^2 > q = 240 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо два кабеля по 150 мм^2 ; $I_{\text{доп.ном}} = 210 \text{ А.}$

$$I_{\text{доп.}} = 1 \cdot 210 \cdot 2 = 420 \text{ А} > I_{\text{max}} = 257,7 \text{ А.}$$

$$q_{\text{min}} = 255,8 \text{ мм}^2 > q = 2 \cdot 150 = 300 \text{ мм}^2.$$

2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в кола ЛЕП-110 кВ. Встановлюємо трансформатор типу ІМВ 123-170, розрахункові та каталожні дані наведено в табл.. 2.19. Вторинне навантаження трансформатора струму підраховано в табл.. 2.20.

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ІМВ 123-170

| Розрахункові дані | Каталожні дані |
|---|---|
| $U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 328,4 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ |
| $i_{\text{v}} = 23,29 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к}} = 57,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $r_2 = 7,23 \text{ Ом}$ | $r_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}$ |

Примітки:

- 1) $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$;
- 2) схема з'єднань ТС – повна зірка;
- 3) варіант виконання обмоток: 0,2/10Р;
- 4) розрахункова довжина контрольного кабеля АКРВГ: $l_{\text{розр}} = 100 \text{ м}$.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження трансформатора струму

| Прилад | Тип | Навантаження, В·А, фаза | | |
|------------------------------|-------|-------------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Е-377 | – | 0,1 | – |
| Ватметр | Д-312 | 0,5 | - | 0,5 |
| Варметр | Д-312 | 0,5 | - | 0,5 |
| Лічильник активної енергії | І-674 | 2,5 | - | 2,5 |
| Лічильник реактивної енергії | І-673 | 2,5 | - | 2,5 |
| Разом: | | 6,0 | 0,1 | 6,0 |

- Загальний опір приладів [11]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2, \quad (2.72)$$

$$r_{\text{прил}} = 6,0 / 1^2 = 6,0 \text{ Ом};$$

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}, \quad (2.73)$$

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

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \quad (2.74)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 100 / 23,9 = 0,12 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами перерізом $2,5 \text{ мм}^2$.

Тоді вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 100 / 2,5 + 6,0 + 0,1 = 7,23 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу СРВ 123:

$$U_{1\text{ном}} = 110\,000 / \sqrt{3} \text{ В};$$

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

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

| Прилад | Тип | $S_{\text{обм}},$ В·А | $n_{\text{обм}},$ шт | $\text{Cos}\varphi$ | $\text{Sin}\varphi$ | $n_{\text{прил}},$ шт | Загальна потужність | |
|------------------------------|-------|--------------------------|-------------------------|---------------------|---------------------|--------------------------|---------------------|--------|
| | | | | | | | P, Вт | Q, Вар |
| Ватметр | Д-312 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Варметр | Д-312 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Лічильник активної енергії | I-674 | 3 Вт | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 6 | 14,5 |
| Лічильник реактивної енергії | I-673 | 3 Вт | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 6 | 14,5 |
| Фіксуєчий прилад | ФІП | 3 | - | 1 | 0 | 1 | 3 | - |
| Разом: | | | | | | | 21 | 29 |

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{21^2 + 29^2} = 35,8 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

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

В таблицю 2.22 зводимо всі дані по обраним вимірювальним трансформаторам.

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори

| Місце установки | Трансформатор струму | Трансформатор напруги |
|---|-----------------------------------|-----------------------|
| ВРУ – 110 кВ | ІМВ 123-170 | СРВ 123 |
| Турбогенератор ТВС-30 | ТШЛ-10-4000/5 | ЗНОЛ.06-10УЗ |
| Турбогенератор ТВ-50-2 | ТШЛ-10-5000/5 | ЗНОЛ.06-10УЗ |
| Трансформатор ТРДН-80000/110 | ТВТ 110-І-1000/5 ТШВ-15-8000/5 | — |
| Трансформатор ТМН-2500/10 | ТШЛ-10 | — |
| Трансформатор ТМН-4000/10 | ТШЛ-10 | — |
| Трансформатор ТМН-6300/10 | ТШЛ-10 | — |
| Секційний реактор РБДГ 10-2500-0,35У1 | ТШЛ-10 | — |
| Лінійний реактор РБСГ 10-2×1000-0,22УЗ | ТПЛ-10 | — |
| ГРУ-10 кВ | ТШЛ-10 | ЗНОЛ.06-10УЗ |
| РУВП-6 кВ | ТШЛ-10 | ЗНОЛ.06-6УЗ |
| РУВП-0,4 кВ | ТК-40 | НТС-0,5УЗ |

2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо нелінійні обмежувачі перенапруг [11]:

- а) ЛЕП – 110 кВ та сторона ВН трансформаторів зв'язку ОПН-110 У1;
 б) сторона НН ТЗ ОПН-10У1;
 в) сторона НН трансформаторів власних потреб ОПН-6У1.

Для забезпечення нормальної роботи пристроїв РЗА та зв'язку встановлюємо на ЛЕП-110 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5У1.

2.14 Вибір акумуляторної батареї

На ТЕЦ потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ). Від однієї батареї можуть житися споживачі трьох агрегатів [11]. Однак не слід допускати збігу пускових режимів всіх маслonaсосів.

Вихідні дані для розрахунку (таблиця 2.23).

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї енергоблоків

| Електроприймач | n, шт | P _{ном} , кВт | I _{ном} , А | I _{розр} , А | I _{пуск} , А | Розрахункові аварійні навантаження, А | |
|--|----------|---------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------------------|---------------------|
| | | | | | | I _{ав} , | I _{пошт} , |
| Постійне навантаження | — | — | — | 20 | — | 20 | 20 |
| Аварійне освітлення | — | — | — | 160 | — | 160 | — |
| Приводи вимикачів: 3×ПЕ-22 8×ПЕ-21 | 3 | — | 250 | — | — | — | 750 |
| | 8 | — | 148 | — | — | — | 1184 |
| Перетворювальний агрегат оперативно-го зв'язку | 1 | 7,2 | 38 | 30 | 100 | 30 | 30 |
| ЕД аварійного маслonaсоса ущільнень генератора | 2 | 5 | 20 | 25 | 80 | 50 | — |
| | 1 | 8 | 35 | 40 | 130 | 40 | — |
| ЕД аварійного маслonaсоса системи змащування турбіни | 2 | 8 | 35 | 40 | 130 | 80 | 260 |
| | 1 | 14 | 70 | 73 | 184 | 73 | 184 |
| Разом: | | | | | | 723 | 2428 |

| | |
|---|----------------------------------|
| - номінальна напруга батареї: | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$ |
| - напруга на шинах: | $U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$ |
| - кількість основних елементів батареї: | $n_o = 108$ |
| - кількість додаткових елементів батареї: | $n_d = 22$ |
| - загальна кількість елементів батареї: | $n = 130$ |
| - напруга на елементі в режимі підзаряду: | $U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$ |
| - напруга на елементі в кінці розряду: | $U_p = 1,75 \text{ В}$ |
| - напруга на елементі наприкінці заряджання | $U_3 = 2,75 \text{ В}$ |
| Типовий номер АБ [11]: | |

$$N \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j; \quad (2.75)$$

$$N \geq 1,05 \cdot 723 / 25 = 30,4,$$

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

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

Перевірка за максимальним струмом поштовху:

$$N \geq I_{\text{пошт}} / 46; \quad (2.76)$$

$$N \geq 2428 / 46 = 52,8.$$

Приймаємо $N = 56$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах поштовху:

$$j_{\text{п}} = I_{\text{пошт}} / N; \quad (2.77)$$

$$j_{\text{п}} = 2428 / 56 = 43,4 \text{ А/Н}.$$

За [11] визначаємо, що напруга на приводах вимикачів з врахуванням втрат в кабелі складає 85%, що допустимо.

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп}} &= I_{\text{п}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{пзп}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_0, \end{aligned} \right\} \quad (2.78)$$

$$I_{\text{пзп}} = 20 + 0,15 \cdot 56 = 28,4 \text{ А};$$

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

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

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп.дод}} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{\text{пзп.дод}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{д}}, \end{aligned} \right\} \quad (2.79)$$

$$I_{\text{пзп.дод}} = 0,05 \cdot 56 = 2,8 \text{ А};$$

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

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

Розрахункові струм та напруга зарядного пристрою :

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{зп}} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N; \\ U_{\text{зп}} &= U_3 \cdot n, \end{aligned} \right\} \quad (2.80)$$

$$I_{\text{зп}} = 20 + 5 \cdot 56 = 300 \text{ А};$$

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

Вибираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

2.15 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ

Захист ВРУ станції здійснюється, як правило, блискавковідводами, які встановлюються на конструкціях ВРУ.

Вихідними даними для розрахунку зон захисту стержневих блискавковідводів є схема їх розташування, висота блискавковідводу (h) та розрахункова висота (h_x), для якої визначається зона захисту [19].

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу (r_x):

$$\begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (4.1)$$

- ширина зони захисту:

$$\begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (4.3)$$

де h – висота блискавковідвода, м;

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

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

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані :

а) висота блискавковідводу: $h = 21$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 11,5$ м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 21 = 14 \text{ м} > h_x = 11,5 \text{ м},$$

Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ наведено в табл. 2.24, рис. 2.10.

Таблиця 2.24 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

| Пари блискавковідводів | L, м | h_0 , м | b_x , м | r_x , м |
|------------------------|------|-----------|-----------|-----------|
| 1-2,3-4 | 2,7 | 8,2 | 11,4 | 9,9 |
| 1-3,2-4 | 2,4 | 18,8 | 3,2 | 9,9 |
| 1-4,2-3 | 36,1 | 16 | 4,8 | 9,9 |

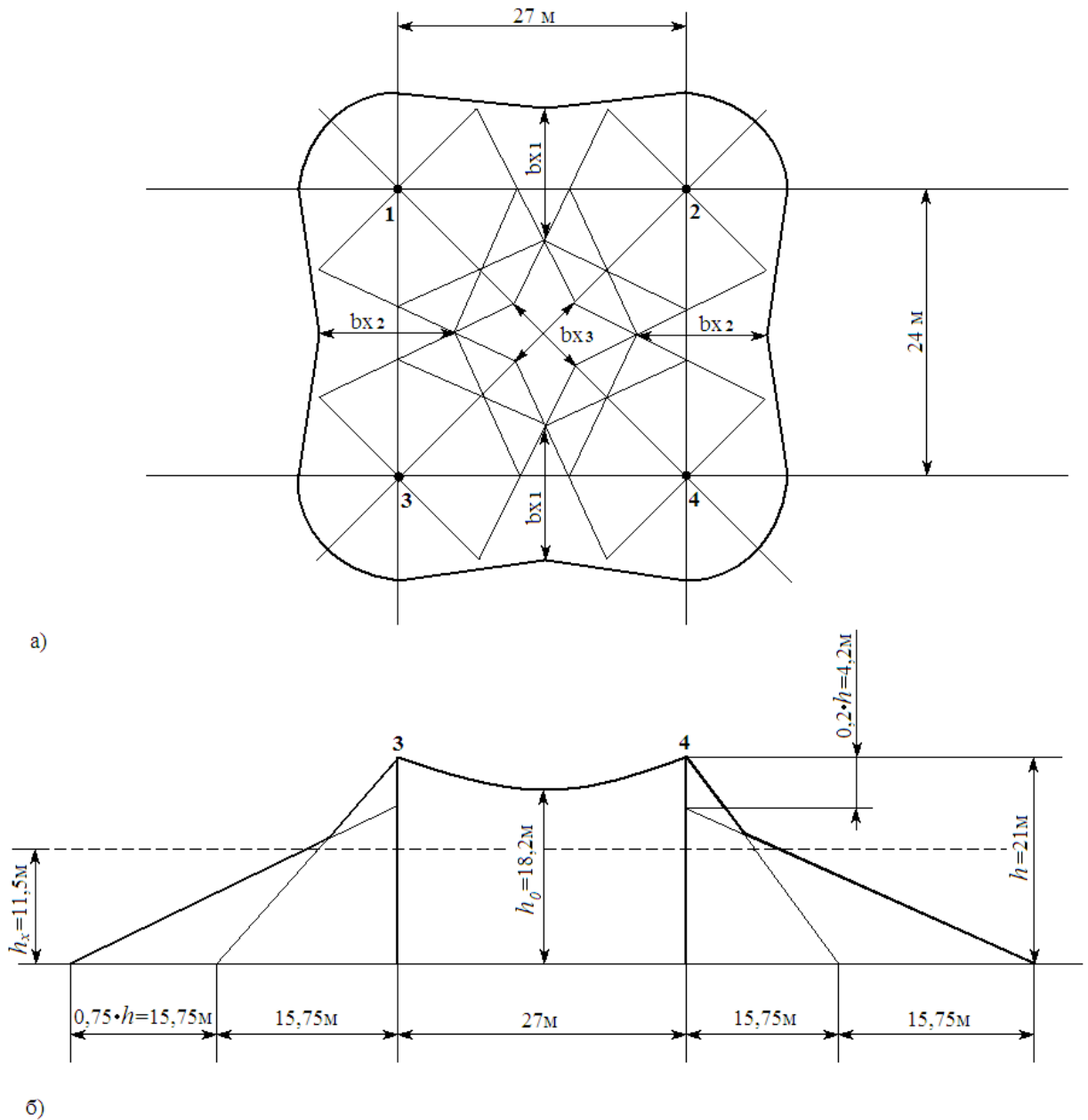


Рисунок 2.10 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 110 кВ
зверху (а) та збоку (б)

3 ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ РЕЖИМИ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ

3.1 Нормальні режими роботи генераторів

Оскільки режим роботи генераторів залежить від графіка навантаження споживачів системи, генератори можуть працювати в різних режимах, відмінних від номінальних.

Нормальними режимами роботи генераторів називаються всі режими, для яких генератор призначений і в яких генератор може тривало працювати за умови відхилення основних параметрів (напруги, частоти, струму, коефіцієнта потужності та температури повітря) від номінальних значень в межах допустимих стандартами або технічними умовами для генераторів даного типу.

Виробництво генераторів базується на розрахунках допустимих нагрівів окремих конструкцій та частин, що визначаються допустимими температурами матеріалів, які використовуються. Ключовим матеріалом, який визначає теплове навантаження конструктивних елементів генераторів, є ізоляція провідників обмоток статора і ротора. У більшості генераторів використовується ізоляція класу В, але в ранніх конструкціях гідрогенераторів (ГГ) використовується ізоляція класу А для обмотки ротора. Допустима температура ізоляції статора складає [21, 23]:

- а) некомпаньованої класу В – 120°C;
- б) компаньованої класу В – 105°C;
- в) класу А – 100°C.

Для ротора допустима температура ізоляції класу В складає 130°C.

Для активної сталі допустима температура не повинна перевищувати допустимої температури ізоляції, яка з нею стикається.

Номінальний режим генератора це такий режим, за якого генератор працює з номінальними параметрами і видає в мережу номінальну потужність, а також в нормальних умовах повинен працювати протягом встановленого заводом-виробником терміну служби. Під нормальними умовами розглядають до-

тримання розрахункових умов охолодження машини, оскільки тривалість режиму роботи генератора, що встановився, обмежується головним чином його нагріванням.

