

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 720
МВт з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Толстий З.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 04 » грудня 2023 р.

Опонент:

доц. каф. ЕССЕШ, Р.Р. Соловйов Р.

(прізвище та ініціали)

« 14 » грудня 2023 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 11 » грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

18 вересня 2023 року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Толстому Захару Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Електрична частина конденсаційної електростанції
потужністю 720 МВт з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній
керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

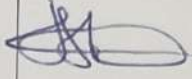
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою
роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення
обчислювальних експериментів. Станція типу КЕС потужністю 720 МВт.
Відстань до енергосистеми 140 км; паливо – вугілля; максимальна потужність,
що віддається в систему 470 МВт; номінальна потужність системи 15000
МВА; номінальний опір системи 0,2 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ;
максимальна потужність, що віддається в місцевий район 100 МВт;
номінальна напруга району 110 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування
проекування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження особливостей
експлуатації кабельних ліній. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Графічна: 1. Головна схема електричних з'єднань. 2. План ВРУ-220 кВ.
3. Експлуатація КЛЕП. 4. Блискавкозахист ВРУ-220 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.пед.н., проф., зав. каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент <i>Нетребський</i> кафедри ЕСС <i>В.В.</i>		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

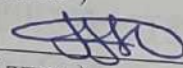
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.23	2.11.23	розділ 2
4	Експлуатація КЛЕП	3.11.23	10.11.23	розділ 3
5	Економічна частина	11.11.23	16.11.23	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в НС	17.11.23	24.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записки
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	плакати, презентація

Студент


(підпис)

Толстий З. О

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський В. В

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Толстий Захар Олександрович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 720 МВт з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній.». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 123 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 34 назв; рис.: 23; табл. 35.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина КЕС потужністю 720 МВт. Проведено техніко-економічне обґрунтування проектування гідроелектростанції. Спроектовано електротехнічну частину станції: розраховано графіки електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання, обрано структурну схему станції, схему відкритої розподільної установки (ВРУ) 110 кВ і схему власних потреб. На підставі розрахунку струмів короткого замикання обрано комутаційні апарати, ошиновку, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею, а також розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРУ-110 кВ. Досліджено задачі експлуатації високовольтних вимикачів. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: конденсаційна електростанція, генератор, трансформатор, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, кабельні лінії.

ABSTRACT

Zakhar Oleksandrovych Tolstyj «The Electrical Part of a 720 MW Condensing Power Station with an Analysis of the Operational Characteristics of Cable Lines.» Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 123 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 34 titles; fig.: 23; tabl. 35.

In the master's qualification work, the electrical part of the hydroelectric power plant (HPP) with a capacity of 720 MW was designed. The technical and economic substantiation of the design of the hydroelectric power station was carried out. The electrical part of the station was designed: the electrical load schedules were calculated, the main and auxiliary equipment was selected, the structural diagram of the station, the diagram of the 110 kV open switchgear and the diagram of own needs were selected. Based on the calculation of short-circuit currents, switching devices, busbars, measuring transformers, means of limiting overvoltages, a storage battery were selected, and lightning protection and grounding device of the 110 kV open switchgear were also calculated. The problems of operation of high-voltage circuit breakers were investigated. An analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the power plant was carried out, and safety measures for the life of the personnel in emergency situations were proposed.

Key words: condensing power station, generator, transformer, open distribution installation, accumulator battery, cable lines.

Зміст

ВСТУП	8
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ	12
2 ЕЛЕКТРО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	13
2.1 Графіки електричних навантажень станції.....	13
2.2 Вибір основного обладнання	20
2.2.1 Вибір турбін	21
2.2.2 Вибір парогенераторів	21
2.2.3 Вибір генераторів	21
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції	22
2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи.....	22
2.3.2 Проектування структурної схеми станції	23
2.3.3 Вибір блочних трансформаторів	24
2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку	26
2.3.5 Вибір трансформаторів власних потреб	27
2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб.....	28
2.3.7 Техніко-економічне порівняння схем станції	30
2.4 Вибір електричних схем станції	33
2.4.1 Вибір ВРП 110 кВ	34
2.4.2 Вибір ВРП 220 кВ	34
2.4.3 Техніко-економічний розрахунок схем ВРП 220 кВ	36
2.4.4 Схема власних потреб електростанції	45
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання.....	46
2.5.1 Розрахункова схема установки	46
2.5.2 Електрична схема заміщення установки	47
2.5.3 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення.....	47
2.5.4 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t = 0$	49
2.5.5 Обчислення ударного струму та періодичних і аперіодичних компонент струму КЗ в певний момент часу.....	51
2.5.6 Результати розрахунку струмів короткого замикання.....	54
2.6 Розрахунок термічної дії струмів КЗ.....	54
2.7 Вибір комутаційного обладнання.....	55
2.7.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-220 кВ.....	55
2.7.2 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-110 кВ.....	57
2.7.3 Вибір вимикачів ВП.....	59

2.8	Вибір струмоведучих частин	60
2.8.1	Вибір гнучких (збірних) шин 220 кВ	60
2.8.2	Вибір гнучких (збірних) шин 110 кВ	64
2.8.3	Вибір комплектних струмопроводів	67
2.9	Вибір вимірювальних трансформаторів	68
2.9.1	Вибір вимірювальних трансформаторів струму	68
2.9.2	Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	71
2.10	Вибір розрядників	73
2.11	Вибір високочастотних загороджувачів	74
2.12	Вибір установки постійного струму.....	75
2.13	Розрахунок блискавкозахисту для ВРП 220 кВ	78
2.14	Розрахунок заземлення для ВРП 220 кВ.....	82
3	ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ.....	85
3.1	Роль кабельних ліній у системі подачі електроенергії з конденсаційної електростанції.....	86
3.2	Ремонт кабельних ліній	87
3.3	Особливості експлуатації кабельних ліній.....	95
4	РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС.....	100
4.1	Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....	100
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	102
5.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	103
5.1.1	Вимоги до безпечної організації робочих місць оперативно-ремонтного персоналу	103
5.1.2	Електробезпека	105
5.2	Мікроклімат	107
5.2.1	Склад повітря робочої зони.....	108
5.2.2	Освітлення на робочому місці	109
5.2.3	Виробничий шум.....	110
5.2.4	Виробничі вібрації	111
5.2.5	Фактори трудового процесу.....	112
5.3	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи блоку релейного захисту в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	113
5.3.1	Дослідження стійкості роботи блоку релейного захисту в умовах дії іонізуючих випромінювань	114

5.3.2 Дослідження стійкості роботи блоку релейного захисту в умові дії електромагнітного імпульсу.	116
5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи блоку релейного захисту в умовах надзвичайних ситуаціях.	118
ВИСНОВКИ.....	120
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	122
ДОДАТКИ.....	126
Додаток А.....	127
Додаток Б	128
Додаток В.....	132
Додаток Г	142

ВСТУП

Актуальність теми. Теплові електростанції (ТЕС) відіграють важливу роль у виробництві електроенергії і складають 30,9 мільйонів кВт зі загальної встановленої потужності електростанцій України, яка становить 50,9 мільйонів кВт. Це дозволяє їм виробляти близько 47% всієї електроенергії.

Ситуація на ТЕС є критичною: 63% енергоблоків перебувають за межею фізичного зносу, 27,8% наближаються до цієї межі, і 8,3% досягають розрахункового зносу.

Україна перейшла до нової моделі ринку електроенергії, що внесло зміни у функціонування всіх джерел енергії і створило нові виклики.

Серед типових енергетичних проблем варто відзначити:

потребу в продовженні терміну експлуатації атомних електростанцій до 2030 року;

невирішені питання стосовно "зеленого" тарифу та наявних боргів;

зростаючі проблеми з балансуванням роботи енергетичних об'єктів;

недостатність власних ресурсів, що стосується викопного палива (близько 46% вугілля імпортується);

залежність від імпорту газу (близько 30% споживання газу становить імпорт);

наявність значних ресурсів біопалива, але відсутність стимулювання виробництва різних видів біопалива, таких як біомаса, біометан, біодизельне паливо тощо;

незбалансована система виробництва відновлювальної енергії.

Активне застосування застарілого обладнання призводить до збільшення витрат на ремонт. Для вирішення цих проблем і забезпечення розвитку енергетики необхідно акцентувати увагу на оновленні обладнання за допомогою передових технологій. Це може призвести до підвищення ефективності спалювання вугілля на 15% та зекономленню газу до 1,8 мільйона метрів кубічних щороку.

Тому стратегічно важливо вживати комбінований підхід, проводячи ремонти та заходи з економії ресурсів, а також активно впроваджуючи сучасні технології в енергетику.

Для ефективного оновлення теплоелектростанцій (ТЕС) необхідно вирішити наступні завдання:

- розширення можливостей регулювання виробітку енергії на енергоблоках;
- зниження витрат палива на одиницю виробленої енергії;
- поліпшення екологічних показників станцій.

Сучасне устаткування конденсаційних електростанцій (КЕС) переважно призначене для базового режиму роботи з обмеженими можливостями регулювання навантаження протягом дня та тижня.

Локалізація КЕС, що працюють на органічному паливі, залежить від економічності транспортування палива та передачі електроенергії. В рамках вибраного району, місце будівництва станції визначається наявністю відповідної ділянки (для потужних КЕС – близько 200-400 га), транспортної доступності, умовами водопостачання та санітарними нормами, що регулюють забруднення повітря та температурний режим водойм.