В електричній системі постійно відбуваються різні зміни – насамперед це зміни навантаження та як наслідок зміни напруги, частоти, коефіцієнта потужності і т.д. Крім того, постійно змінюються зовнішні умови, яких залежить режим роботи генераторів. До них належать, перш за все, умови охолодження (зокрема, температура охолоджувальної води, яка подається в теплообмінники для відведення тепла, обумовленого втратами в генераторі). Тому зазвичай генератор працює в режимах, відмінних від номінального, але у межах нормального режиму.

Під нормальним режимом генератора мають на увазі такий режим, у якому може працювати без обмеження за часом. До нормального слід віднести режими роботи машин з різними навантаженнями від мінімально можливого технологічним умовам до номінального (зазначеного на щитку генератора), а також режими зі змінним регульованим навантаженням за умови, що основні параметри генератора не перевищують номінальні значення.

Генератори розраховуються так, щоб за температури охолоджуючого середовища і номінального навантаження усталена температура окремих частин не перевищувала допустимих значень.

Під час тривалої роботи генератора з навантаженням, яке перевищує номінальне, температура обмоток стане вище допустимої, що як правило, призведе до порушення як механічної, так і електричної міцності ізоляції, тобто до її пробію. Пробій ізоляції супроводжується коротким замиканням (КЗ) в генераторі, аварійним відключенням його та зазвичай призводить до тривалої зупинки для заміни всієї або частини обмотки.

Отже, визначальним фактором допустимості того чи іншого експлуатаційного режиму роботи генератора є тепловий режим, тобто нагрів обмоток.

Для того щоб правильно вести експлуатацію, такий генератор не пізніше ніж через 6 місяців після введення в експлуатацію підлягає випробуванням на

нагрів, при яких перевіряється при трьох-чотирьох різних навантаженнях в межах від 0,6 номінального до номінального.

По результатах випробувань на нагрів встановлюються найбільші допустимі в експлуатації температури обмоток статора і ротора та активної сталі. Ці температури, які мають місце при тривалій роботі генератора з номінальним навантаженням, при номінальних значеннях коефіцієнта потужності, напруги і температури охолоджуючого повітря, які округлено в більшу сторону до 5°C.

Ці температури не повинні бути перевищені ні за яких режимів роботи генератора.

Максимальну температуру *обмотки на сталі статора* визначають для номінального струму статора.

Максимальну температуру *обмотки ротора* визначають для найбільшого значення струму ротора, який отримано дослідним шляхом, для наступних комбінацій струму та напруги статора за номінального $\cos \varphi$:

1. $I_{\text{НОМ}}$ та $U_{\text{НОМ}}$;
2. $0,95 \cdot I_{\text{НОМ}}$ та $1,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ 0,95;
3. $1,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ та $0,95 \cdot U_{\text{НОМ}}$.

3.2 Робочі режими генераторів (допустимі)

Під робочими режимами роботи генератора мають на увазі такі режими, в яких він може працювати довгий час. До них відносяться режими роботи машин з різними навантаженнями від мінімально можливої технологічним умовам до допустимої за умовою нагрівання, а також режими зі змінним регульованим навантаженням за умови, що у процесі зміни навантаження основні параметри генератора не виходять за допустимі межі.

Допустимі межі відхилення параметрів при робочих режимах лімітуються нагріванням різних частин синхронних машин (обмоток статора та ротора, конструктивних елементів тощо) і вказуються в ГОСТ, ПТЕ та в інструкціях заводів-виробників.

Для визначення діапазону зміни навантажень генераторів використовують діаграми потужностей, які одержують із векторних діаграм напруг.

На рис. 3.1 наведено приклад розрахованої діаграми (номограми) допустимих навантажень турбогенератора ТВ-50-2 для спроектованої ТЕЦ. Алгоритм побудови діаграми наведено в додатку В..

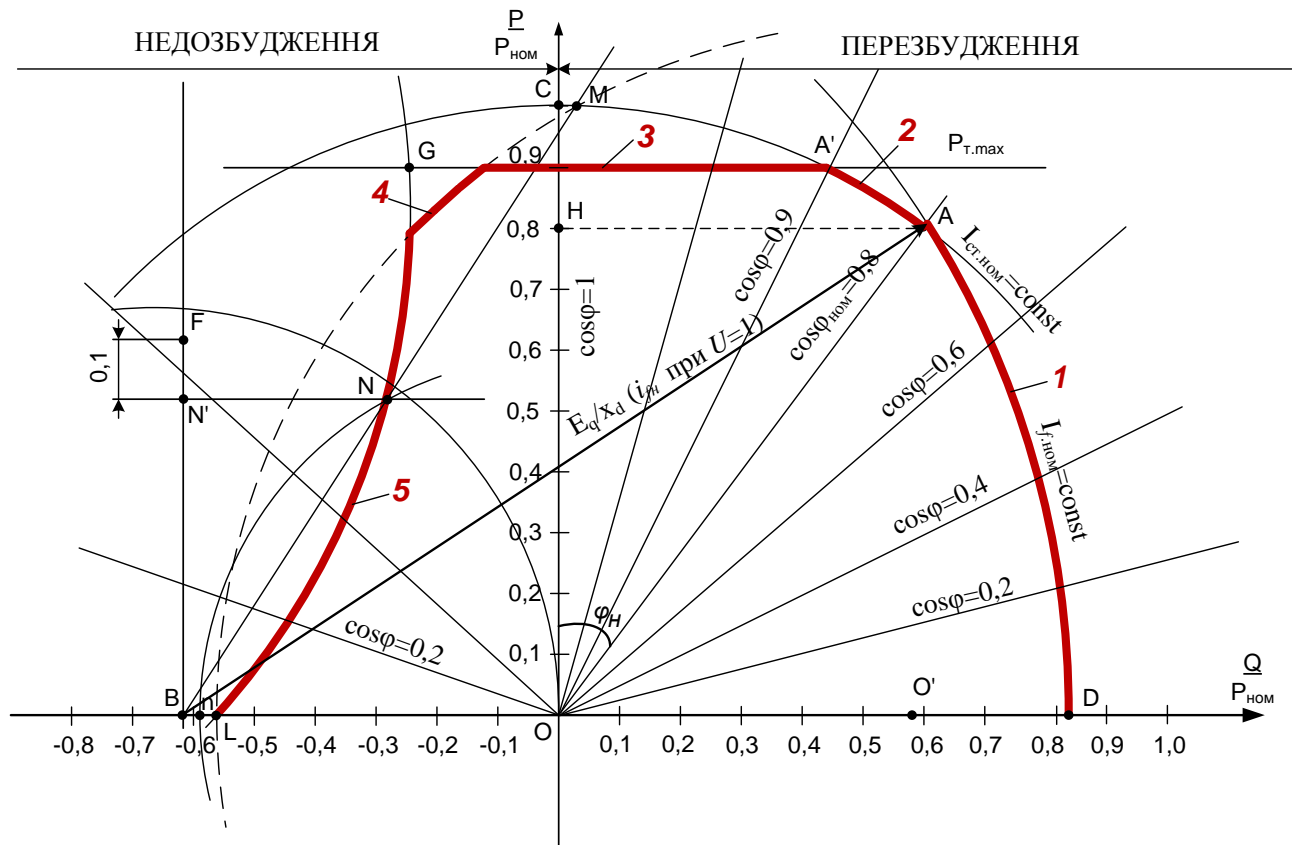


Рисунок 3.1 – Діаграма допустимих навантажень турбогенератора

Великий вплив на повну та активну потужності генератора чинить зміна коефіцієнта потужності (ділянка 1).

На ділянці AD при зниженні коефіцієнта потужності від номінального до нуля повна потужність зменшується, оскільки для утримання режиму в рамках номінальних параметрів необхідно струм збудження, а значить і ЕРС підтримувати номінальними. Тому кінець вектора повної потужності переміщається по колу з центром в точці В. Таким чином, у чисто компенсаторному режимі генератор здатний розвивати лише близько 70% повної потужності.

Під час роботи з підвищеними коефіцієнтами потужності (від номіналь-

ного до одиниці) повна потужність генератора обмежена потужністю турбіни (ділянка 3). Тому кінець вектора OA переміщається при зміні $\cos\varphi$ по прямій AN . Якщо турбіна здатна підвищувати свою потужність понад номінальну, то в області режимів при підвищених коефіцієнтах потужності генератор зможе працювати при номінальній повній потужності (ділянка 2 діаграми AA' , обмежується струмом статора генератора).

При роботі в ємнісному квадранті в режимах з недозбудженням (вліво від відрізка OC) активна потужність генератора обмежується стійкістю його роботи (ділянка 5). Робота в режимі недозбудження практикується в години провалу навантаження через надлишки реактивних потужностей та неможливість короточасних зупинок великих генераторів. Такий режим допустимий тільки при автоматичному регулюванні збудження, ефективному при роботі з випереджаючим струмом статора. Але за цієї умови потрібне зменшення активного навантаження генератора для забезпечення стійкості в області низьких $\cos\varphi$ (ділянка діаграми потужності GL).

У великих турбогенераторах режими з недозбудженням обмежуються ще, додатково, нагрівом крайніх пакетів активної сталі і конструктивних елементів торцевих зон статора (ділянка 4). Це додаткове нагрівання обумовлено підвищеною результуючою індукцією в торцевих зонах, що пояснюється слабким магнітним зв'язком обмоток статора і ротора в цих зонах і недостатньою компенсацією розсіювання потоку статора потоком ротора. Магнітний зв'язок обох обмоток слабший тут тому, що поля, що утворюються лобовими частинами обмоток статора і ротора, змушені замикатися здебільшого через повітря.

3.3 Особливі режими роботи генераторів

До особливих режимів роботи можна віднести, для роботи в яких генератор безпосередньо не призначений, але які допустимі при дотримуванні деяких умов та обмежень.

До особливих режимів роботи генератора відносять:

- режим двигуна (ПТЕ 12.1.34) [20];
- режим синхронного компенсатора (ПТЕ 12.1.35, 12.1.36)) [20].

Режим двигуна.

Робота в режимі двигуна відбувається в тих випадках, коли первинний двигун втрачає живлення, а генератор, що працює в енергосистемі, залишається приєднаним до шин. Якщо припиняється доступ води до гідротурбіни, пари до парової турбіни або палива до дизеля, то активна потужність на валу генератора падає до нуля і генератор починає споживати активну потужність з мережі для покриття втрат на обертання первинного двигуна – переходить в режим двигуна. Цей режим є безпечним для генератора. Однак при переході в режим двигуна необхідно відрегулювати збудження так, щоб двигун працював з відстаючим струмом (з перезбудженням). Збудження повинно бути більше збудження холостого ходу для запобігання зниження стійкості.

Якщо перехід в режим двигуна відбувся від несправності регулювання турбіни або сервомотора регулювання потужності, то потрібно спробувати набрати активне навантаження на генератор шляхом впливу на регулятор первинного двигуна вручну. В тих випадках коли припинення подавання пари виникло від спрацювання автомата безпеки, потрібно, не вимикаючи генератор, завести автомат безпеки та приступити до набирання активного навантаження.

Допустима тривалість робіт ТГ в режимі двигуна визначається допустимою тривалістю роботи парової турбіни в безпаровому режимі. Практичної необхідності підтримання такого режиму немає, і він може знадобитися тільки на час усунення несправності в системі регулювання первинного двигуна, якщо є впевненість, що усунення дефекту може бути виконано швидко. Деякі турбіни малої потужності допускають тривалу роботу в безпаровому режимі. Більшість гідротурбін також допускають тривалу роботу без подавання води на лопаті робочого колеса.

Режим синхронного компенсатора.

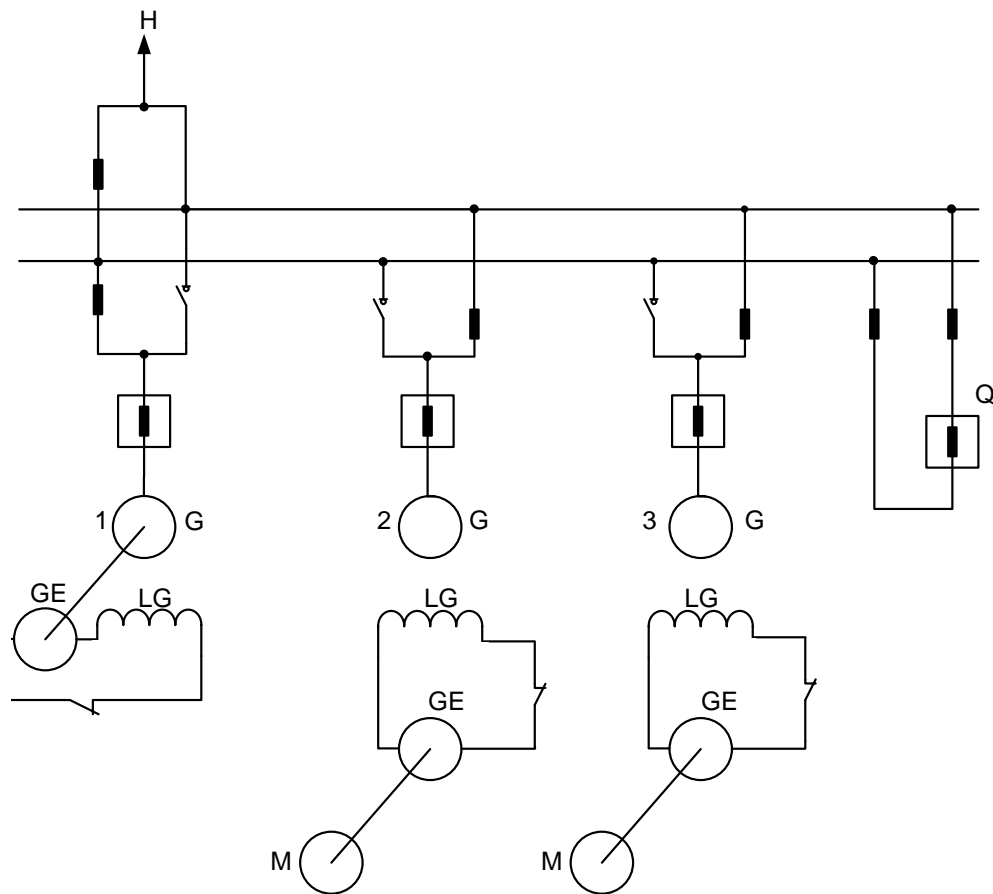
Необхідність в роботі генератор в якості СК виникає при недостатці або надлишку реактивної потужності в енергосистемі, тобто при необхідності під-

вищити або знизити напругу в даній точці мережі.

Переведення працюючого генератора в режим СК здійснюється шляхом припинення подавання пари або води в турбіну, тобто припиненням видавання генератором активної потужності. Регулюючи збудження, можна примусити СК працювати з перезбудженням, тобто віддавати реактивну потужність в мережу, або з недозбудженням, тобто споживати реактивну потужність з мережі. В обох випадках СК споживає з мережі активну потужність, яка витрачається на покриття втрат як в самому компенсаторі, так і на обертання з'єднаної з ним турбіни. Тому для зниження втрат необхідно від'єднати турбіну від вала генератора або зменшити опір її обертанню. Від'єднати турбіну від вала генератора не виявляється можливим, тому звільняють робоче колесо турбіни від води. Якщо колесо при роботі не підтоплене, достатньо зупинити подавання води (закрити направляючий апарат) та зірвати вакуум у відсмоктуючій турбіні. В протилежному випадку необхідно відтиснути воду від колеса шляхом подавання в відсмоктуючи турбіну стислого повітря та підтримування надлишкового тиску під робочим колесом протягом всього часу роботи СК. Зворотне переведення СК в генераторний режим здійснюється шляхом відкриття направляючого апарата для подавання води на робоче колесо турбіни та припинення подавання стислого повітря під робоче колесо.

Необхідно мати на увазі, що найбільш простим і надійним способом пуску генератора в роботу в якості СК є спосіб частотного пуску розгортанням генератора від іншого генератора, який приєднано до тих самих шин (рисунок 3.2). Потужність розгортаючого генератора повинна бути не менше 30% потужності того, що розгортається. Необхідно також, щоб була можливість дати обом генераторам роздільне збудження від стороннього джерела постійного струму.

Власні збудники генераторів, тобто зв'язані з валом генератора, не можуть бути використані, тому що їх не можна збудити при нерухомому генераторі. Крім того, при розгортанні генератора напруга збудження не повинна змінюватися в залежності від швидкості обертання.



1 – генератор, який працює на мережу; 2 – ведучий генератор; 3 – ведений генератор; LG – обмотка збудження генератор; GE – збудник; Н – навантаження; Q – вимикач, що синхронізує СК з мережею; М – двигун

Рисунок 3.2 – Схема з'єднання турбогенераторів для наступного пуску одного з них синхронним компенсатором

Як збудники потрібно використовувати резервні агрегати збудження, а також дизель-генератори постійного струму. Потужність й напруга цих тимчасових збудників повинні бути такі, щоб можна було дати в ротор ведучого генератора струм, який дорівнюватиме 1,1 струму збудження при холостому ході генератора, а в ротор веденого – струм, який відповідає струму збудження при холостому ході цього генератора. Допустимо використовувати і один загальний збудник, який для ведучого і веденого генераторів, при умові, що струм, який подається в ротор веденого генератора буде обмежуватись увімкненим послідовно опором, який дозволить регулювати струм до значення, що відповідає холостому ходу генератора.

СК призначений, як правило, для підтримування постійної напруги на шинах, до яких він приєднаний, або принаймні, для зменшення меж коливання напруги залежно від навантаження на шинах. Навантажувальні характеристики компенсатора при постійній нарузі на виводах (або в мережі) являють собою залежності струму статора від струму збудження і графічно можуть бути зображені, як відомо, U-подібними кривими (рисунок 3.3).

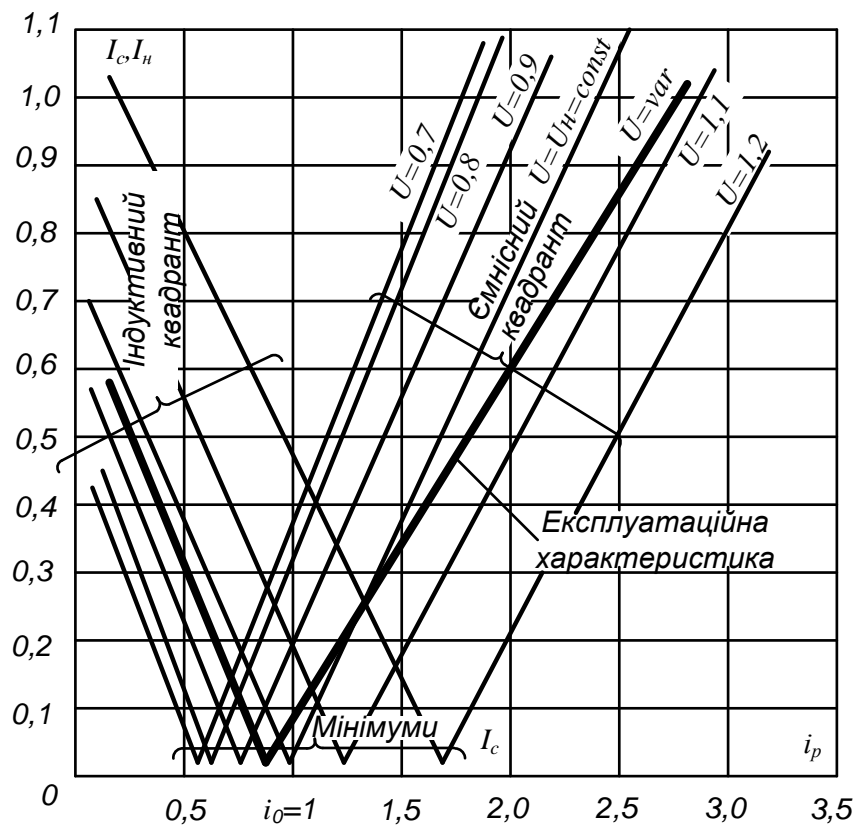


Рисунок 3.3 – U-подібні криві (навантажувальні характеристики СК)

Потужність, яка віддається генератором при його роботі в якості СК, як правило, менше повної номінальної потужності, що віддається в генераторному режимі, і визначається навантаженням ротора, тобто струмом збудження. Струм збудження не повинен перевищувати номінального його значення при генераторному режимі, оскільки генератор працює з $\cos\phi=0$ (при перезбудженні), то повний струм статора буде меншим, ніж при номінальних парамет-

рах генератора (при $\cos\varphi = 0,8 \div 0,85$) (ПТЕ 12.1.35, ПТЕ 12.1.36 табл. 12.1.3) [20].

3.4 Ненормальні (анормальні) режими роботи генераторів

До ненормальних режимів роботи генератора відносять [20]:

- Перевантаження;
- Асинхронний режим;;
- Несиметричний режим.

3.4.1 Допустимі перевантаження

Короткочасні перевантаження статора і ротора відносно тривалого допустимого струму статора $I_{\text{тр.доп}}$ і ротора $I_{\text{ф доп}}$, необхідність в яких виникає досить часто при роботі автоматики, форсуванні збудження, в асинхронних режимах і т.п., допускаються в досить широких межах.

Під час визначення допустимих перевантажень враховують систему охолодження машини, її конструктивні особливості та необхідність збереження електричних та механічних властивостей ізоляції. Для генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток статора і ротора враховується ще недопустимість закипання охолоджувальної води або теплового розкладання олії при підвищених нагріваннях, що супроводжують перевантаження. Для роторної обмотки дуже важливо також не перевищити найбільшу різницю температур між міддю обмотки та сталлю бочки ротора, за якої можуть виникнути залишкові деформації стрижнів та пошкодження ізоляції обмотки ротора.

Допустима тривалість полуторного перевантаження для генераторів з непрямым охолодженням обмотки статора і ротора становить дві хвилини.

У генераторів з *безпосереднім охолодженням* втрати в обмотках від струму значно вищі, ніж у машин з поверхневим охолодженням. При визначенні допустимих перевантажень для цих машин враховують нерівномірний підігрів в охолоджуючому середовищі в каналах стрижнів, а також збільшення

постійної часу нагрівання. Крім того, обмотки з безпосереднім охолодженням більш чутливі до усунення при їх нагріванні. Тому допустима тривалість їх перевантаження струмом 1,5 номінального значення знижено до 30 с. Для турбогенераторів ТГВ, ТВВ та ТВМ ГОСТ встановлює тривалість полуторного перевантаження одну хвилину.

Для генераторів з *поверхневим охолодженням* одночасно з перевантаженням струмом статора допустиме при цьому перевантаження струмом ротора. При форсуванні збудження двократне перевантаження струмом ротора дозволяється протягом 50 с.

Для роторів з *безпосереднім охолодженням* встановлена допустима тривалість двократного перевантаження 20 с.

Для ротора турбогенератора 800 МВт встановлена тривалість двократного перевантаження 15 с.

Менша перевантажувальна здатність генераторів з безпосереднім охолодженням порівняно з генераторами з непрямим охолодженням пояснюється вищими номінальними густинами струму в їх обмотках та нерівномірністю нагрівання обмотки під час перевантаження через підігрів охолоджуючого середовища в каналах.

3.4.2 Асинхронний режим

В процесі експлуатації виникають випадки втрати генератором збудження через несправності збудника або пошкодження в колах збудження та апаратури. При цьому генератор залишаючись увімкненим на шини, випадає з синхронізму, тобто переходить в асинхронний режим (АР). Короткочасно такий режим має місце при переході з основного збудника на резервний і назад.

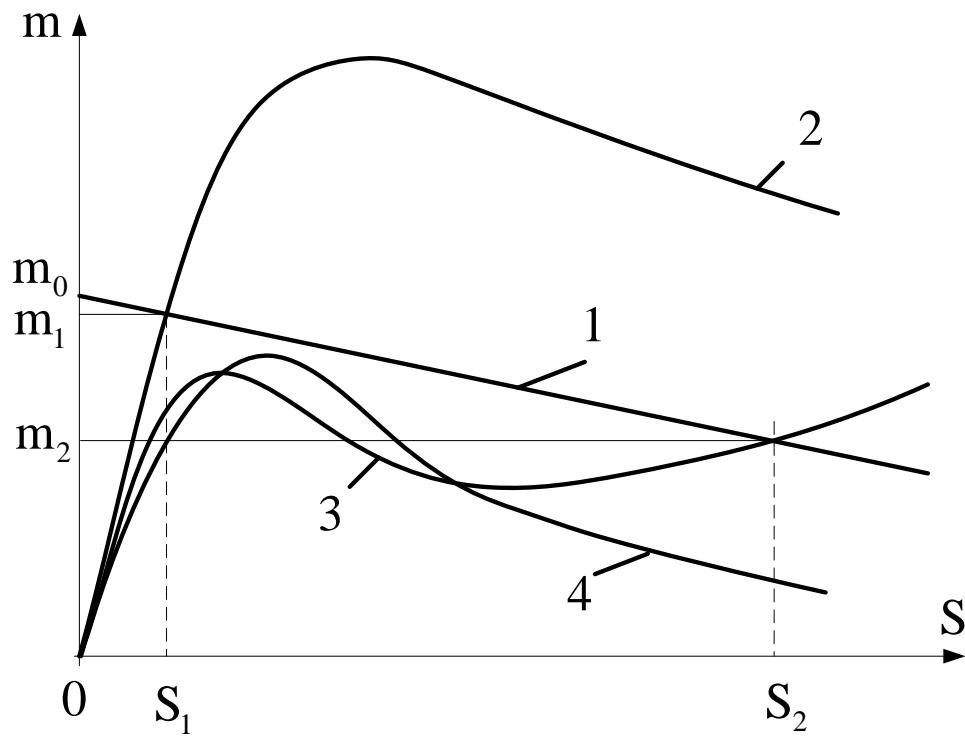
При втраті збудження струм у роторі генератора зникає, оскільки генератор залишається увімкненим на шини, намагнічування його відбувається за рахунок струму, який надходить з мережі (від інших генераторів). Цей струм буде чисто реактивним, а його величина залежить від відношення короткого зами-

кання (ВКЗ) генератора та завантаження генератора активним струмом. У генераторів з меншим ВКЗ (турбогенераторів) струм намагнічування буде відносно меншим. Цей струм, проходячи по обмотці статора, створює магнітний потік статора, який, впливаючи на ротор, обертається зі швидкістю відмінною від синхронної, і наводить в контурі ротора струми, які мають частоту ковзання. Взаємодія потоку статора зі струмами в роторі створює асинхронний гальмівний момент, який забезпечує видачу генератором активної потужності. Якщо асинхронний момент буде дорівнювати моменту обертання турбіни, то асинхронний момент може підтримуватися тривало. Крива асинхронного моменту ТГ має крутий підйом при малих значеннях ковзання, тому у ТГ усталений асинхронний режим настає при малому ковзанні (рисунок 3.4).

Найчастіше зустрічаються випадки втрати збудження при роботі генератора під навантаженням. Внаслідок зменшення потоку ротора (потік ротора зникає не відразу, а затухає з деякою постійною часу) виникне зменшення синхронного електромагнітного моменту генератора, тобто активної потужності. Оскільки потужність турбіни залишається незмінною, швидкість зростає, стає більшою за синхронну і генератор випадає з синхронізму. При цьому виникає асинхронний момент.

При збільшенні швидкості обертання вступає в дію генератор турбіни, який буде діяти на зменшення швидкості, а отже, і зменшення потужності. Тому при втраті збудження потужність генератора, як правило, дещо знижується у порівнянні з тією, яку він ніс до втрати збудження.

Перехід генератора в асинхронний режим характеризується тим, що амперметр в колі ротора показує нуль, стрілка фазометра (якщо він є) переходить у ємнісний квадрант, а стрілка ватметра реактивної потужності (якщо він має двосторонню шкалу) переходить через нуль. Споживання генератором реактивної потужності відіб'ється на інших генераторах у вигляді збільшення струму статора і реактивної потужності та зникнення напруги на шинах.



- 1 – регулювальна характеристика турбіни;
 2 – асинхронний момент ТГ;
 3 – асинхронний момент ГГ з демпферними обмотками
 4 – асинхронний момент ГГ без демпферних обмоток

Рисунок 3.4 – Характеристики турбіни і асинхронних моментів генераторів

В ТГ, які мають масивний ротор з бандажними кільцями, струми, які наводяться в роторі, як правило не викликають надмірних недопустимих нагрівів окремих частин ротора, по яких вони проходять. Тому немає необхідності при переході ТГ в асинхронний режим негайно відключати його від мережі. Якщо АР наступив в наслідок порушення роботи збудження, необхідно прийняти міри до відновлення збудження від свого збудника. В тих випадках, коли швидко відновити збудження не вдається, потрібно відключити АГП (якщо він не відключений) і, зменшуючи активне навантаження до величини, яка допустима в асинхронному режимі, підтримувати роботу генератора протягом не більше 30 хвилин. Протягом цього часу необхідно перевести збудження на резервний збудник і відновити синхронний режим. Якщо ж резервний збудник не може

бути використано, або пошкодження знаходиться безпосередньо в роторі, а не в колах збудника, і усунути пошкодження при працюючому генераторі неможливо, він повинен бути розвантажений і відключений. ТГ, які мають складні ротори, набірні зубці, що вставляються в пази бочки ротора або проволочні бандажі, не можуть працювати в АР, тому що струм, який проходить по контурам ротора, через великий перехідний опір між окремими деталями ротора буде викликати недопустимий нагрів частин ротора, що призведе до порушення його механічної міцності або вигорання металу в місцях поганого контакту.

ТГ при їх роботі в АР також споживають з мережі достатньо великий струм. Тому величина активної потужності генераторів в цьому режимі визначається струмом статора з врахуванням допустимого перевантаження в аварійному режимі. Оскільки робота генератора в АР дозволяється протягом 30 хв, перевантаження по струму статора не повинно перевищувати 10% допустимого струму. Потрібно мати на увазі, що при роботі генератора в АР величини його потужності, струму статора і напруги коливаються з частотою ковзання і в розрахунок беруться їх середні значення.