Вибір потужності обладнання КЕС має ґрунтуватися на техніко-економічних розрахунках, враховуючи, що збільшення потужності агрегатів знижує витрати на одиницю встановленої потужності, але збільшує витрати на резервування потужності в енергосистемі.

Теплова енергетика займає друге місце в енергетичній структурі України. Однак, більшість теплових станцій були спроектовані та побудовані 50-60 років тому, що робить їх застарілими. Велика частина обладнання ТЕС вже вичерпала свій нормативний термін служби, і темпи зносу обладнання прискорюються.

Конденсаційні електростанції (КЕС) в Україні виробляють приблизно 20% електроенергії, проте частка теплової енергії у виробництві знижується. Незважаючи на необхідність реформ і змін у тепловій енергетиці, згідно з міжнародними стандартами та політикою декарбонізації, повна відмова від ТЕЦ

вважається неможливою через недостатність генерації від ГЕС для регулювання напівпікового та пікового навантаження енергосистеми.

Мета і задачі дослідження. Магістерська кваліфікаційна робота спрямована на підвищення ефективності та надійності функціонування об'єднаної електроенергетичної системи. Основним завданням є розробка електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС) з потужністю 720 МВт, а також аналіз умов експлуатації її силового обладнання. Для досягнення цієї мети в роботі вирішуються наступні задачі:

техніко-економічне обґрунтування проекту КЕС, що включає аналіз вартості, ефективності та потенційних ризиків;

дослідження сучасних методів та підходів у проектуванні електростанцій, з акцентом на інноваційні технології та екологічні аспекти;

розробка головної схеми електричних з'єднань КЕС, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;

проектування схеми власних потреб електростанції, враховуючи всі необхідні енергетичні та резервні системи;

вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також акумуляторної батареї, з огляду на надійність та довговічність;

аналіз особливостей експлуатації кабельних ліній з метою забезпечення безпеки та ефективності його використання;

розрахунок ключових техніко-економічних показників КЕС для оцінки її продуктивності та економічної вигідності;

розроблення комплексу організаційно-технічних рішень з охорони праці, а також стратегій для підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах можливих надзвичайних ситуацій.

Ця робота має велике значення у контексті модернізації та збереження енергетичної інфраструктури, а також впровадження передових практик у сфері виробництва електроенергії.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційної станції.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження. Для глибокого аналізу та вирішення поставлених завдань у магістерській роботі активно використовуються методи математичного моделювання. Ці методи дозволяють точно імітувати реальні умови функціонування електроенергетичних систем, виявляти потенційні проблеми та оцінювати ефективність запропонованих рішень. Зокрема, в процесі проектування головної схеми електричних з'єднань конденсаційної електростанції (КЕС) широко використовуються принципи та елементи теорії надійності.

Теорія надійності забезпечує необхідні інструменти для оцінки стабільності та довговічності електроенергетичних систем. Це включає аналіз ймовірності виникнення збоїв, оцінку впливу різних факторів на роботу обладнання та вивчення можливостей для їх запобігання. Застосування цих методів під час проектування електричної частини КЕС дозволяє не лише забезпечити її надійність, але й оптимізувати витрати на експлуатацію та обслуговування в довгостроковій перспективі.

Таким чином, інтеграція математичного моделювання та теорії надійності в процес проектування є ключовою для розробки ефективних та надійних рішень у сфері електроенергетики, спрямованих на підвищення стабільності, безпеки та продуктивності електростанцій.

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Актуальний стан теплоелектростанцій (ТЕС) в Україні наразі можна оцінювати як критичний. Обладнання, більшість якого була введена в експлуатацію ще в 1960-х роках, вже вичерпало свій ресурс, ставши фізично та морально застарілим. Загалом, 76 з 104 енергоблоків, що становить 63,8%, перевищили границі фізичного зносу. Ще 17 енергоблоків, або 27,8%, наближаються до цієї критичної межі, тоді як 11 блоків, або 8,3%, близькі до досягнення свого розрахункового терміну служби.

З різних причин, з загальної встановленої потужності ТЕС України, яка становить 36 млн. кВт, в активній генерації задіяно лише близько 19 млн. кВт. Це означає, що приблизно половина встановлених потужностей не використовується, багато з яких вже вичерпали свій ресурс та мають бути виведені з експлуатації.

У контексті цих викликів особливо важливим є аналіз, проведений під час розробки "Енергетичної стратегії України на період до 2030 року". Прогнози передбачають зростання світових цін на нафту та природний газ, в той час як ціни на вугілля та ядерне паливо залишатимуться відносно стабільними. Така тенденція збільшує конкурентоспроможність гідравлічних, атомних та теплових електростанцій, що працюють на вугіллі. Україна має намір надавати перевагу використанню власного урану та вугілля для виробництва електроенергії, що забезпечить стабільність паливної складової та підвищить рівень енергетичної безпеки країни.

Враховуючи ці умови, будівництво конденсаційних електростанцій (КЕС) з потужністю 720 МВт стане важливим кроком. Це не тільки допоможе мінімізувати негативні явища в енергетиці, але й забезпечить розвиток енергетичної галузі відповідно до запланованих стратегічних цілей до 2030 року. Впровадження сучасних технологій та підвищення ефективності енергогенерації буде сприяти забезпеченню стабільного та надійного енергопостачання, що є ключовим для економічного росту та енергетичної незалежності України.

2 ЕЛЕКТРО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень станції

Робочий режим електростанцій визначається відповідно до графіків навантаження енергетичної системи та обслуговуваного району. Задачею електростанції є забезпечення вимог цих графіків, враховуючи енергетичні втрати під час передачі електроенергії та енерговитрати самої станції.

Складання графіків навантажень визначається за допомогою відповідної формули:

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

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

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

Передача електроенергії супроводжується втратами, які поділяються на фіксовані ΔP_1 , що не залежать від навантажувального струму, та змінні ΔP_2 , залежні від квадрату струмів навантаження. Під час розрахунку графіків навантажень можна використовувати відносні показники цих втрат:

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

Фіксовані втрати потужності в електромережах району, МВт:

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

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

Змінні втрати потужності в електромережах району, МВт:

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

де $\Delta P'_2 = 0,06$.

Потужність, яку використовує енергосистема, МВт:

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

де P'_{ct} – фіксовані втрати потужності в мережах енергосистеми, %;

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

Фіксовані втрати потужності в мережах енергосистеми, МВт:

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

де $\Delta P''_1 = 0,02$.

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

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

де $\Delta P''_2 = 0,14$.

Потужність, передана до шин розподільного пункту, МВт:

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

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

Загальна потужність, передана через шини енергосистеми, МВт:

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

Потужність, використана для власних потреб електростанції, МВт:

$$P_{ВП.т} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.т}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.т \max}}{100}, \quad (2.10)$$

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

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

$P'_{ВП} = 8 \%$ (таблиця 1.2 [1]);

$P_{вид.маx}$ – Максимальна потужність, яку станція передає через шини, в МВт.

Виробництво електроенергії електростанцією, МВт:

$$P_{вир.т} = P_{вид.т} + P_{ВП.т}. \quad (2.11)$$

Здійснимо розрахунок електричного навантаження на прикладі періоду з 8 до 10 години ранку взимку.

Електричне навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p\max}}{100} = \frac{89 \cdot 100}{100} = 89 \text{ (МВт)}.$$

Фіксовані втрати потужності в електромережах району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p\max} = 0,01 \cdot 100 = 1,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в електромережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}} = 0,06 \cdot \frac{89^2}{100} = 4.75 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, передана до шин розподільного пункту місцевого району:

$$P_{р.вид.т} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = 89 + 1 + 4.75 = 94.8 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, споживана енергосистемою:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c\max}}{100} = \frac{80 \cdot 470}{100} = 376 \text{ (МВт)}.$$

Фіксовані втрати потужності в мережах енергосистеми:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c\max} = 0.02 \cdot 470 = 9.4 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах енергосистеми:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}} = 0.14 \cdot \frac{376^2}{470} = 42.11 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, передана до шин розподільного пункту системи:

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = 376 + 9.4 + 42.11 = 427.5 \text{ (МВт)}.$$

Загальна потужність, передана через шини енергосистеми:

$$P_{вид.t} = P_{р.вид.t} + P_{c.вид.t} = 94.8 + 427.5 = 522.3 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, використана для власних потреб електростанції:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.max}}{100} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{522.33}{470} \right) \cdot \frac{8 \cdot 522.33}{100} =$$

$$= 43.58 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, вироблена генераторами енергосистеми:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} = 522.3 + 43.58 = 565.88 \text{ (МВт)}.$$

Згідно з вказаним алгоритмом розраховуємо графіки електричних навантажень для зимового та літнього періодів у різні часові інтервали. Результати вносимо у таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби у різні часові інтервали

–	Час	0-6	6-7	7-8	8-10	10-18	18-21	21-22	22-24
Навантаження МР P_{pt} , %	Зима	35	50	89	100	92	92	90	75
	Літо	30	45	84	95	87	87	85	70
Навантаження МР P_{pt} , МВт	Зима	35	50	89	100	92	92	90	75
	Літо	30	45	84	95	87	87	85	70
Навантаження С P_{ct} , %	зима	60	60	80	100	80	80	95	80
	літо	55	55	75	95	75	75	90	75
Навантаження С P_{ct} , МВт	Зима	282	282	376	470	376	376	446.5	376
	Літо	258.5	258.5	352.5	446.5	352.5	352.5	423	352.5
Постійні втрати потужності в МР ΔP_{lp} , МВт	Зима	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	Літо	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Постійні втрати потужності в С ΔP_{lc} , МВт	Зима	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
	Літо	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
Змінні втрати потужності в МР ΔP_{2pt} , МВт	Зима	0,74	1,5	4,75	6,0	5,08	5,08	4,86	3,38
	Літо	0,54	1,22	4,23	5,42	4,54	4,54	4,34	2,94
Змінні втрати потужності в С ΔP_{2ct} , МВт	Зима	23,69	23,69	42,11	65,80	42,11	42,11	59,38	42,11
	Літо	19,90	19,9	37,01	59,38	37,01	37,01	53,3	37,01
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{р.вид.т}$, МВт	Зима	36,7	52,5	94,8	107,0	98,1	98,1	95,9	79,4
	Літо	31,5	47,2	89,2	101,4	92,5	92,5	90,3	73,9
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{с.вид.т}$, МВт	Зима	315,1	315,1	427,5	545,2	427,5	427,5	515,3	427,5
	Літо	287,8	287,8	398,9	515,3	398,9	398,9	485,7	398,9
Сумарна потужність, що віддається $P_{вид.т}$, МВт	Зима	351,8	367,6	522,3	652,2	525,6	525,6	611,1	506,9
	Літо	319,3	335,0	488,1	616,7	491,5	491,5	576,0	472,9
Потужність, що витрачається на ВП $P_{ВП.т}$, МВт	Зима	36,17	36,65	43,58	49,23	43,72	43,72	47,44	42,91
	Літо	34,76	35,44	42,09	47,68	42,24	42,24	45,92	41,43
Потужність, що виробляється $P_{вир.т}$, МВт	Зима	388,0	404,4	565,8	701,4	569,3	569,3	658,6	549,8
	Літо	354,1	370,5	530,2	664,4	533,7	533,7	621,9	514,3

Використовуючи річний графік тривалості, визначаємо техніко-економічні показники роботи електростанції:

- максимальне навантаження станції $P_{max} = 701,4$ (МВт);
- річний обсяг виробництва електроенергії:

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

$$E_p = (701,43 \cdot 2 + 664,38 \cdot 4 + 658,59 \cdot 2 + 621,95 \cdot 2 + 569,31 \cdot 4 + 569,31 \cdot 2 + 565,84 \cdot 4 + \\ + 549,8 \cdot 4) \cdot 183 + (533,69 \cdot 2 + 533,69 \cdot 4 + 530,24 \cdot 2 + 514,28 \cdot 2 + 404,44 \cdot 4 + \\ + 387,99 \cdot 2 + 370,46 \cdot 4 + 354,1 \cdot 4) \cdot 182 = 4654917,76 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

– встановлена потужність енергосистеми: $P_{\text{вст}} = 720 \text{ МВт}$;

– середнє навантаження на станції:

$$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{T} = \frac{4654917,76}{8760} = 531,8 \text{ МВт}; \quad (2.13)$$

– коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}} = \frac{531,8}{701,43} = 0,76; \quad (2.14)$$

– коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}} = \frac{531,8}{720} = 0,74; \quad (2.15)$$

– кількість годин використання максимального навантаження:

$$T_{\text{max}} = \frac{E_p}{P_{\text{max}}} = \frac{4654917,76}{701,43} = 6636,34 \text{ год}; \quad (2.16)$$

– кількість годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}} = \frac{4654917,76}{720} = 6465,16 \text{ год}; \quad (2.17)$$

– коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\text{max}}} = \frac{720,00}{701,43} = 1,03. \quad (2.18)$$

На основі розрахунків створюємо добові графіки навантаження для зимового та літнього періодів (див. рисунок 2.1) та річний графік тривалості (рисунок 2.2), враховуючи, що зимовий період триває 183 дні, а літній – 182 дні.

Для створення графіків навантаження, а саме потужності, що передається в місцевий район, використовуємо дані з таблиці 2.1. Спочатку формуємо графік для зимового періоду, а потім для літнього. Величину потужності відкладаємо

по вертикальній осі, а тривалість навантаження протягом дня – по горизонтальній.

За аналогічним принципом формуємо графіки навантажень для віддачі в систему (зима та літо) та графік потужності, виробленої генераторами електростанції (зима та літо).

Для створення річного графіка навантаження будуємо дві осі. По вертикалі відкладаємо потужність, вироблену генераторами електростанції, в порядку спадання, а по горизонталі – кількість годин у році. Тривалість навантаження визначається шляхом множення тривалості навантаження протягом доби на загальну тривалість періоду. Графік формується для всіх значень потужності, вказаних в останньому стовпці таблиці.