Під час роботи генератора в АР повинні виконуватися також умови, щоб нагрів ротора не перевищував нагріву при нормальному режимі роботи. Оскільки нагрів ротора пропорційний втратам, які виділяються ньому, а контролювати його в АР не можливо, порівнюють втрати ротора в цьому режимі з втратами за номінального синхронного режиму, які дорівнюють:

$$\Delta P_{\text{ном}} = i_{\text{р.ном}}^2 \cdot R_{\text{рот}}, \quad (3.1)$$

де $i_{\text{р.ном}}$ – номінальний струм ротора;

$R_{\text{рот}}$ – опір ротора в нормальному стані.

Під час асинхронного режиму втрати в роторі підраховуються за формулою:

$$\Delta P_{\text{рот}} = P \cdot s, \quad (3.2)$$

де P – активна потужність, кВт;

s – ковзання, %.

Турбогенератори, які допускають роботу в асинхронному режимі, повинні бути випробувані з метою встановлення допустимого їх навантаження при цьому.

При переході одного з генераторів станції в АР слідкувати за тим, щоб інші генератори не перевантажувалися.

3.4.3 Несиметричний режим

В процесі роботи генератора на мережу може виникнути несиметрія навантаження, тобто нерівність струмів навантаження по фазах.

Практично генератор рідко працює з абсолютно рівними струмами в фазах статора, тобто в симетричному режимі. Струми в фазах різняться на більшу або меншу величину через те, що в мережі навантаження в фазах не розподіляється рівномірно, оскільки є однофазні приймачі електроенергії (освітлення, нагрівальні прилади, промислові печі, побутові електроприймачі тощо), і навіть в трифазних електроприймачах (електродвигуни, трансформатори) внаслідок конструктивної несиметрії струми в фазах можуть незначно розрізнятися по величині.

Однак в більшості випадків несиметрія дуже незначна і практично не впливає на роботу генератора та енергосистеми.

Значна несиметрія виникає при приєднанні до мережі однофазних приймачів енергії великої потужності або при пошкодженні обладнання (вимикачів), які викликають неповно фазне вимикання.

При несиметричному навантаженні можна показати, що сумарний магнітний потік статора складається з двох магнітних потоків: одного, який є постійним по величині і обертається синхронно з ротором, і другого, який також є постійним по величині, але обертається при цьому в сторону, протилежну обе-

ртанню ротора з такою ж швидкістю. Однак відносно ротора швидкість цього потоку буде вдвічі більшою. Цей потік (потік оберненої послідовності) створює в обмотці ротора, яку він перетинає, а також в самій бочці, клинах і бандажних кільцях ротора ТГ або полюсах демпферної обмотки ГГ струми подвійної частоти (рисунок 3.5).

Глибина проникнення струмів в масивні частини ротора залежить від частоти цих струмів. Чим більша частота, тим менша глибина проникання струмів.

Оскільки струми зворотної послідовності мають частоту 100 Гц, то вони протікають по досить тонкому поверхневому шарі металу на периферії бочки ротора, по клинам обмотки і бандажним кільцям ротора ТГ, через полюсні башмаки і демпферну обмотку в полюсах ГГ.

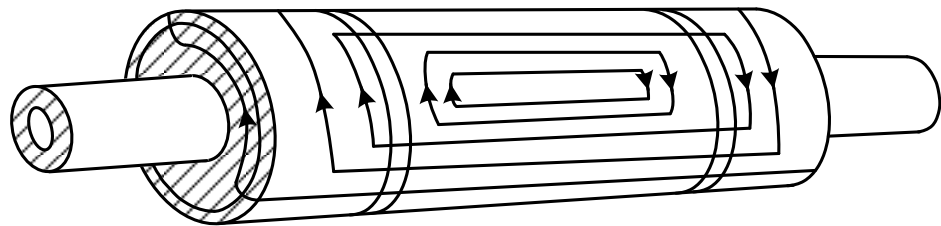


Рисунок 3.5 – Схематичне зображення струмів зворотної послідовності, що протікають в роторі генератора

За великої несиметрії струми зворотної послідовності, а отже і втрати в поверхневому шарі, досягають значної величини. Ці додаткові втрати збільшують нагрів ротора.

В місцях, де між стикаючими частинами ротора конструкцією не передбачено доброго електричного контакту (між пазовими клинами та бочкою ротора, між бандажними кільцями та зубцями тощо), нагриви від струмів оберненої послідовності, які протікають через великий перехідний опір, особливо великі та можуть досягати недопустимих значень. При сильному нагріванні деякі частини (алюмінієві клини, бандажні кільця) змінюють власні лінійні розміри, чим ще сильніше погіршується контакт, і при цьому виникає місцева дуга, яка

оплавляє суміжні ділянки частин. Пошкодження посадних поверхонь найчастіше зустрічається в районі великого зубця ротора ТГ від дії струмів, які виникають в результаті зміни потоку по поперечній осі ротора. Струми по повздовжній осі в основному замикаються по стержням обмотки і не виходять на бандаж.

Крім підвищених втрат від протікання струмів подвійної частоти в генераторі виникає електромагнітний момент, який пульсує з частотою 100 Гц. Поява такого моменту призводить до вібрації генератора (як ротора так і статора). При цьому, якщо власна частота коливань активної сталі близька до 100 Гц, може наступити резонанс і вібрація значно збільшиться.

Практично вимірювання струму оберненої послідовності щитовими приладами не є можливим, тому величину несиметрії можна визначити з нерівності струму в фазах.

Різниця струмів в фазах при будь-якому навантаженні не більшому за номінальну потужність не повинна перевищувати:

- 10% номінального струму для турбогенераторів;
- 20% для гідрогенераторів,

що відповідає приблизно вказаній вище допустимій величині струмів оберненої послідовності. При цьому в жодній з фаз струм не повинен перевищувати номінального.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці під час робіт, пов'язаних з обслуговуванням синхронних генераторів ТЕЦ потужністю 100 МВт

Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою МКР:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням генераторів на електростанціях [27].

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування генераторів, користуючись [25, 26]. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 110 кВ.

3. Дослідити роботу електричної частини ТЕЦ потужністю 100 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій.

Згідно ГОСТ 12.0.003-74 на оперативно-ремонтний персонал машзали, який обслуговує генератори, діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

– небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;

– гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;

– рухомі частини виробничого устаткування;

– підвищена і знижена температура повітря робочої зони;

– підвищена вологість повітря;

- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;

- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) безпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування синхронних генераторів

4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

Організаційними заходами з безпеки робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, є:

- визначення необхідності і можливості безпечного виконання робіт у порядку поточної експлуатації;
- складання і затвердження переліку робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, з урахуванням місцевих умов;
- призначення виконавців (виконавця) робіт з кваліфікацією, достатньою для виконання робіт у порядку поточної експлуатації [25].

З аналізу нормативної літератури [25-27] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту генераторів слід вживати таких організаційних заходів:

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V.

Працівник, який видає наряд або розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність і правильність вказаних в наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення ро-

біт, а також за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді (розпорядженні), роботі, що виконується.

Підготовляти робочі місця мають право чергові або працівники зі складу оперативно-виробничих працівників, які допущені до оперативних перемикачів в цій електроустановці.

Допускач відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність характеру і місцю роботи, зазначених у наряді, за правильний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу.

В електроустановках понад 1000 В допускач повинен мати групу IV.

Керівник робіт відповідає за:

- виконання заходів безпеки, передбачених нарядом або розпорядженням, та їх достатність;
- чіткість та вичерпність інструктажу членів бригади;
- наявність, справність та правильність використання необхідних засобів захисту, інструменту, інвентаря;
- наявність та збереження встановлених на робочому місці заземлень, огорожень, знаків та плакатів безпеки і замикальних пристроїв протягом робочої зміни;
- організацію та безпечне виконання роботи і дотримання вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок [25].

Наряд виписується у двох, а у тому разі, якщо він передається по телефону, радіо, – у трьох примірниках. В останньому випадку працівник, який видає наряд, виписує один примірник, а працівник, який приймає текст у вигляді телефоно- або радіограми, заповнює два примірники наряду і після зворотної перевірки зазначає на місці підпису працівника, який видав наряд, його прізвище та ініціали, підтверджуючи правильність запису власним підписом.

Підготовку робочих місць та допуск слід проводити тільки після отримання дозволу від чергового.

Допуск бригади дозволяється тільки за одним нарядом (розпорядженням).

Забороняється змінювати передбачені нарядом (розпорядженням) заходи щодо підготовки робочих місць. У разі виникнення сумніву в достатності і правильності заходів щодо підготовки робочого місця та у можливості безпечного виконання роботи цю підготовку слід негайно припинити.

Допуск до роботи за нарядами та розпорядженнями слід проводити безпосередньо на робочому місці.

Допуск до роботи оформлюється в обох примірниках наряду, один з яких залишається у керівника робіт (наглядача), а другий - у допускача.

Допуск до роботи за розпорядженням оформлюється в оперативному журналі або журналі обліку робіт за нарядами та розпорядженнями. У разі виконання роботи оперативними працівниками достатньо оформити розпорядження тільки в оперативному журналі.

4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу у машинній залі під час обслуговування і ремонту генераторів, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

Під час обслуговування генераторів необхідно дотримуватись таких технічних заходів, що створюють безпечні умови виконання робіт [23].

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

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

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

У колах статора незбудженого генератора, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП допускається вимірювати значення залишкової напруги, визначати порядок чергування фаз тощо.

Ці роботи повинні виконувати працівники спеціальних служб, лабораторій, налагоджувальних організацій із застосуванням електрозахисних засобів за нарядом або під наглядом оперативних працівників.

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

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

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

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

4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання (для мереж з глухо- та ефективно- заземленою нейтраллю) [11]. Опір ЗП залежить від опору природного R_{Π} та штучного $R_{\text{ш}}$ заземлювачів і визначається за формулою [24]:

$$R_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\Pi}}{R_{\text{ш}} + R_{\Pi}}. \quad (4.1)$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}}, \quad (4.2)$$

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

A – функція відношення $\frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}}$;

$L_{\Gamma}, L_{\text{В}}$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

S – площа ЗП, м²;

h – товщина верхнього шару ґрунту, м;

t – глибина закладена горизонтальних заземлювачів, м;

$l_{\text{В}}$ – довжина вертикальних заземлювачів, м.

$$\left. \begin{aligned} A &= 0,444 - 0,84 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \\ A &= 0,385 - 0,25 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \end{aligned} \right\} \quad (4.3)$$

За допомогою таблиці з [22] визначається $\rho_{\text{екв}}$, для чого потрібно знати параметри $\rho_1, \rho_2, (h-t)/l_B, \rho_1/\rho_2$, та a/l_B ,

де ρ_1, ρ_2 – питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту, Ом·м;

a – середня відстань між вертикальними заземлювачами, м.

$$a = P/n_B, \quad (4.4)$$

де P – периметр контуру заземлення, м;

n_B – кількість вертикальних заземлювачів, шт.

Вихідні дані (рис. 4.1):

- площа ЗП: $S = (36 \times 30) = 1080 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна;

кліматична зона – III

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

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

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 20$ шт;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 1,65 \text{ м}$.

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 600/120 = 5;$$

$$a = 2 \cdot (36+30)/20 = 6,6 \text{ м};$$

$$a/l_B = 6,6/1,65 = 4;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{1080} = 32,9 \text{ (м)};$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{1,65 + 0,5}{32,9} = 0,07 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,07 = 0,39;$$

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,5}{1,65} = 0,91.$$

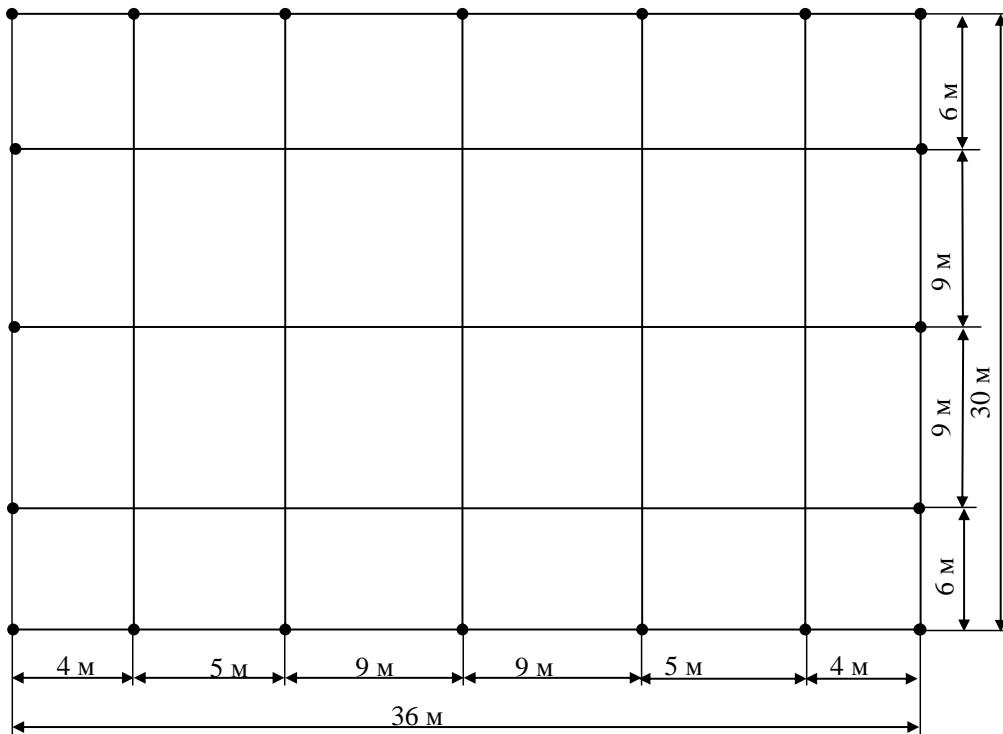


Рисунок 4.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

З [22] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 2,66$.

Звідки $\rho_{\text{екв}} = 2,66 \cdot 120 = 319,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

Сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів:

$$L_T + L_B = (7 \cdot 30 + 5 \cdot 36) + 20 \cdot 1,65 = 423 \text{ м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_3 = 0,39 \cdot 319,2 / 32,9 + 319,2 / 423 = 4,55 > R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

а) система «трос-опори»: $R_{\text{п1}} = 1,2 \text{ Ом}$;

б) фундаменти опор: $R_{\text{п2}} = 1,0 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{4,55 \cdot 1,2 \cdot 1}{4,55 \cdot 1,2 \cdot 4,56 \cdot 1 + 1,2 \cdot 1} = 0,49 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Таким чином, обраний заземлювальний пристрій ВРУ-110 кВ задовольняє вимогам для мереж з ефективно-заземленою нейтраллю.

4.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

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

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. В останніх утворюється потік вільних зарядів. Внаслідок переміщення яких може виникнути імпульс, який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки ТЕЦ можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації [31].

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

Необхідно оцінити стійкість роботи конденсаційної електростанції потужністю 100 МВт в умовах впливу іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

4.4.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах електричної частини ТЕЦ можуть виникнути незворотні зміни. Дані зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Експозиційні дози елементів електричної частини ТЕЦ

| № | Підсистеми електричної частини КЕС | Елементи електричної частини КЕС | $D_{грн i, (P)}$ | $D_{гр, P}$ |
|---|---|--|------------------|-------------|
| 1 | Блок управління автоматизованими дільницями | Перетворювач струму MC44603P | 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 – 6,5 років (56940 год), система керування – 5,8 років (50800 год), мікропроцесорна система – 3 роки (26280 год).