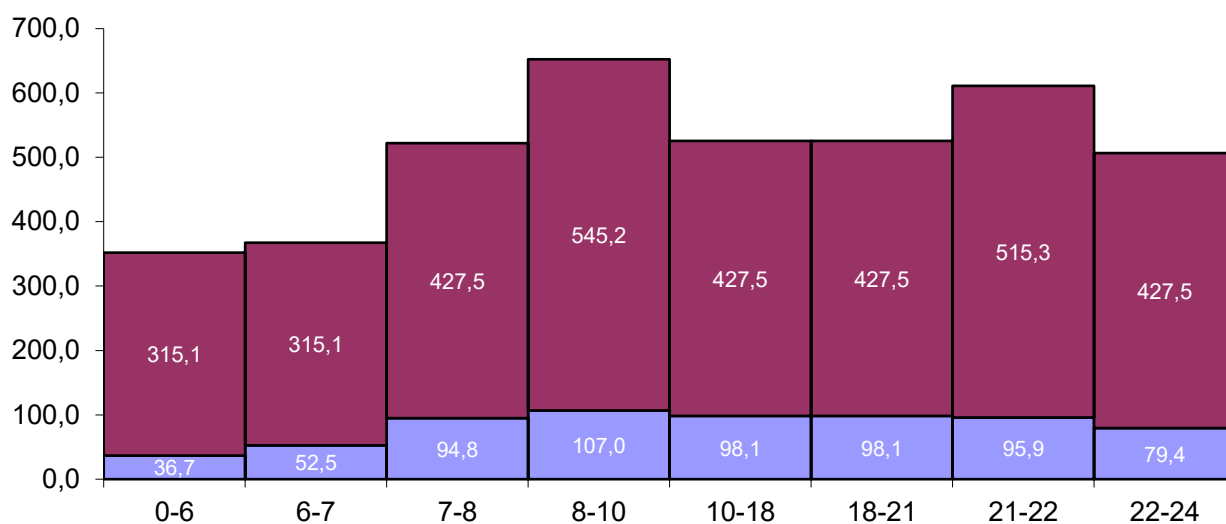


Рисунок 2.1 – Графік потужностей для зимового періоду

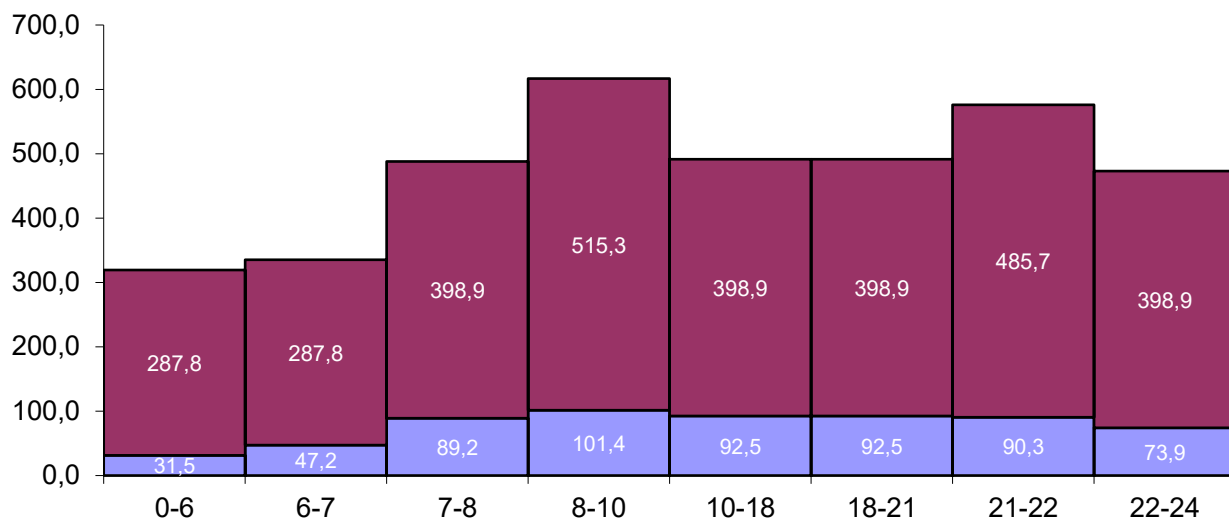


Рисунок 2.2. Графік навантаження для літнього періоду

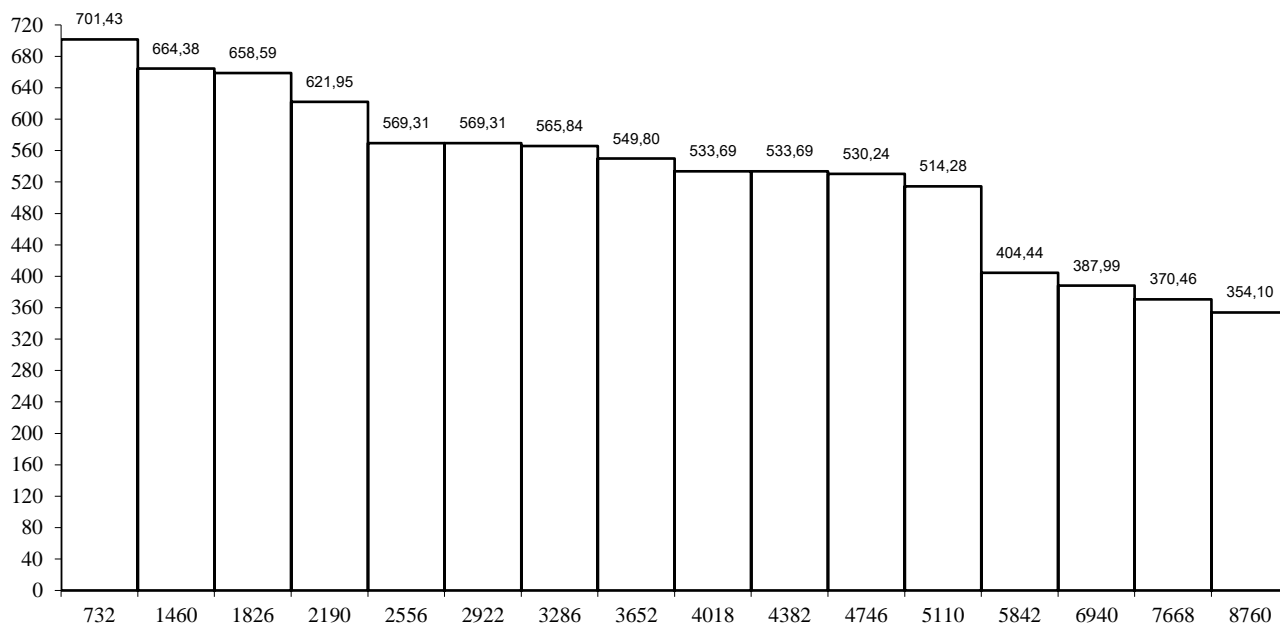


Рисунок 2.3 – Річний графік навантаження.

2.2 Вибір основного обладнання

Важливо вибрати однорідне основне обладнання для спрощення процесу будівництва, полегшення експлуатації та ремонту. До ключового обладнання комбінованих електростанцій належать турбіни та генератори.

2.2.1 Вибір турбін

Тип та потужність турбін для проекрованої станції обираються залежно від її типу (КЕС, ТЕЦ, АЕС) та загальної потужності. Відповідно до завдання, вибрано шість турбін К-100-90, деталі яких внесено в таблицю 2.2.1.

Таблиця 2.2.1 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год	Кількість
К-100-90	100	90	535	-	363	6

2.2.2 Вибір парогенераторів

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на КЕС визначаються на основі характеристик парових турбін. Обсяг паровироблення для блокових КЕС вибирається з урахуванням максимального пропуску пари через турбіну, власних потреб та запасу до 3% [3]. Основні характеристики парогенераторів вказані в таблиці 2.2.2.

Таблиця 2.2.2 – Технічні характеристики парогенераторів.

Марка котлоагрегата	Електрична потужність, МВт	Параметри пари			Паливо	Кількість
		Тиск на вх.	Темп. пари, °С			
			Перш.	Друг.		
Е-420/140	420	140	570	570	Вугілля	6

2.2.3 Вибір генераторів

Кількість та потужність генераторів мають відповідати кількості та електричній потужності турбін. Вищі напруги віддають перевагу для генераторів великої потужності (понад 60 МВт) з огляду на виробничі умови. Вибрано шість генераторів ТВФ-120-2УЗ, параметри яких взято з [2, ст. 76] і занесено в таблицю 2.2.3.

Таблиця 2.2.3 – Параметри генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d	Кіль- кість
	S, МВА	P, МВт					
ТВФ–120–2У3	150	100	10,5	6,875	0,8	0,192	6

Обране технічне обладнання забезпечить стабільну роботу станції та можливість виробництва електроенергії відповідно до визначених графіків навантаження.

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань критично важливий у процесі проектування електростанції, оскільки він визначає комплектацію та взаємозв'язки між елементами. Основними факторами для вибору є тип станції, вид палива, кількість і потужність агрегатів, графіки навантажень споживачів, інформація про енергосистему.

2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Головна електрична схема значно впливає на параметри станційного обладнання і загальні характеристики енергосистеми, включаючи надійність, ефективність, обслуговування, безпеку, зручність експлуатації, можливість розширення тощо. Таким чином, на етапі проектування важливо забезпечити відповідність схеми умовам роботи станції, простоту та наочність, зручність конструкції електричної частини, можливість автоматизації та економічну обґрунтованість надійності. Потужність на проєктованій станції буде видачаються на двох напругах: у систему – 220 кВ, у місцевий район – 110 кВ.

Кількість та пропускна здатність ЛЕП визначається відповідно до критеріїв, що забезпечують можливість видачі всієї потужності станції при відключенні будь-якої з ліній, а також обмеження потужності при одночасному відключенні двох ліній у повній схемі або під час аварійного відключення однієї лінії у ремонтному стані, при цьому бажано уникати зупинки блоків. Відстань до системи визначається як 140 км.

Кількість ЛЕП, що відходять від РП ЕС, визначається за спеціальними формулами:

для системи:

$$n_{ЛЕП220} = \frac{P_{с.від.т.мах}}{P_{пр.доп.}} + 1, \quad (2.8)$$

$$n_{ЛЕП220} = \frac{545,2}{200} + 1 = 4 \text{ лінії.}$$

для місцевого району:

$$n_{ЛЕП110} = \frac{P_{р.від.т.мах}}{P_{пр.доп.}} + 1, \quad (2.9)$$

$$n_{ЛЕП110} = \frac{107}{50} + 1 = 4 \text{ лінії.}$$

2.3.2 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів за напруговими класами РП, склад блоків генератор-трансформатор та тип електромагнітних зв'язків між РП. Розподіл генераторів між РП різних напруг $P_{вд}$ проводиться з урахуванням потужності, що віддається, із мінімізацією перетоку потужності між РП у звичайних і аварійних режимах. У відповідності з заданими параметрами, ЕС повинна передавати потужність на два класи напруг: 220 та 110 кВ, для чого буде вибрана відповідна структурна схема з РП обох напруг та АТ для з'єднання між ними.

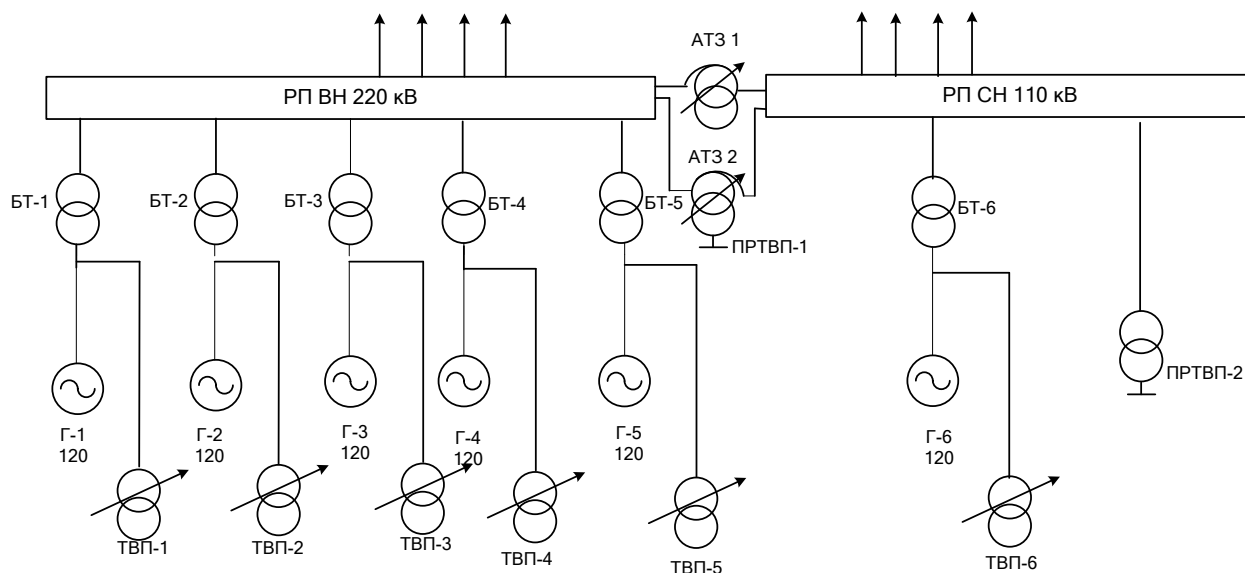


Рисунок 2.5, а – Структурна схема станції

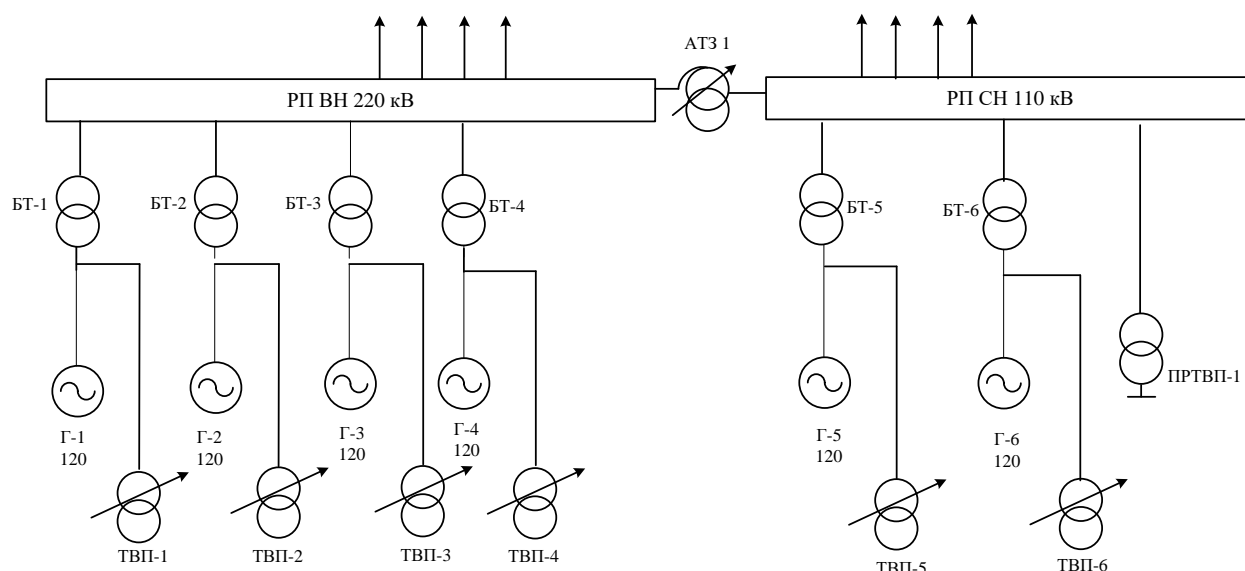


Рисунок 2.5, б – Структурна схема станції

2.3.3 Вибір блочних трансформаторів

Для вибору трансформаторів основна увага приділяється визначенню їх кількості, типу та номінальної потужності, при цьому перевагу віддають трифазним моделям. Важливо, що всі трансформатори, за винятком двохобмоточних блочних, обладнані пристроями для регулювання напруги під навантаженням (РПН).

При виборі потужності блочних трансформаторів особлива увага приділяється умові, за якої генератор інтегрований у блок з трансформатором, а відгалуження до блока обмежується навантаженням власних потреб ($P'_{ВП} = 8\%$).

Схема 1

Трансформатори для блоку генератора Г-1-5 призначені для РП 220 кВ:

$$S_{\Delta \dot{\delta} \zeta} \geq S_{i \dot{i} \bar{A}} - S_{\hat{A} \dot{i}}, \quad (2.10)$$

$$S_{ВП} = P'_{ВП} \cdot S_{ном \Gamma}, \quad (2.11)$$

$$S_{ВП} = 0,08 \cdot 125 = 10 \text{ (МВА)},$$

$$S_{БТ розр} \geq 125 - 10 = 115 \text{ (МВА)}.$$

Вибрано блочні трансформатори БТ-1-5 моделі ТДЦ-1250000/220.

Трансформатор для блоку генератора Г-6 призначений для РП 110 кВ:

$$S_{ВП} = 0,08 \cdot 125 = 10 \text{ (МВА)},$$

$$S_{БТ розр} \geq 125 - 10 = 115 \text{ (МВА)}.$$

Вибрано блочний трансформатор БТ-6 моделі ТДЦ-125000/110.

Схема 2

Трансформатори для блоків генераторів Г-1-4 призначені для РП 220 кВ:

$$S_{ВП} = 0,08 \cdot 125 = 10 \text{ (МВА)},$$

$$S_{БТ розр} \geq 125 - 10 = 115 \text{ (МВА)}.$$

Вибрано блочний трансформатор БТ-1-4 моделі ТДЦ-125000/220.

Трансформатори для блоків генераторів Г-5-6 призначені для РП 110 кВ:

$$S_{ВП} = 0,08 \cdot 125 = 10 \text{ (МВА)},$$

$$S_{БТ розр} \geq 125 - 10 = 115 \text{ (МВА)}.$$

Вибрано блочний трансформатор БТ-5,6 моделі ТДЦ-125000/110.

Дані про всі блочні трансформатори наведені в таблицях 2.5 та 2.6.

2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір потужності автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) базується на аналізі перетоків потужності між різними режимами РП.

Схема 1

а) Режим максимального навантаження в локальному районі:

$$S_{p\max} = S_{\text{ном } \Gamma} - S_{\text{ВП}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (2.12)$$

$$S_{p\max} = 125 - 6.8 - \frac{107}{0.8} = -15.5 \text{ (МВА)},$$

де $S_{\text{ном } \Gamma}$ – номінальна потужність генератора, що підключений до шин локального району;

$S_{\text{ВП}}$ – потужність, яка використовується для власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{p.\text{від.}\max}$ – максимальна потужність, передана з шин станції в локальний район (таблиця 1.1).

б) Режим мінімального навантаження в локальному районі при роботі генератора з номінальною потужністю

$$S_{p\min} = S_{\text{ном } \Gamma} - S_{\text{ВП}} - S_{p.\text{від.}\min}, \quad (2.13)$$

$$S_{p\min} = 125 - 6.8 - \frac{31.5}{0.8} = 78.825 \text{ (МВА)},$$

де $S_{p.\text{від.}\min}$ – мінімальна потужність, передана з шин станції в локальний район (таблиця 2.1).

в) Аварійне відключення генератора під час пікового навантаження, який підключений до шин локального району. Застосовується формула для випадку, коли в секції працює лише один генератор:

$$S_{p\text{ авар}} = -S_{\text{ВП}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (2.14)$$

$$S_{p\text{ авар}} = 0 - 0 - \frac{107}{0.8} = -133.75 \text{ (МВА)},$$

$$S'_{ном} \geq \frac{|S_{p макс}|}{1,4} = \frac{15,5}{1,4} = 11,07 \text{ (МВА)},$$

$$S''_{номтр} \geq \frac{|S_{p мин}|}{1,4} = \frac{78,825}{1,4} = 56,3 \text{ (МВА)},$$

$$S'''_{номтр} \geq \frac{|S_{p авар}|}{2} = \frac{133,75}{2} = 66,875 \text{ (МВА)},$$

Таким чином, вибираємо два автотрансформатори для з'єднання:
АТЗ – типу АТДЦТН–125000/220/110.

Схема 2

а) Режим максимального навантаження в локальному районі:

$$S_{p макс} = 2 \cdot (125 - 6,8) - \frac{107}{0,85} = 102,65 \text{ (МВА)};$$

б) Режим мінімального навантаження в локальному районі при роботі генератора з номінальною потужністю

$$S_{p мин} = 2 \cdot (125 - 6,8) - \frac{31,5}{0,8} = 197,25 \text{ (МВА)};$$

в) Аварійне відключення генератора під час пікового навантаження, який підключений до шин локального району. Застосовується формула для випадку, коли в секції працює лише один генератор:

$$S_{p авар} = 125 - 6,8 - \frac{107}{0,8} = -15,55 \text{ (МВА)}.$$

Таким чином, вибираємо один автотрансформатор зв'язку:

АТЗ – тип АТДЦТН–200000/220/110.

Характеристики автотрансформатора зв'язку занесені в таблиці 2.5 та 2.7.

2.3.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Номінальна потужність робочих трансформаторів власних потреб вибирається на основі їх розрахункового навантаження. У зв'язку з підвищеними вимогами до надійності, перенавантаження трансформаторів власних потреб не

допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається відповідно до встановлених критеріїв:

$$S_{ТВП} \geq P'_{ВП} \cdot P_{ном Г} \cdot k_{П}, \quad (2.15)$$

Схема 1

Трансформатори, призначені для забезпечення власних потреб генератора Г-1-5:

$$S_{ТВП} \geq 0,08 \cdot 125 \cdot 0,85 = 6,8 \text{ (МВА)}.$$

Вибір трансформатора власних потреб: ТВП-1-6, модель ТДНС-10000/35.

Схема 2

Трансформатори, призначені для забезпечення власних потреб генератора Г-1-5:

$$S_{ТВП} \geq 0,08 \cdot 125 \cdot 0,85 = 6,8 \text{ (МВА)}.$$

Вибір трансформатора власних потреб: ТВП-1-6, модель ТДНС-10000/35.

Характеристики трансформаторів власних потреб занесені в таблиці 2.6 та 2.8.

2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб

Потужність кожного пускорезервного трансформатора власних потреб повинна бути достатньою для заміни найбільш потужного працюючого ТВП електричного блоку і одночасного запуску іншого блоку.

$$S_{ПРТВП} = S_{ТВП} \cdot 1,3, \quad (2.16)$$

Схема 1

Трансформатори, що використовуються для пуску та як резервні джерела живлення власних потреб:

$$S_{ПРТВП} = 1,3 \cdot 6,8 = 8,84 \text{ (МВА)}.$$

Вибір пускорезервного трансформатора власних потреб: ПРТВП, модель ТД-10000/110.