Визначаємо можливу дозу опромінення [28]:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{посл}}; \quad (4.5)$$

де $K_{посл}$ – коефіцієнт послаблення, 1;

t_{II} – час початку опромінення, 1 год

t_K – максимальна тривалість роботи.

Для блока управління:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,86 \cdot (\sqrt{56940}) - \sqrt{1}}{1} = 2309,7 \text{ (P)}.$$

Для системи керування:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,86 \cdot (\sqrt{50800}) - \sqrt{1}}{1} = 2181,23 \text{ (P)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,86(\sqrt{26280}) - \sqrt{1}}{1} = 1566 \text{ (P)}.$$

Визначаємо допустимий час роботи обладнання:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{2 \cdot P_1} \right)^2; \quad (4.6)$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,86 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,86} \right)^2 = 10791,2 \text{ (год)}.$$

За мінімальним значенням $D_{\text{гр}}$, визначаємо межу стійкості приладу в цілому по системі електропостачання: $D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ P}$.

$$D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ (P)} < D_M = 2309,7 \text{ (P)}.$$

4.4.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ 100 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці впливу електромагнітних імпульсів (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно враховувати 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, необхід-

но визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_6 = 40$ дБ.

Електрична частина ТЕЦ розподіляється на різні блоки:

1. Блок управління: $l_{B1}=3,4$ м, $l_{Г1}=2,7$ м;
2. Система керування: $l_{B2}=1,9$ м, $l_{Г2}=1,4$ м;
3. Мікропроцесорна система: $l_{B3}=4,8$ м, $l_{Г3}=3,7$ м.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_6^{B,Г} = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{(B,Г)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (4.7)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_B = E_{Г} \cdot l_B, \quad U_{Г} = E_B \cdot l_{Г}, \quad (4.8)$$

$$E_{Г} = E_B \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

Приймаємо $E_B = 13,45$ (кВ/м).

Визначаємо горизонтальну складову напруженості:

$$E_{Г} = E_B \cdot 10^{-3} = 0,01345 \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо $U_{Г}$ та U_B :

Для блока управління:

$$U_{Г} = 13,45 \cdot 3,4 = 36,315 \text{ (В)};$$

$$U_B = 0,01345 \cdot 2,7 = 0,046 \text{ (В)}.$$

Для системи керування:

$$U_{Г}' = 13,45 \cdot 1,9 = 18,83 \text{ (В)};$$

$$U_B' = 0,01345 \cdot 1,4 = 0,026 \text{ (В)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$U_{Г}'' = 13,45 \cdot 4,8 = 49,765 \text{ (В)};$$

$$U_B'' = 0,01345 \cdot 3,7 = 0,065 \text{ (В)}.$$

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:

Для блока управління:

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{36,315} = -9,19 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,046} = 48,8 \text{ (дБ)}.$$

Для системи керування:

$$K'_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{18,83} = -3,49 \text{ (дБ)};$$

$$K'_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,026} = 53,86 \text{ (дБ)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$K''_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{45,81} = -11,93 \text{ (дБ)};$$

$$K''_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,065} = 45,81 \text{ (дБ)}.$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунків

| № | Елемент системи | $I_{\text{в}}$ (м) | $I_{\text{г}}$ (м) | $U_{\text{в}}$ (В) | $U_{\text{г}}$ (В) | $K_{\text{б}}^{\text{в}}$ (дБ) | $K_{\text{б}}^{\text{г}}$ (дБ) | Результат дії |
|---|-------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---------------|
| 1 | Блок управління | 3.4 | 2.7 | 0.046 | 36.315 | 48.80 | -9.19 | не стійкий |
| 2 | Система керування | 1.9 | 1.400 | 0.026 | 18.830 | 53.86 | -3.49 | не стійкий |
| 3 | Мікропроцесорна система | 4.8 | 3.700 | 0.065 | 49.765 | 45.81 | -11.93 | не стійкий |

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, оскільки $K_0^{B,\Gamma} < 40$ дБ, тому потрібно проводити екранування.

4.4.3 Розробка заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій

Заходи радіаційної безпеки, що застосовують на електростанціях, залежать від конкретних умов роботи з джерелами іонізуючих випромінювань і передусім від типу джерела випромінювання.

Для захисту апаратури від іонізуючих випромінювань застосовуються різної конструкції екрани і кожухи. Найважливіші вимоги до матеріалів, з яких виготовляються захисні пристрої, такі: до складу матеріалів повинні входити елементи з великою атомною масою; захисні матеріали повинні включати легкі елементи. Для підвищення безпеки роботи електрообладнання в умовах дії електромагнітного імпульсу застосовують: раціональне просторове розміщення вузлів і схем системи; вибір найбільш стійких до впливу ЕМІ функціональних елементів систем; створення стійких електронних схемних рішень [28].

Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,2$.

Блок управління:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (4.9)$$

$$t_1 = \frac{40 - (-9,19)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,077 \text{ (см);}$$

Система керування:

$$t_2 = \frac{40 - (-3,49)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,068 \text{ (см);}$$

Мікропроцесорна система:

$$t_3 = \frac{40 - (-11,93)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,082 \text{ (см).}$$

Таким чином при екрануванні блока управління з використанням екрану товщиною 0,077 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні систем керування та релейного захисту використанням екрану товщиною 0,068 см зі сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для мікропроцесорної системи потрібен екран товщиною 0,082 см.

Висновки.

Отже, в даному підрозділі було проведено оцінку стійкості роботи елементів електричної частини ТЕЦ 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 ТЕЦ є необхідною.

Для безпечної роботи на ТЕЦ 100 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок коефіцієнтів безпеки, за яких 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 низку заходів по забезпеченню безпечної роботи елементів електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій.

За умови застосування всіх розроблених заходів по підвищенню стійкості роботи ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій, робота електричної станції буде стійкою, а виробничий процес не буде перериватись.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕЦ

Повні витрати на спорудження ТЕЦ визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 глав, кожна з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці 5.1. В практиці будівництва ТЕЦ всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕЦ починають з розділу 2 “Об'єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [29].

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

| № | розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку | В % від Роз.2 | В тому числі у по видах | | | | | | Загальна вартість, грн |
|---|--|---------------|----------------------------|-------------|------------|----------|--------------|---------|------------------------|
| | | | Будівельно-монтажні роботи | | Обладнання | | Інші затрати | | |
| | | | % | грн. | % | грн. | % | грн. | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Підготовка території для будівництва | 3,5 | 50 | 3500000.0 | 2,0 | 140000 | 48 | 3360000 | 7000000 |
| 2 | Об'єкти основного виробничого призначення | 2000 | 70 | 140000000.0 | 29,5 | 59000000 | 0,5 | 1000000 | 200000000 |
| 3 | Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення | 2,0 | 80 | 3200000.0 | 20 | 800000 | - | - | 4000000 |
| 4 | Об'єкти енергетичного господарства | 2,2 | 85 | 3740000.0 | 15 | 660000 | - | - | 4400000 |

Продовження таблиці 5.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----|--|-----|-----|-----------|-----|----------|-----|----------|-----------|
| 5 | Об'єкти транспортного господарства та зв'язку | 5,0 | 95 | 9500000 | 5,0 | 200000 | - | - | 10000000 |
| 6 | Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання | 5,8 | 90 | 10440000 | 10 | 464000 | - | - | 11600000 |
| 7 | Упорядкування території | 1,0 | 100 | 2000000 | - | - | - | - | 2000000 |
| 8 | Тимчасові будівлі та споруди | 9,0 | 80 | 14400000 | 10 | 720000 | 10 | 1800000 | 18000000 |
| 9 | Інші роботи та затрати | 8,0 | - | - | - | - | 100 | 16000000 | 16000000 |
| 10 | Утримання дирекції та авторський нагляд | 0,4 | - | - | - | - | 100 | 800000 | 800000 |
| 11 | Підготовка експлуатаційних кадрів | 0,2 | - | - | - | - | 100 | 300000 | 300000 |
| 12 | Проектні і дослідні роботи | 8,0 | - | - | - | - | 100 | 16000000 | 16000000 |
| 13 | Роботи і затрати по створенню водосховища | 0,0 | - | - | - | - | 100 | 0 | 0 |
| | Всього по розділах 1-13 | | | 186780000 | | 25624000 | | 39260000 | 290100000 |
| | -5% від К _{БМР} | | | 177441000 | | | | | 275595000 |

Визначимо питомі вкладення на один кВт встановленої потужності:

$$K_{num} = \frac{K_{\Sigma}}{P_{вст}}; \quad (5.1)$$

$$K_{пит} = \frac{275595000}{100000} = 2755,95 \text{ (грн/кВт)}.$$

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

тирма економічними елементами:

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

5.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий [29].

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

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

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

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

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi_1 = 0,6 \cdot (\Pi_{\text{БМР}\Sigma} - \Pi_{\text{БМР}\text{тр}}); \quad (5.2)$$

$$\Phi_2 = \Pi_{\text{тр}\Sigma} = 675000; \quad (5.3)$$

$$\Phi_3 = 0,4 \cdot (\Pi_{\text{БМР}\Sigma} - \Pi_{\text{тр.БМР}}) + (\Pi_{\text{обл}} - \Pi_{\text{обл.тр}}) + \Pi_{\text{інш.}\Sigma}. \quad (5.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

| Групи ОФ | Вартість ОФ | Норма амортизації ОФ, % | Сума амортизаційних відрахувань |
|----------------|-------------|-------------------------|---------------------------------|
| Φ ₁ | 106368000 | 7% | 7445760 |
| Φ ₂ | 10000000 | 28% | 2800000 |
| Φ ₃ | 173732000 | 20% | 34746400 |
| Разом | 290100000 | | 44992160 |

$$I_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i, \quad (5.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 106368000 \cdot 0,07 + 10000000 \cdot 0,28 + 173732000 \cdot 0,20 = 44992160 \text{ (грн)}.$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{\text{шт}} \cdot P_{\text{вст}}, \quad (5.6)$$

де $k_{\text{шт}}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово-виробничого персоналу ЕС на одиницю встановленої потужності [29];

$k_{шт}$ для ТЕЦ дорівнює 1,2.

$$P = 1,2 \cdot 100 = 120 \text{ чоловік.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

| | | |
|-----------|----------|---------|
| Робітники | 81,3 % – | 97 чол. |
| ІТР | 15 % – | 18 чол. |
| Службовці | 3,0 % – | 4 чол. |
| МОП | 0,7 % – | 1 чол. |

Робочий фонд основної зарплати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (\sum (S_{сер\ роб} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ МОП} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\sum (S_{сер\ сл} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ ІТР} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot K_k \cdot K_b, \quad (5.8)$$

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

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

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

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

$$S_{зп,роб} = N_{роб} \cdot S_{сер,роб} \cdot 12 = 97 \cdot 9000 \cdot 12 = 10476000 \text{ (грн);}$$

$$S_{\text{зп.ітр}} = N_{\text{ітр}} \cdot S_{\text{ср.ітр}} \cdot 12 = 18 \cdot 13680 \cdot 12 = 2954880 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.сл}} = N_{\text{сл}} \cdot S_{\text{ср.сл}} \cdot 12 = 4 \cdot 11160 \cdot 12 = 535680 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.моп}} = N_{\text{моп}} \cdot P_{\text{ср.моп}} \cdot 12 = 1 \cdot 7200 \cdot 12 = 86400 \text{ (грн)}.$$

$$I_{\text{зп}} = (1,57 \cdot (10476000 + 86400) + 1,8 \cdot (2954880 + 535680)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 22008501,9 \text{ (грн)}.$$

Таблиця 5.3 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

| Категорія персоналу | Зарплата, грн./місяць | Нарахована зарплата за рік, грн. |
|---------------------|--------------------------|-------------------------------------|
| Робітники | 9000 | 10476000 |
| ІТР | 13680 | 2954880 |
| Службовці | 11160 | 535680 |
| МОП | 7200 | 86400 |
| Разом за рік | | 14052960 |

5.2.3 Розрахунок витрат на виробництво електроенергії на ТЕЦ

Усі особливості ТЕЦ пов'язані з тим, що основною її продукцією являється теплова енергія. Електроенергія виробляється на базі виробітку теплової енергії. Всі витрати ЕС мають бути розподілені між тепловою та електричною енергією. Амортизаційні відрахування, фонд заробітної плати та інші загально-станційні і цехові витрати діляться на теплову та електричну складові у відповідності з коефіцієнтом k_e , який визначається із відношення [29]:

$$K_e = \frac{V_{\text{ТЕЦ}} - V_T}{V_{\text{ТЕЦ}}} = \frac{V_e}{V_{\text{ТЕЦ}}}, \quad (5.9)$$

де $V_{\text{ТЕЦ}}$ – сумарні витрати палива на виробництво теплової та електричної енергії,

V_T – витрати палива на виробництво теплової енергії у випадку окремого виробництва теплової та електричної енергії.

$$V_{\text{ТЕЦ}} = \frac{Q_{\text{уп}}}{Q_p^H \cdot \eta_k \cdot \eta_{\text{ТП}}} \cdot B \cdot (1 + \alpha_{\text{пот}}), \quad (5.10)$$

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

B – витрати умовного палива визначаються по енергетичних характеристиках блоків, приведених у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Енергетичні характеристики котлоагрегатів ТЕЦ

| Тип турбіни | Енергетична характеристика |
|----------------------|--|
| Т-25-90, вугілля | $B^* = 1,96 \tau_p + 0,0112 Q_{\text{відб}} + 0,231 W$ |
| Р-50-130/31, вугілля | $B^* = 1,9 \tau_p + 0,0186 Q_{\text{відб}} + 0,362 W$ |

$$W_{25} = 274699,45 \text{ (МВт/год);}$$

$$W_{50} = 274699,45 \text{ (МВт/год);}$$

$$\eta_k=0,6 \text{ (к.к.д. котлоагрегата);}$$

$$\eta_{\text{П}}=0,85 \text{ (к.к.д. теплового потоку);}$$

$$Q_{\text{уп}}=29330 \text{ (теплотворна здатність умовного палива);}$$

Q_p^H – теплотворна здатність реального палива;

$$Q_p^H=32500 \text{ (кДж/кг);}$$

$\tau_p=\tau_k-\tau_{\text{простою}}$ – час роботи агрегата за рік з врахуванням часу простою в капітальному чи поточному ремонті.

$$\tau_p=\tau_k-\tau_{\text{простою}}, \quad (5.11)$$

$$\tau_{p25} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (31 + 6) - 1 \cdot 24 \cdot 12 = 16344 \text{ (год);}$$

$$\tau_{p50} = 1 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (31 + 6) - (1 - 1) \cdot 24 \cdot 12 = 9566,4 \text{ (год).}$$

Кількість тепла, отриманого за рік від i -го відбору визначається за формулою:

$$Q_{\text{від } i} = \tau_p \cdot (M_i \cdot (t_2 - t_1) \cdot q_1 + M_i \cdot \lambda + M_i \cdot q_2 (t_3 - t_2)), \quad (5.12)$$

$$Q_{\text{від}25} = 16344 \cdot (130 \cdot (100 - 25) \cdot 4,182 + \\ + 130 \cdot 2256 + 760 \cdot 4,182 \cdot (535 - 100)) = 9325013630,4 \text{ (ГДж)};$$

$$B_{25} = 1,96 \cdot 16344 + 0,0112 \cdot 9325013630,4 + \\ + 0,231 \cdot 274699,45 = 104535642,473 \text{ (т.у.п/рік)},$$

$$Q_{\text{від}50} = 9566,4 \cdot (370 \cdot (100 - 25) \cdot 4,182 + \\ + 370 \cdot 2256 + 760 \cdot 4,182 \cdot (565 - 100)) = 15978601031,04 \text{ (ГДж)};$$

$$B_{50} = 1,96 \cdot 9566,4 + 0,0186 \cdot 15978601031,04 + \\ + 0,362 \cdot 274699,45 = 104535642,473 \text{ (т.у.п/рік)},$$

де $q_1 = 4,182$ кДж/кг·К – питома теплоємність води;

$\lambda = 2256$ кДж/кг – питома теплота випарювання;

$q_2 = q_1$ – питома теплоємність водяної пари.