Схема 2

Трансформатори, що використовуються для пуску та як резервні джерела живлення власних потреб:

$$S_{ПРТВП} = 1.3 \cdot 6.8 = 8.84 \text{ (МВА)}.$$

Вибір пускорезервного трансформатора власних потреб: ПРТВП, модель ТД-10000/110.

Характеристики пускорезервних трансформаторів власних потреб занесені в таблиці 2.6 та 2.8.

Схема 1

Таблиця 2.5 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	Напруга обмоток, кВ			U _к , %			I _х , %	Кіл.	Вар., тис. У.о.
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ-1-5	ТДЦ-125000/220	125	220	-	10.5	-	11	-	0.55	5	185
БТ-6	ТДЦ-125000/110	125	110	-	10,5	-	10,5	-	0.55	1	140
АТЗ	АТДЦТН-125000/220/110	125	220	110	6,3	11	45	28	0,4	2	195

Таблиця 2.6 – Характеристики трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	S _{ном} МВА	Напруга обмоток, кВ			U _к , %		I _х , %	Кіл.	Вар. тис. У.о.
			ВН	СН	НН	ВН-НН	НН ₁ -НН ₂			
ТВП1-6	ТДНС-10000/35	10	10,5	-	6.3	8	-	0.75	6	43
ПРТВП	ТДН-10000/110	10	121	-	6,3	10,5	-	0,9	1	60

Схема 2

Таблиця 2.7 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВА	Напруга обмоток, кВ			$U_k, \%$			$I_x, \%$	Кіл.	Вар., тис. У.о.
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
БТ-1-4	ТДЦ-125000/220	125	242	-	10,5	-	11	-	0,55	4	185
БТ-5,6	ТДЦ-125000/110	125	121	-	10,5	-	10,5	-	0,55	2	140
АТЗ	АТДЦТН- 200000/220/110	200	230	121	6,3	11	32	20	0,45	1	270

Таблиця 2.8 – Характеристики трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВА	Напруга обмоток, кВ			$U_k, \%$		$I_x \%$	Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-НН	НН ₁ -НН ₂			
ТВП-1-6	ТДНС-10000/35	10	10,5	-	6,3	8	-	0,75	6	43
ПРТВП	ТДН-10000/110	10	110		6,3	10,5	-	0,9	1	60

2.3.7 Техніко-економічне порівняння схем станції

Економічна доцільність схеми визначається на основі мінімальних загальних витрат:

$$Z = P_H \cdot K_{\Sigma} + B + Z_b, \quad (2.17)$$

де P_H – розрахунковий коефіцієнт ефективності капіталовкладень ($P_H = 0,12$);

K – інвестиції в будівництво електрообладнання;

B – річні експлуатаційні витрати;

Z_b – збиток, $Z_b = 0$.

Визначення капіталовкладень K для оптимізації схем передачі електроенергії базується на узагальнених оцінках:

$$K_{\Sigma} = \sum(K_{mp}), \quad (2.18)$$

де K_{mp} – Загальна вартість усіх трансформаторів, у тому числі трансформаторів для внутрішніх потреб і резервних пускових трансформаторів.

Оскільки кількість генераторів на ЕС та приєднань до ВРП СН і ВРП ВН однакова для обох структурних схем, інвестиції в генераторні вимикачі та вимикачі на ВРП на цьому етапі не враховуються.

Таблиця 2.9 - Інвестиції в будівництво комбінованої електростанції

Обладнання		1-ий варіант		2-ий варіант	
		Кількість	Σ вар-тість, тис.грн	Кількість	Σ вар-тість, тис.грн
ТДЦ-125000/110		1	1·8·140=1120	2	2·8·140=2240
ТДЦ-125000/220		5	5·8·185=7400	4	4·8·185=5920
АТДЦТН-125000/220/110		2	2·8·195=3120	-	
АТДЦТН-200000/220/110		-		1	1·8·270=2160
Вимикачі	220кВ	12	12·8·79,5·2=15264	11	11·8·79,5·2=9062.4
	110кВ	9	9·2·8·64,1=92304	9	2·9·8·64,1=92304
Всього :			119208		116616

Щорічні витрати на експлуатацію:

$$B = \frac{a_a + a_0}{100} \cdot K_{\Sigma} + \Delta W \cdot \beta, \quad (2.19)$$

де $a_a + a_0 = 8,4\%$;

β – ціна 1 кВт·год втраченої електроенергії $\beta = 6 \cdot 10^{-5}$ тис. грн/кВт·год;

ΔW – втрати потужності у блочних трансформаторах та автотрансформаторах, що використовуються для зв'язку:

$$\Delta W = \sum \Delta W_{mp}, \quad (2.20)$$

$$\Delta W_{mp} = n \cdot P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{макс}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.21)$$

де τ – час втрат

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{макс}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2.22)$$

де $T_{макс}$ – кількість годин використання пікового навантаження.

Техніко-економічний аналіз першого варіанту структурної схеми КЕС (рисунк. 2.5, а).

Капітальні затрати

$$K_{\Sigma} = 119208,00 \text{ (тис. грн.)}$$

Час втрат

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6636,34}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5434 \text{ год.}$$

Втрати в блочних БТ-1:

$$\Delta W_{mp} = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 400 \cdot \left(\frac{125,9}{125} \right)^2 \cdot 5434 = 3253480 \text{ (кВт·год).}$$

Втрати в блочних БТ-1-5:

$$\Delta W_{mp} = 5 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 310 \cdot \left(\frac{641,4}{125} \right)^2 \cdot 5434 = 14126520 \text{ (кВт·год).}$$

Сумарні втрати в трансформаторах

$$\Delta W = 3253480 + 14126520 = 17380000 \text{ (кВт·год).}$$

Річні експлуатаційні витрати

$$B = (0,084 \cdot (7400 + 3120 + 15264) + 0,094 \cdot (1120 + 92304) + 17380000 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5}) = 12060 \text{ (тис. грн.).}$$

Затрати

$$Z = P_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 119208 + 12060 = 26360 \text{ (тис. грн.).}$$

Техніко-економічний аналіз другого варіанту структурної схеми КЕС (рисунк 2.5, б). Оцінка загальної вартості трансформаторів

$$K_{\Sigma} = 116616 \text{ (тис. грн.).}$$

Втрати в блочних БТ-1-4:

$$\Delta W_{mp} = 4 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 310 \cdot \left(\frac{531,7}{125} \right)^2 \cdot 5434 = 11824440 \text{ (кВт·год).}$$

Втрати в блочних БТ-5,6:

$$\Delta W_{mp} = 2 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 400 \cdot \left(\frac{235,5}{125} \right)^2 \cdot 5434 = 5959949 \text{ (кВт·год).}$$

Втрати в АТЗ:

$$\Delta W_{mp} = 105 \cdot 8760 + 430 \cdot \left(\frac{109,6}{200} \right)^2 \cdot 5434 = 1621496 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Загальні втрати в трансформаторах:

$$\Delta W = 11824440 + 1621496 + 5959949 = 19410000 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Річні експлуатаційні витрати

$$B = 0,084 \cdot (5920 + 2160 + 13992) + 0,094 \cdot (2240 + 92304) + 19410000 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 11980 \text{ (тис. грн.)}.$$

Затрати

$$Z = P_n \cdot K_\Sigma + B = 0,12 \cdot 116616 + 11980 = 25970 \text{ (тис. грн.)}.$$

Результати розрахунку техніко-економічних показників внесені в таблицю 2.10.

Таблиця 2.10 – Підсумки розрахунку техніко-економічних показників

	Час втрат, год	Сумарні втрати е/е в трансформаторах, кВт·год	Витрати, тис. грн.	Затрати, тис. грн.	Капітальні витрати, тис. грн.
Схема 1	5434	17380000	12060	119208	26360
Схема 2	5434	19410000	11980	116616	25970

$$\delta = \frac{26360 - 25970}{26360} \cdot 100\% = 1,48\% .$$

Оскільки варіанти структурних схем КЕС різняться за капіталовкладеннями лише на 1,48%, вибираємо першу структурну схему КЕС, яка є більш надійною.

2.4 Вибір електричних схем станції

Схеми розподільчих пунктів підвищеної напруги (35 кВ та вище) є частиною електричних схем КЕС. Ці схеми мають бути розроблені з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і 220 кВ без відключення приєднання, відключення ЛЕП не більш ніж двома вимикачами, відключення трансформаторів

блоків не більш ніж трьома вимикачами, відключення автотрансформаторів зв'язку між двома РП не більш ніж шістьма вимикачами, а також врахування вимог до стійкості системи та обмеження відключення блоків при відмовах вимикачів.

2.4.1 Вибір ВРП 110 кВ

Для РП 110 кВ із числом приєднань більше шести рекомендовані схеми з двома основними та обхідною системами шин, схеми з однією секціонованою та обхідною системами шин, а також блочні схеми 'генератор – трансформатор – лінія'. Для схеми на рисунку 2.5, б вибрано схему ВРП 110 кВ з двома основними та обхідною системами шин (рисунок 2.6).