Витрати палива на виробництво теплової енергії:

$$B_T = \sum Q_{\text{від } i} / (Q_p^H \cdot \eta_{\text{кот}}), \quad (5.13)$$

$$B_T = \frac{25303614661,44}{32500 \cdot 0,65} = 1197804,24 \text{ (т/рік)};$$

$$B_{\text{ТЕЦ}} = \frac{29330}{32500 \cdot 0,6 \cdot 0,85} (401855239,012) \cdot 1,015 = 721762315,09 \text{ (т/рік)}.$$

Річні витрати палива на виробництво електричної енергії:

$$B_e = B_{\text{ТЕЦ}} - B_T. \quad (5.14)$$

$$B_e = 721762315,09 - 1197804,244 = 720564510,846 \text{ (т/рік)}.$$

Коефіцієнт розподілу витрат виробництва між тепловою та електричною енергією дорівнює :

$$K_e = B_e / B_{\text{ТЕЦ}}.$$

$$K_e = 720564510,846 / 721762315,094 = 0,998.$$

Враховуючи даний коефіцієнт, визначаємо частину амортизаційних відрахувань, та фонду заробітної плати, які приходяться на електричну енергію.

Витрати на паливо, що припадає на теплову енергію визначаються за формулою:

$$S_{\Pi} = B_{\epsilon} \cdot C_{\Pi}. \quad (5.15)$$

$$S_{\Pi} = 720564510,846 \cdot 400 = 2882258043,3824 \text{ грн.}$$

5.2.4 Розрахунок інших витрат

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

$$I_{\text{ін}} = \frac{(S_{\text{ам}} + S_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}}{100}, \quad (5.16)$$

де $I_{\text{н}}$ – процент інших витрат, що визначається по графіку [29].

З графіка вибираємо для ТЕЦ з встановленою потужністю 100 МВт $I_{\text{н}} \approx 45\%$

Розраховуємо інші витрати:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(44992160 + 22008501,9) \cdot 45}{100} = 30100261,78 \text{ (грн).}$$

5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

$$C = \frac{I}{E_{\text{відп}}}. \quad (5.17)$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$И = И'_a + И'_{зп} + И'_{ін} + S_{п} = (S_a + S_{зп} + И_{ін}) \cdot K_e + S_{п}, \quad (5.18)$$

Розраховуємо сумарні експлуатаційні витрати:

$$И = (44917493,04 + 22008501,9 + 30150297,86) \cdot 0,998 + \\ + 2882258043,38 = 2979247776 \text{ (грн)}.$$

Собівартість електроенергії дорівнює:

$$C = \frac{2979247776 \cdot 10^2}{504867,4 \cdot 10^3} = 590,1 \text{ (коп/кВт} \cdot \text{год)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

5.3 Аналіз отриманих результатів

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

Таблиця 5.5 – Результати визначення собівартості електроенергії

| Елементи затрат | Сума річних затрат, грн. | Собівартість енергії | |
|-----------------|--------------------------|----------------------|-------------|
| | | % | коп/кВт·год |
| Амортизація | 44917493,04 | 1,51% | 8,90 |
| Заробітна плата | 21971977,58 | 0,74% | 4,35 |
| Паливо | 2882258043,38 | 96,74% | 570,89 |
| Інші витрати | 30100261,78 | 1,01% | 5,96 |
| Разом | 2979247775,78 | 100% | 590,11 |

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники станції

| Показник | Одиниця вимірювання | Значення |
|--|---------------------|----------|
| Потужність станції | МВт | 100 |
| Річний виробіток електроенергії | кВт год | 549398,9 |
| Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби | | 0,08 |
| Коефіцієнт обслуговування | МВт/чол | 0,83 |
| Кошторисна вартість промислового будівництва | тис. грн | 275595 |
| Питомі капітальні вкладення | грн/кВт | 2755,95 |
| Собівартість відпущеної енергії кВт·год | коп/кВт год | 590,1 |

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K_{\text{обс}} = \frac{P_{\text{вст}}}{\text{Ч}}, \quad (5.19)$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{100}{120} = 0,83 \text{ (МВт/чол).}$$

Даний розділ є заключний. В ньому було проведено аналіз можливих затрат на спорудження, експлуатацію та обслуговування об'єкту ТЕЦ потужністю 100 МВт. Виконавши економічні розрахунки можемо зробити висновок, що спорудження спроектованої електростанції є економічно доцільним. Ціна на електроенергію становить 590,1 коп за 1кВт·год, що являється допустимим для даного типу станцій.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі була розв'язана актуальне завдання підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини ТЕЦ, а також підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України за рахунок проектування й впровадження електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт, аналіз експлуатаційних режимів турбогенераторів.

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

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

2. Розроблено електричну частину ТЕЦ потужністю 100 МВт. Розраховано графіки електричних навантажень електростанції, обрано основне обладнання, спроектовано структурну схему станції. Видача електроенергії в систему відбувається двома повітряними лініями 110 кВ, в район – кабельними ЛЕП. Обрано схему електричних з'єднань ВРУ-110 кВ та ГРУ-10 кВ. Розроблено схему живлення споживачів 6 кВ власних потреб станції. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачів перенапруг, високо-частотні загороджувачі та акумуляторну батарею.

3. Проведено аналіз експлуатаційних режимів турбогенераторів. Побудовано діаграму допустимих навантажень для генератора ТВ-50-2, що дозволить експлуатаційному персоналу вести нормальний режим роботи генераторів.

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

6. Розраховано техніко-економічні показники ТЕЦ, що дозволяє зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на ТЕЦ становить 590,1 коп/кВт·год.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Малярєнко О. Є., Горський В. В. Удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів та технологій на теплоелектроцентралях / The Problems of General Energy, 2019. С. 24-31.
2. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В., Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂ / Енерготехнології та ресурсозбереження, 2022. № 3. С. 40-54.
3. Вольчин І. А., Гапонович Л. С. Викиди діоксину вуглецю на українських вугільних теплових електростанціях / Наукові праці НУХТ 2018. Том 24, № 6. С. 132-142.
4. Шульженко С. В. Врахування витрат палива теплової електростанції методом «від'ємної» складової в моделі лінійного програмування пошуку оптимального розподілення навантаження електростанцій енергосистеми / The Problems of General Energy, 2019, issue 3(58). С. 4-10.
5. URL: <http://surl.li/juthg>
6. Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ips.ligazakon.net/document/view/NT3040?an=128>
7. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
8. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
9. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
10. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL:

http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555

11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
12. ГОСТ 18624-73 Реактори електричні. Терміни та визначення
13. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
14. 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.
15. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
16. 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.
17. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проектування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.
18. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
19. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник / В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 145 с.
20. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативного-диспетчерського керування / Баженов О. Г., Бойко В. О. Браєрсь-

кий В. М. та ін., за заг. ред. Удод Є. І. К.: ДП НТУКЦ «Аселенерго», 2004. 800 с.

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

22. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проєктування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.

23. Лагутін В. М., Нетребський В. В., Тептя В. В. Обслуговування турбо- та гідрогенераторів: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2017. 98 с.

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

25. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

26. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПА-ОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

27. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 120 с.

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

29. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.:

Міненерго України, 1995. 34 с.

30. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака 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.

31. 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.

32. 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 теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт з аналізом експлуатаційних режимів турбогенераторів

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)

Мисик Є. І.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Тептя В.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

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

(підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання комплексної магістерської кваліфікаційної роботи

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ.

1. ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 100 МВТ З АНАЛІЗОМ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ
РЕЖИМІВ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ

08-21.КМКР.002.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..

_____ Тептя В. В.

(підпис)

Магістр групи 2ЕС-22м

_____ Мисик Є. І.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини ТЕЦ, а також підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України за допомогою проектування й впровадження електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт, аналіз експлуатаційних режимів турбогенераторів;

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 теплоелектроцентралі у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування теплоелектроцентралі потужністю 100 МВт з турбінами типу Т-25-90 і Р-50-130/31. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 44 км, потужність віддається по ЛЕП 110 кВ; в місцевий район – по ЛЕП 10 кВ;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на

ТЕЦ, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;

– показники технологічності: проектування ТЕЦ, 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 ТЕЦ 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 | 18.09.23 | 20.09.23 | формування технічного завдання |
| 2 | Обґрунтування проектування ТЕЦ | 20.09.23 | 25.09.23 | аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ |
| 3 | Електротехнічна частина | 26.09.23 | 10.10.23 | розділ 2 ПЗ |
| 4 | Експлуатаційні режими турбогенераторів | 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 плагі- |

| | | | | |
|----|------------------|---------------------|----------|------------------------------------|
| | | | | ат, відгук керівника |
| 10 | Рецензування МКР | 01.12.23 | 04.12.23 | Відгук опонента |
| 11 | Захист МКР | Друга декада грудня | | Доповідь та відповіді на запитання |

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини ТЕЦ потужністю 100 МВт, а також одержання результатів аналізу експлуатаційних режимів турбогенераторів, які можуть бути використані з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В (довідковий)

АЛГОРИТМ ПОБУДОВИ НОМОГРАМИ ДОПУСТИМИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Побудова НДН ведеться у відносних одиницях: на осі абсцис за одиницю береться $Q_{ні}$ на осі ординат – P_H турбогенератора; одиниця струму статора – I_{1H} (рисунок В.1).

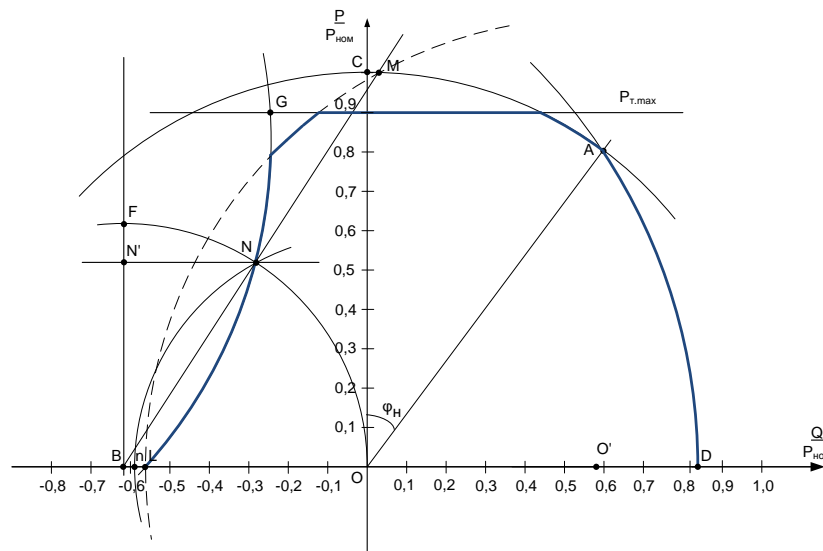


Рисунок В.1 – Діаграма допустимих навантажень турбогенератора

1. З центра графіка O радіусом OC , який дорівнює одиниці струму (тобто $I_{1H}^* = 1$) окреслимо дугу. Через позначку $0,9$ на осі ординат проводимо пряму, паралельну осі абсцис (тобто визначаємо максимальну потужність турбіни, $P_{т.макс}^* = 0,9$).

2. Під кутом $\varphi_H = \arccos \varphi_H$ до осі ординат проводимо пряму до перетинання з дугою радіуса OC (точка A).

3. Відкладаємо вліво від центра відрізок OB , який дорівнює ОКЗ у відносних одиницях.

4. З точки В проводимо перпендикуляр до осі абсцис та відкладаємо на цьому перпендикулярі відрізки $BF = OB$ та $BN' = BF - 0,1$.
5. З точки В радіусом АВ проводимо дугу до перетинання з віссю абсцис – точка Д.
6. Відшукуємо точку перетинання дуги радіусом ВF з прямою, паралельною осі абсцис, проведеною з точки N', яку позначимо N.
7. Через точки В та N проводимо пряму до перетинання з дугою радіуса ОС – точка М.
8. З центра О радіусом ON проводимо дугу до перетинання з віссю абсцис – точка n
9. Відкладаємо праворуч від точки n відрізок $nL = Bn$.
10. На відрізок ВД знаходимо центр O', з якого дугою одного радіуса $O'M = O'L$ з'єднуємо точки М та L.
11. Через точки L та N проводимо криву до перетинання з прямою $P_{т.макс}$ – точка G. Ця крива LNG є межею допустимої потужності у ємнісному квадранті.