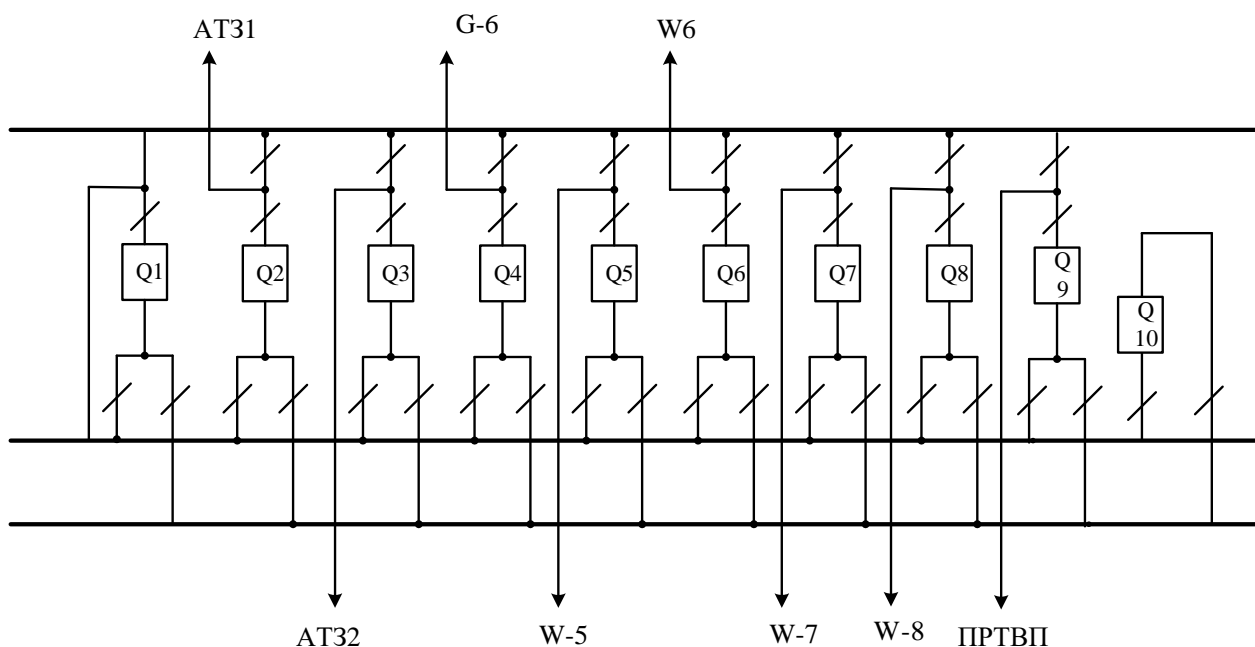


Рисунок 2.6 – Схема ВРП 110 кВ

2.4.2 Вибір ВРП 220 кВ

Для ВРП-220 кВ рекомендовані схеми з двома системами збірних шин, схема 3/2 з трьома вимикачами на два приєднання, схема 4/3 з чотирма вимикачами на три приєднання, схеми зв'язаних багатокутників з числом приєднань до шести включно, блочні схеми 'генератор – трансформатор – лінія'. Вибрано схему зв'язаних п'ятикутників для ВРП 220 кВ, схему 3/2 та схему 4/3 (рисунки 2.7 та 2.8).

Схема 1

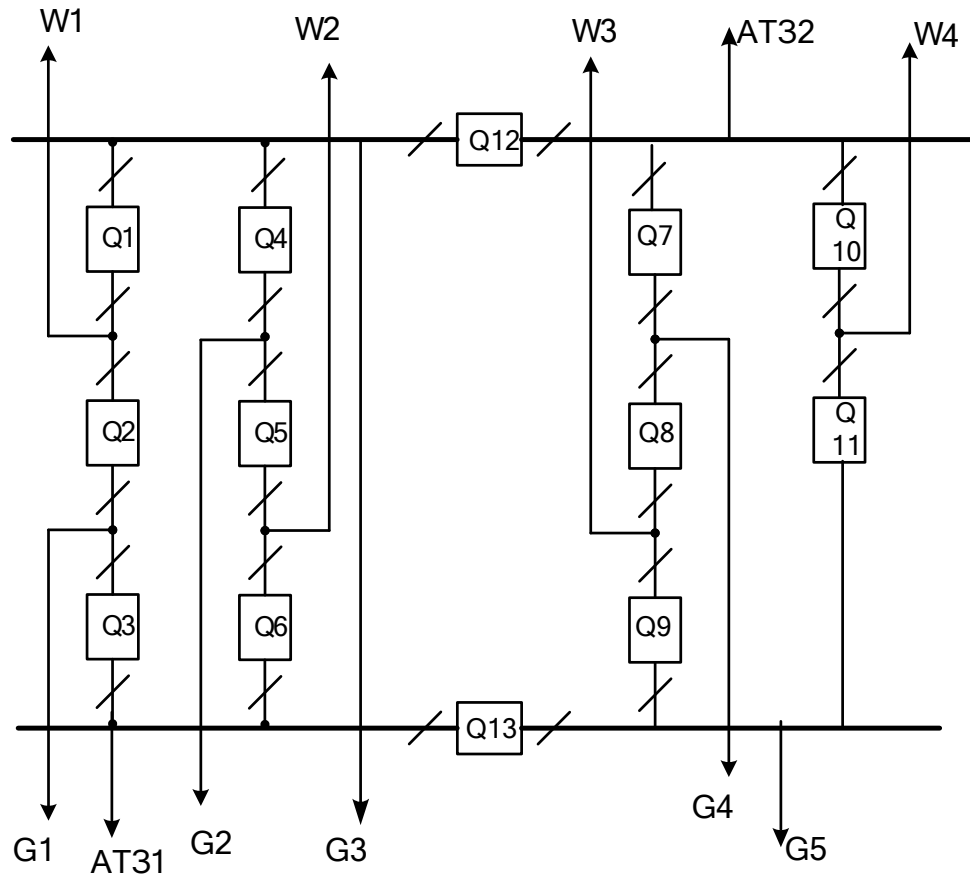


Рисунок 2.7 – Схема ВРП 220 кВ

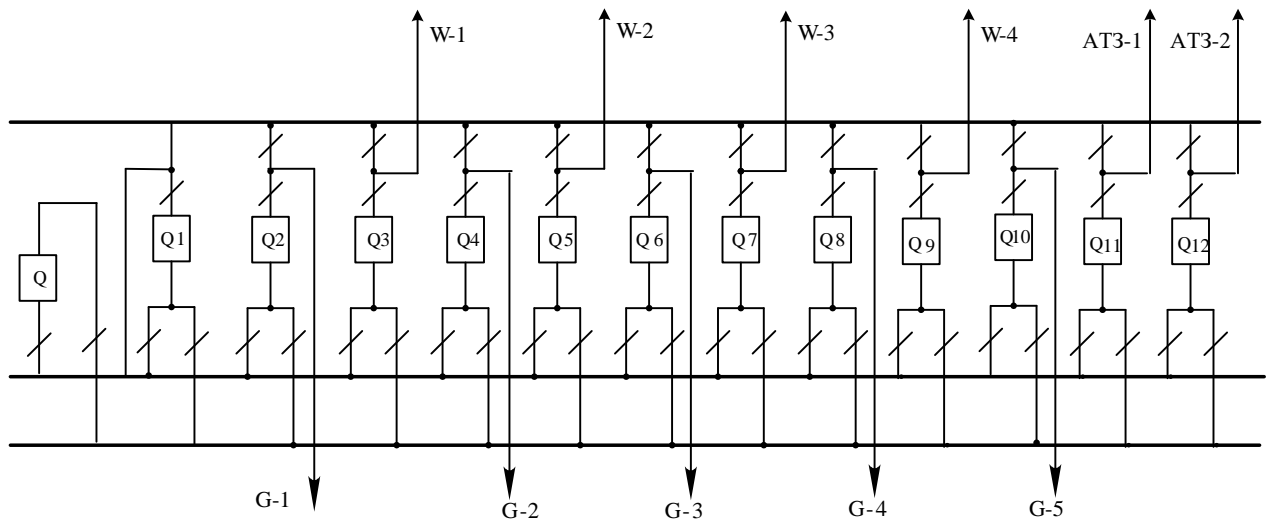


Рисунок 2.8 – Схема ВРП 220 кВ

2.4.3 Техніко-економічний розрахунок схем ВРП 220 кВ

При плануванні схеми електричних з'єднань РП станції розглядаються принаймні два конкуруючих варіанти.

Визначення економічної доцільності кожної схеми базується на аналізі мінімальних загальних витрат:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_0) \rightarrow \min, \quad (2.23)$$

де P_H – стандартний коефіцієнт економічної ефективності інвестицій ($P_H = 0,12$);

K – інвестиції в будівництво електроустановок;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_0)$ – очікувані збитки від недостачі електроенергії.

Капіталовкладення K для вибору оптимальних схем передачі електроенергії оцінюються на основі узагальнених показників. У разі однакової кількості трансформаторів у порівняльних схемах, інвестиції в РП оцінюються залежно від кількості комірок вимикачів:

$$K = n \cdot C_{ком}, \quad (2.24)$$

де $C_{ком}$ – вартість комірки з вимикачем.

Другий компонент розрахункових витрат – це річні експлуатаційні витрати:

$$B = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.25)$$

де α_a, α_0 – відрахування на амортизацію та обслуговування, % ($\alpha_a + \alpha_0 = 8,4$ %);

β – ціна 1 кВт·год. втраченої електроенергії; ΔW – втрати електроенергії.

Якщо типи та кількість ліній електропередачі та трансформаторів ідентичні, то втрати потужності не враховуються при розрахунку витрат.