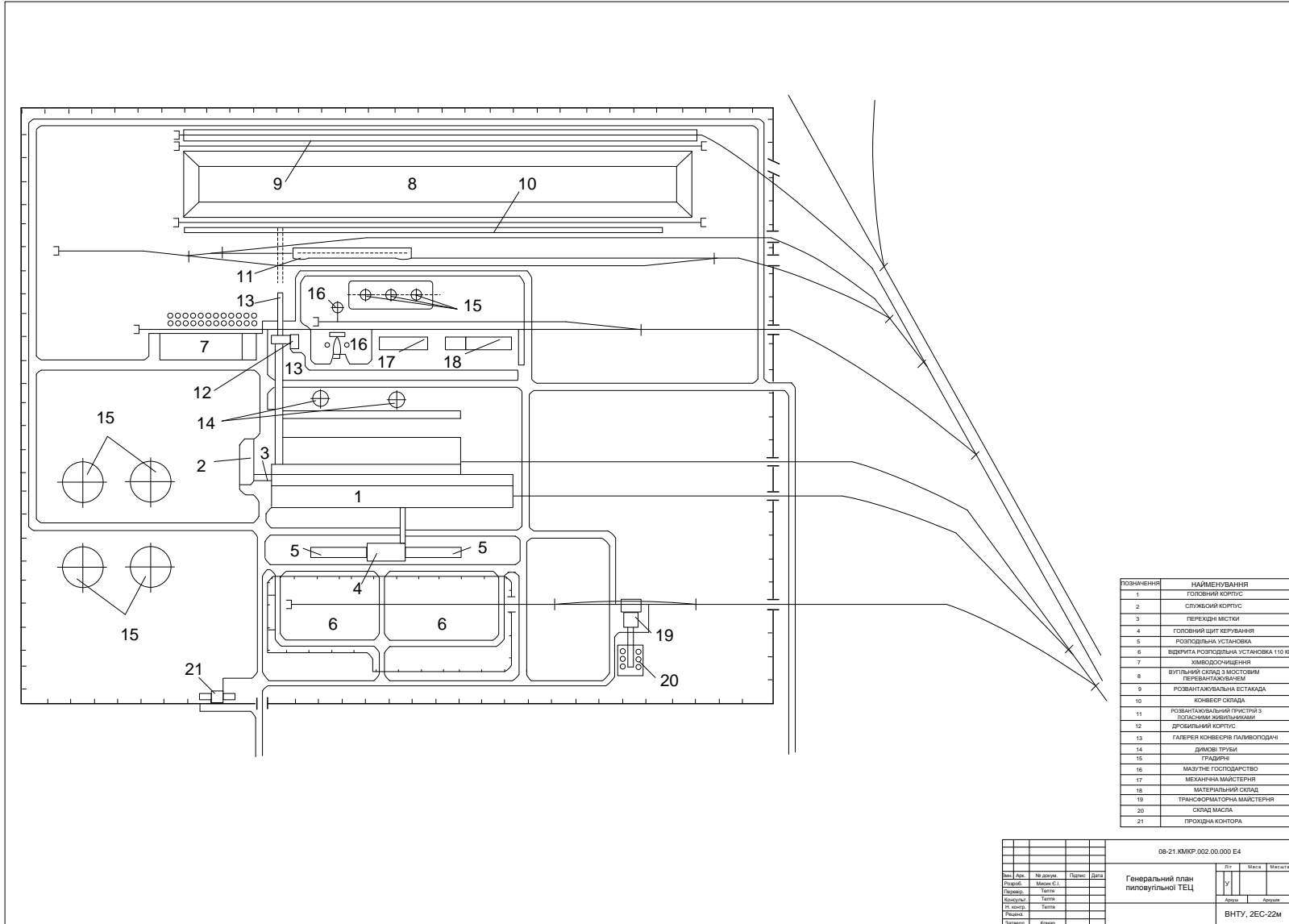
ДОДАТОК Г
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ.

1. ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 100 МВт З АНАЛІЗОМ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ
РЕЖИМІВ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ

ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПЛАН ТЕЦ



| РОЗМІЩЕННЯ | НАЗВАННЯ |
|------------|---|
| 1 | ГОЛОВНИЙ КОРТУС |
| 2 | СЛУЖБОВИЙ КОРТУС |
| 3 | ПЕРЕХІДНІ МІСТИ |
| 4 | ГОЛОВНИЙ ЩИТ КЕРУВАННЯ |
| 5 | РОЗПОДІЛНА УСТАНОВКА |
| 6 | ВІДКРИТА РОЗПОДІЛНА УСТАНОВКА 110 КВ |
| 7 | ІМБІДРОНИШЕВНИЙ |
| 8 | ВУГІЛЬНИЙ СКОПД З МОСТОВИМ ПЕРЕВАНТАЖУВАЧЕМ |
| 9 | РОВАНТАЖУВАЛЬНА ЕСТАКАДА |
| 10 | КОМБІНОВАНА |
| 11 | РОВАНТАЖУВАЛЬНИЙ ТРУСТРИ З РОПІСНИМИ ЖИВІЛЬНИКАМИ |
| 12 | ДРОБИЛЬНИЙ КОРТУС |
| 13 | ГАБЕЛЕР КОМБІНОВАНИЙ ПАЛИВОПОДАЧІ |
| 14 | ДИМОВІ ТРУБИ |
| 15 | ГРАДИРНІ |
| 16 | МАЗУТНЕ ГОСПОДАРСТВО |
| 17 | МЕХАНІЧНА МАСТЕРНЯ |
| 18 | МАТРИЦЬНИЙ СКОПД |
| 19 | ТРАНСФОРМАТОРНА МАСТЕРНЯ |
| 20 | СКОПД МАСЛА |
| 21 | ПРОХІДНА КОМТОРА |

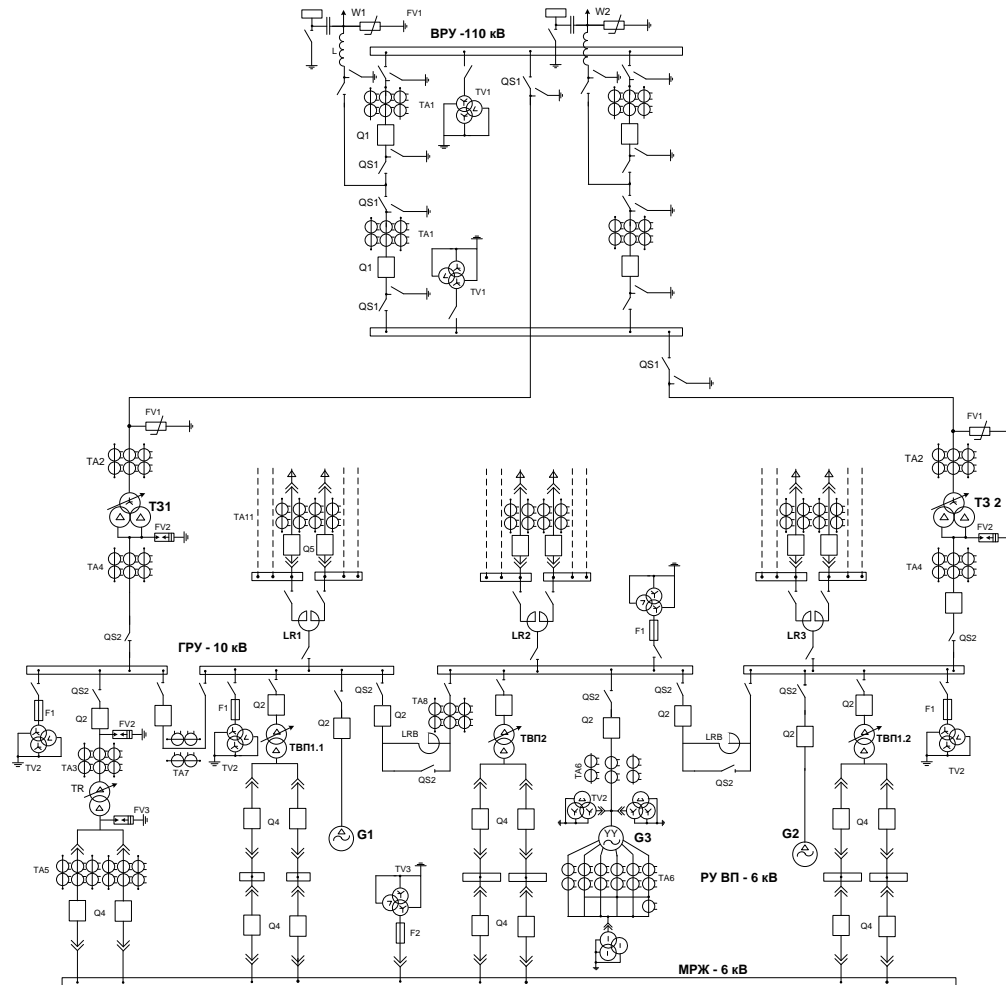
| | | | | |
|---------------------------|--------|----------|------|------|
| 08-21.КМ.КР.002.00.000.Е4 | | | | |
| Вид | Арх. | № докум. | План | Дата |
| Розроб. | Машин. | Є.І. | | |
| Склад. | Техні. | | | |
| Консулт. | Техні. | | | |
| Іл. зміст. | Техні. | | | |
| Рисунки | | | | |
| Заг.мисл. | Компр. | | | |

Генеральний план паливоугової ТЕЦ

| | | |
|------|---|---------|
| Лист | № | Масштаб |
| У | | |

ВНТУ, 2ЕС-22М

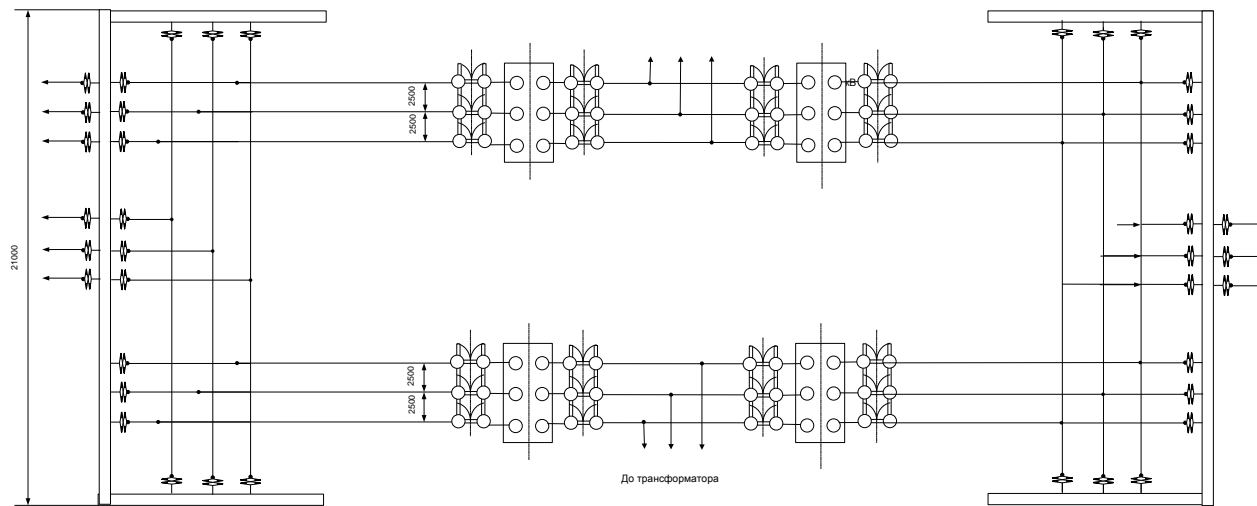
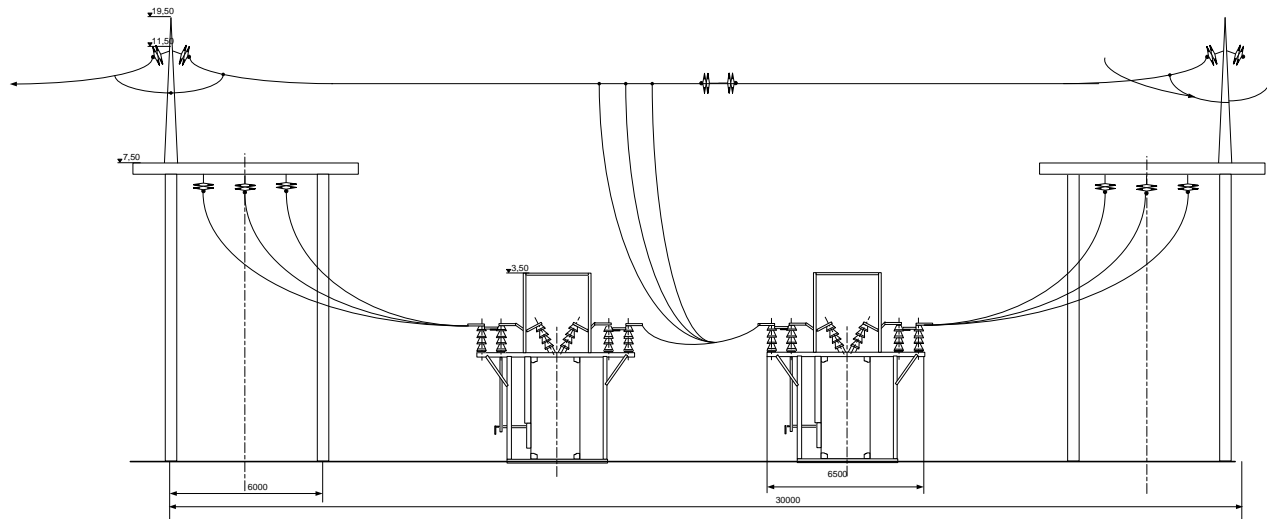
ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ТЕЦ



| ПОЗНАЧЕННЯ | НАЙМЕНУВАННЯ | ТИП |
|------------|-----------------------------|---------------------|
| G1,G2 | ТУРБОГЕНЕРАТОР | ТВС-30 |
| G3 | ТУРБОГЕНЕРАТОР | ТВ-50-2 |
| T3 | ТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ | ТРДН-60000/110 |
| ТВП1 | РОБОЧИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП | ТМН-2500/10 |
| ТВП2 | РОБОЧИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП | ТМН-4000/10 |
| TR | ПУСКОРЕРЕВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР | ТМН-6300/10 |
| LR1-3 | ЛІНІЙНИЙ РЕАКТОР | РБСГ 10-2500-0.22/1 |
| LRB | СЕКЦІЙНИЙ РЕАКТОР | РБСГ 10-2500-0.35/3 |
| FV1 | РОЗРЯДНИК | ОПН-110У1 |
| FV2 | РОЗРЯДНИК | РВО-10У1 |
| FV3 | РОЗРЯДНИК | РВО-6У1 |
| TV1 | ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ | ННФ-110-83У1 |
| TV2 | ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ | ЗНОП.06-10У3 |
| TV3 | ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ | ЗНОП.06-6У3 |
| TA1 | ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ | ТВ-110 |
| TA2 | ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ | ТВТ-110-1000/5 |
| TA3,5-7 | ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ | ТШП-10 |
| TA4 | ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ | ТШВ-15 |
| TA8 | ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ | ТПП-10 |
| Q1 | ВИМИКАЧ | 121РМ40-20В |
| Q2 | ВИМИКАЧ | ВМГ-15 |
| Q3 | ВИМИКАЧ | МГТ-10 |
| Q4 | ВИМИКАЧ | ВРО-10 (КУ10С) |
| QS1 | РОЗ'ЄДНУВАЧ | РПДЗ.1-110/1000У1 |
| QS2 | РОЗ'ЄДНУВАЧ | РВР-10/2500У2 |
| L | ВИСОКЧАСТОТНИЙ ЗАГОРОДЖУВАЧ | ВЗ-630-0,5У1 |
| F1 | ПЛАВКИЙ ЗАПОБІЖНИК | ПКТ-10 |
| F2 | ПЛАВКИЙ ЗАПОБІЖНИК | ПКТ-6 |

| | | | | | | | |
|--------------------------|-------------|--------|--------|-------------------------|---------------|-------|-----------|
| | | | | 08-21.КМР.002.00.000 E4 | | | |
| № | Док. | № док. | Підпис | Дата | № | Місяц | Місяц/рік |
| Розроб. | Міхеєв С.І. | | | | У | | |
| Перевір. | Тетяна | | | | | | |
| Коректур. | Тетяна | | | | | | |
| Н. коор. | Тетяна | | | | | | |
| Резерв. | | | | | | | |
| Зачек. | Ковал | | | | | | |
| Схема електрична головна | | | | | ВНТУ, ЗЕС-22м | | |

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-110 КВ



| | | | | | | | | |
|-------------------------|---------|----------|--------|------|--------------------------------------|---------------|---------|---------|
| 08-21.КМР.002.00.000 Е4 | | | | | | Лист | Масштаб | Масштаб |
| Висл. | Арх. | № докум. | Підпис | Дата | План та поперечний розріз ВРУ-110 кВ | | | |
| Розроб. | Масштаб | Є.І. | | | | | | |
| Підпис | Тема | | | | | | | |
| Консулт. | Тема | | | | | | | |
| Іл. контр. | Тема | | | | | | | |
| Рисув. | Тема | | | | | | | |
| Затверд. | Комар | | | | | | | |
| | | | | | | ВНТУ, 2ЕС-22М | | |

УСТАНОВКА ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

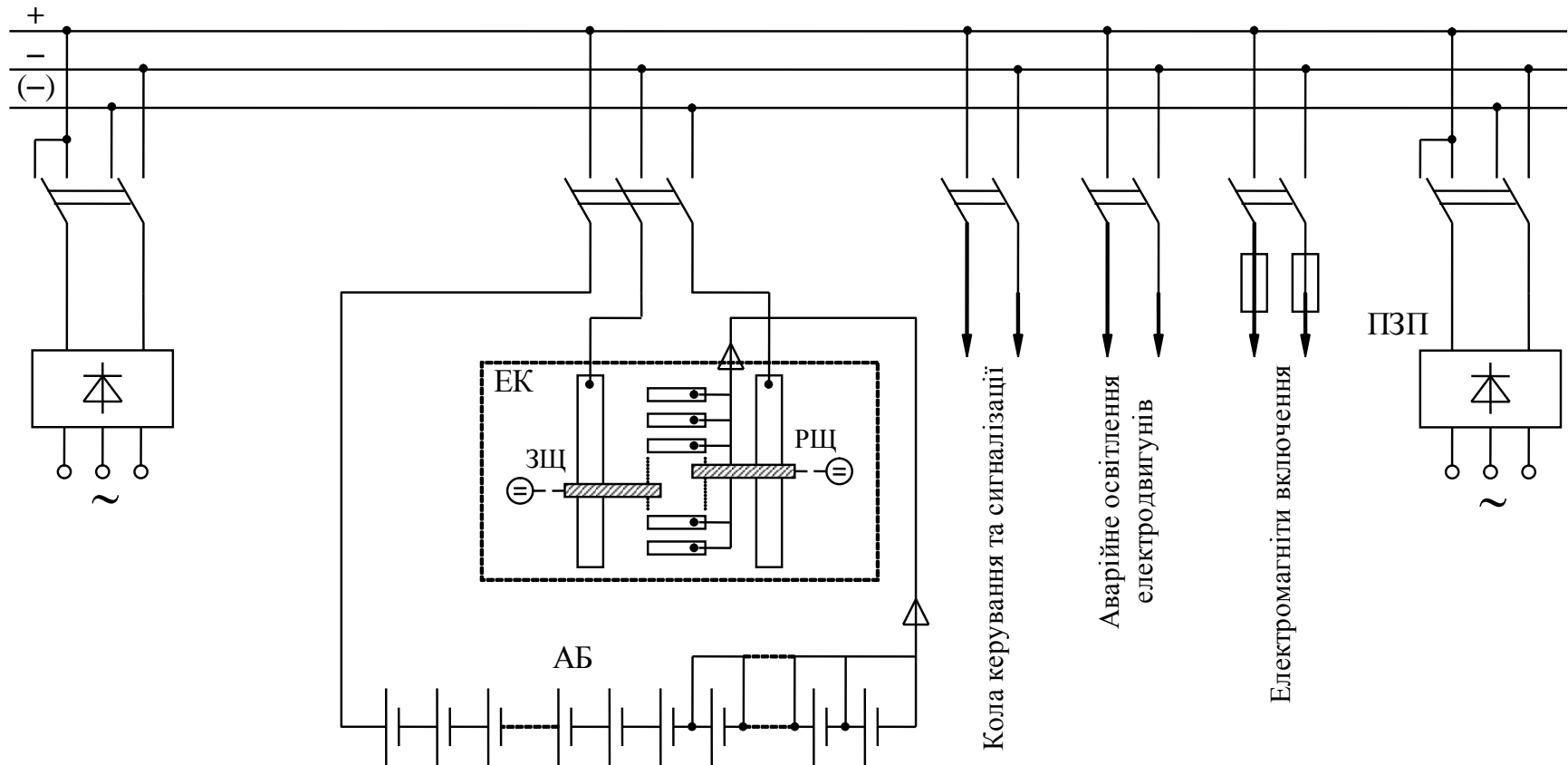
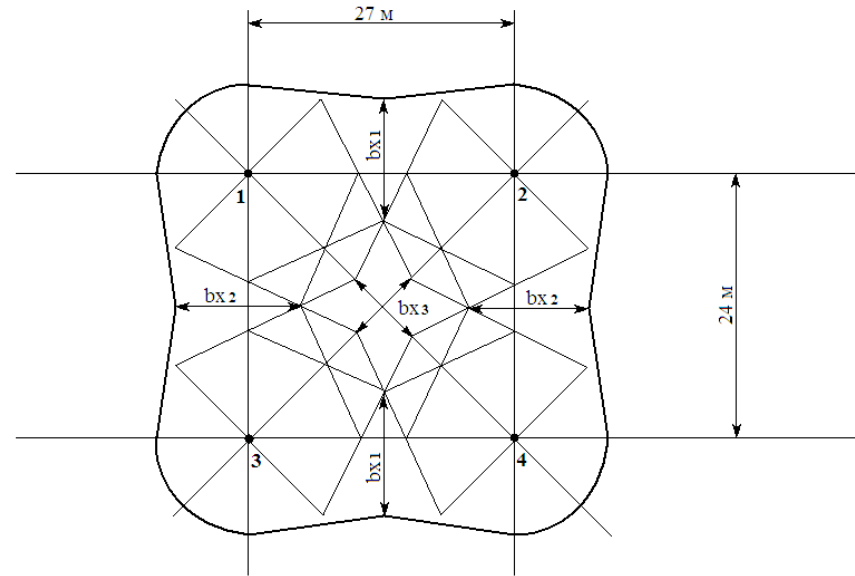


Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійного підзаряду (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ЗЩ – зарядна щітка; РЩ – розрядна щітка; ПЗП – підзарядний пристрій)

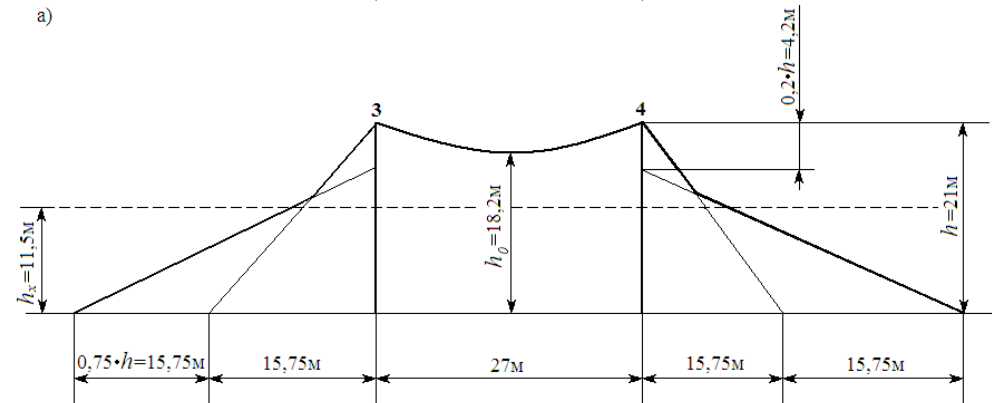
РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-110 кВ

Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

| Пари блискавковідводів | L, м | h_0 , м | b_x , м | r_x , м |
|------------------------|------|-----------|-----------|-----------|
| 1-2,3-4 | 2,7 | 8,2 | 11,4 | 9,9 |
| 1-3,2-4 | 2,4 | 18,8 | 3,2 | 9,9 |
| 1-4,2-3 | 36,1 | 16 | 4,8 | 9,9 |



a)



б)

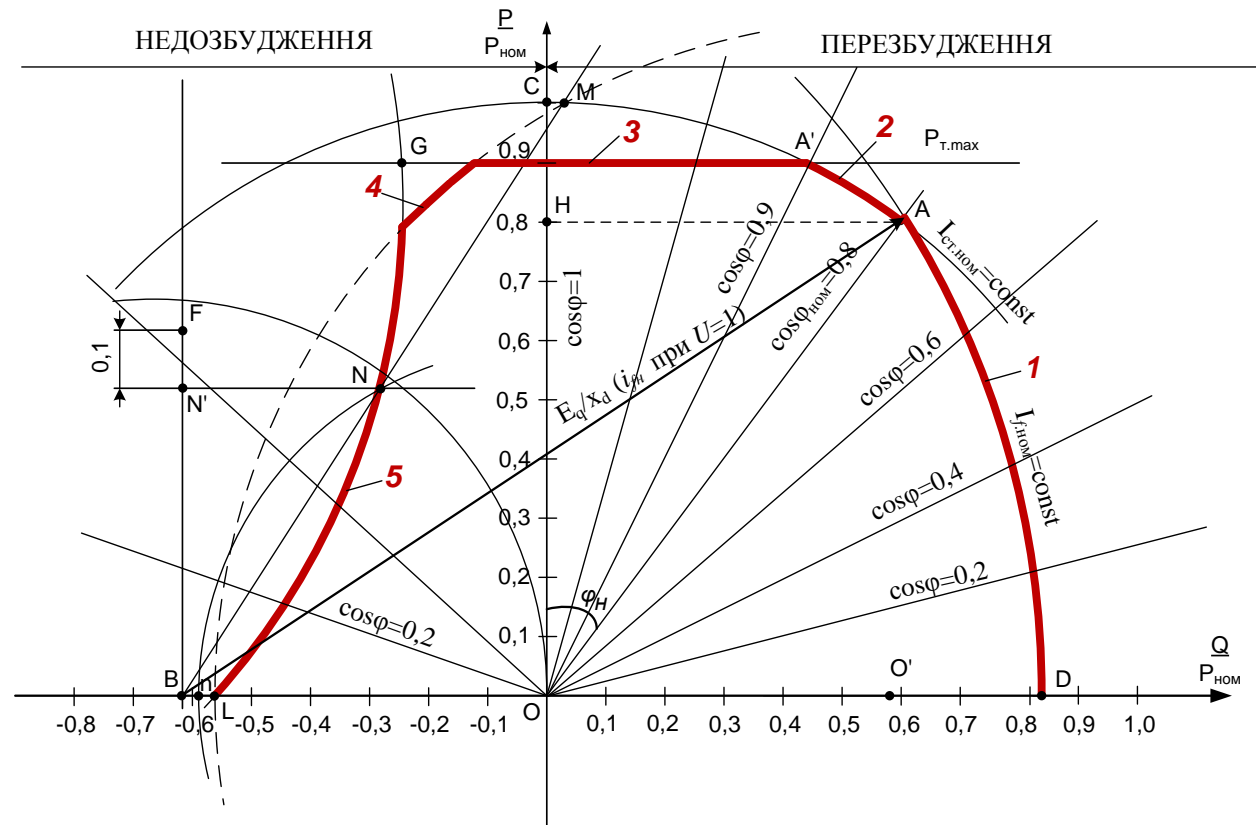
Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 110 кВ зверху (а) та збоку (б)

РЕЖИМИ РОБОТИ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ

Розглянуто режими роботи генераторів:

- *Нормальні* режими роботи генераторів
- *Особливі* режими роботи генераторів
 - режим двигуна;
 - режим синхронного компенсатора
- *Ненормальні* режими роботи генератора, до яких відносять:
 - перевантаження;
 - асинхронний режим;
 - несиметричний режим.

Діаграма допустимих навантажень турбогенератора ТВ-50



РОЗРАХУНОК ЗАЗАЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-110КВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:

$$S = (36 \times 30) = 1080 \text{ м}^2;$$

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

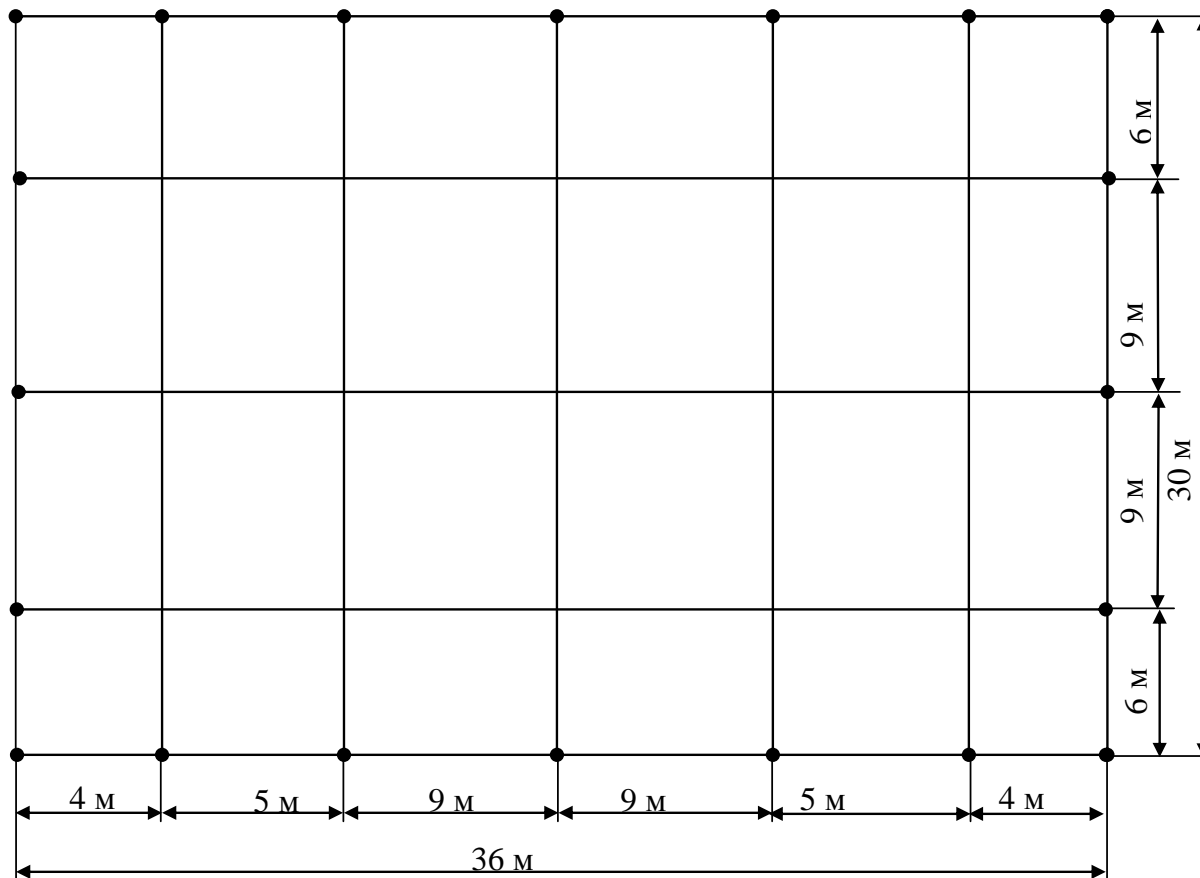
ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м};$

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

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 20 \text{ шт};$

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 1,7 \text{ м}.$



План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