Розраховуємо капіталовкладення K та річні експлуатаційні витрати для кожного варіанту схеми РП, передбачаючи встановлення вимикачів типу ВГБУ-220-40/2000У1 з вартістю $C_{ком} = 1242$ тис. грн.

Для схеми з двома системами збірних шин:

$$K = 12 \cdot 1272 = 15264 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 = 8,4 \cdot 15264 / 100 = 1282,176 \text{ (тис. грн.)}$$

Для схеми зв'язаних п'ятикутників:

$$K = 13 \cdot 1272 = 16536 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 = 8,4 \cdot 16536 / 100 = 1389,024 \text{ (тис. грн.)}$$

Очікувані збитки розраховуються за допомогою таблично-логічного методу, який полягає у визначенні математичного очікування кількості відключень елементів, що комутуються в РП (ліній, трансформаторів, генераторів), розділень РП на електрично-незв'язані частини, а також тривалості простою відключених елементів.

Якщо варіанти відрізняються лише за кількістю та схемою з'єднання вимикачів, а кількість трансформаторних з'єднань і ЛЕП однакова, то у розрахунках очікуваного збитку враховуються тільки показники надійності вимикачів. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку відмов вимикачів РП ω_1 та ω_2 , час відновлення відмовленого вимикача $T_в$, періодичність μ та тривалість планових ремонтів $T_п$, наведені в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Параметри вимикача

Напруга, кВ	Тип вимикача	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_в$, год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_п$, год.
		ω_1	ω_2			
220	Елегазовий	0,0125	0,005	100	0,2	150

Розрахунок очікуваного збитку $M(Z_6)$ проводиться згідно з певним алгоритмом.

У порівнюваних варіантах схем виділяються генераторні та лінійні вимикачі. Вимикачі, що відключають лінії електропередачі, класифікуються як лінійні, решта – як генераторні.

Визначаються параметри потоку раптових відмов цих вимикачів:

$$\omega_{г.в} = k_{рв} \cdot \omega_1; \quad \omega_{л.в} = k_{рв} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right), \quad (2.26)$$

де $k_{рв} = 0,6$ – коефіцієнт, що характеризує частку раптових відмов;

ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикача (таблиця 2.11);

l – довжина лінії електропередачі, км.

Розраховуються коефіцієнти ремонтного k_p і звичайного k_0 режимів роботи РП.:

$$k_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760}, \quad (2.27)$$

$$k_0 = 1 - n \cdot k_p, \quad (2.28)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У випадку відмови вимикача, елемент може бути знову введений в експлуатацію після T_0 (часу для перемикачів в РП) або після $T_{\text{вп}}$ (часу для введення в роботу одного з двох вимикачів, якщо один знаходився на плановому ремонті, а інший – в аварійному простой):

$$T_0 = T_{\text{вим}} + m \cdot T_p + T_{\text{бл}}, \quad (2.29)$$

де $T_{\text{вим}}$ – час, необхідний для визначення місця та характеру пошкодження на електростанціях $T_{\text{вим}} = 0,3$ год.

m – кількість роз'єднувачів, які необхідно відключити для ізоляції пошкодженого вимикача після відключення струму приєднання;

T_p – час для відключення роз'єднувача ($T_p = 0,1$ год.);

$T_{\text{бл}}$ – час пуску блоку з гарячого стану після зняття навантаження через відмову вимикача ($T_{\text{бл}} = 0,5$ год.).

Час одночасного простою відмовленого вимикача та вимикача, що перебуває на ремонті,

$$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - \frac{T_{\text{в}}^2}{2 \cdot T_{\text{п}}}, \quad (2.30)$$

Визначення математичного очікування кількості відмов генераторних вимикачів у звичайному та ремонтному режимах:

$$k_0 \omega_{\text{г.в}}; \quad k_p \omega_{\text{г.в}}, \quad (2.31)$$

$$k_0 \omega_{\text{л.в}}; \quad k_p \omega_{\text{л.в}}, \quad (2.32)$$

Збитки від перерв у електропостачанні через відмову вимикачів можна розрахувати за допомогою наступного виразу:

$$M(Z_o) = y_o \cdot \sum_{j=1}^n k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i, \quad (2.33)$$

де y_o – питомий збиток, $y_o = 4,8$ грн/кВт·год.;

k_j – коефіцієнт режиму схеми (k_o або k_p);

P_i – потужність, яка втрачається;

T_i – час простою елемента (T_o або $T_{вп}$).

Визначення приєднань, що втрачаються при виведенні одного вимикача в ремонт і одночасній відмові іншого вимикача, математичне очікування кількості відмов та тривалість відновлення відключених елементів для обох варіантів схем ВРП 220 кВ представлено в таблицях 2.12 і 2.14.

Розрахунок втрат потужності при відмові приєднань для обох варіантів схем ВРП 220 кВ наведено в таблицях 2.13 і 2.15.

Таблиця 2.13 – Обчислення втрат потужності, що виникають через відмову приєднань

Елемент, що відключився	ΔP , МВт	T , год	K_0		K_p	
			$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$
W1 G3	87,2	1	1	0	9	0
G1 W1	87,2	1	1	0	12	0
G1 AT1	87,2	1	0	1	0	9
G2 G3	200,2	1	0	1	0	9
W2 G2	87,2	1	1	0	12	0
W2 AT1	0	1	1	0	9	0
G4 AT2	87,2	1	0	1	0	9
G4 W3	87,2	1	1	0	12	0
G5 W3	87,2	1	1	0	9	0
W4 AT2	0	1	1	0	9	0
W4 G5	87,2	1	1	0	9	0
AT2 G3	920	1	0	1	0	5
G5 AT1	87,2	1	0	1	0	5
W2 AT1 D(G1 W1)	32,2	1	0	0	1	0
G5 AT1 D(G1 W1)	87,2	1	0	0	0	1
G2 W1 W3	200,2	1	0	0	1	1
W2 AT1 G1	87,2	1	0	0	1	1
AT2 W1 G3	87,2	1	0	0	0	1
G5 AT1 G1	200,2	1	0	0	0	1
G1 W1 G3	200,2	1	0	0	1	0
G2 G3 D(W1 G1)	200,2	1	0	0	0	1
AT2 G3 D(W1 G1)	87,2	1	0	0	0	1
AT1 G1 D(W2 G2)	87,2	1	0	0	0	1
W2 G2 AT1	87,2	1	0	0	1	0
AT1 G5 D(W2 G2)	87,2	1	0	0	0	1
G3 G2 AT2	200,2	1	0	0	0	1
G5 W2 AT1	87,2	1	0	0	0	1
AT2 W3 G4	87,2	1	0	0	0	1
W1 G3 D(G2 W2)	87,2	1	0	0	1	0
W2 G2 G3	200,2	1	0	0	0	1
AT2 G3 D(W2 G2)	87,2	1	0	0	0	1
W3 G4 G5)	200,2	1	0	0	1	0
W4 G5 D(W3 G4)	87,2	1	0	0	1	0
AT1 G5 D(W3 G4)	87,2	1	0	0	0	1
W4 G4 AT2	87,2	1	0	0	1	1
W3 G5 W4	145,2	1	0	0	2	0
G4 AT 2 G3	200,2	1	0	0	0	1
W3 G5 AT1	87,2	1	0	0	0	1
W4 AT2 D(W3 G4)	32,2	1	0	0	1	0
G3 AT2 D(W3 G4)	87,2	1	0	0	0	1
W4 G5 AT1	87,2	1	0	0	0	1
W4 AT2 G3	87,2	1	0	0	0	1
W3 G5 D(AT2 G4 W4)	81,2	1	0	0	1	0
W4 G5 D(AT2 G4 W3)	81,2	1	0	0	1	0
AT2 G4 D(G5 W3 W4)	87,2	1	0	0	0	1

Таблиця 2.15 – Обчислення втрат потужності, що виникають через відмову приєднань

Елемент, що відключився	ΔP , МВт	T , год	K_0		K_p	
			$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$
G6	0	1	0	1	0	0
G6 AT1 G3 G2 W2 G1 W1	313,3	1	2	4	22	50
AT2 G6 G5 W4 G4 W3	0	1	0	1	0	0
G6	200,2	66,6	0	1	0	9
G6 G1	81,2	66,6	0	1	0	12
G6 W1	113,2	66,6	1	0	11	1
G6 G2	81,2	66,6	0	1	0	12
G6 G3	81,2	66,6	0	1	0	12
G6 W2	113,2	66,6	1	0	11	0
G6 W3	0,2	66,6	1	0	11	1
G6 G4	81,2	66,6	0	1	0	12
G6 W4	0,2	66,6	1	0	11	1
G6 G5	81,2	66,6	0	1	0	12
G6 AT1	0	66,6	0	1	0	12
AT2 G6	0	66,6	0	1	0	12

Для схеми з двома системами збірних шин:

$$M(Z_6) = 1946,811 \text{ (тис. грн.)}$$

Для схеми зв'язаних п'ятикутників:

$$M(Z_6) = 54,599 \text{ (тис. грн.)}$$

Визначимо мінімальні загальні витрати для кожного варіанту схеми РП:

Для схеми з двома основними та однією обхідною системою шин:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_6) = 0,15 \cdot 15264 + 1282,176 + 1946,811 = 5509 \text{ (тис. грн.)}$$

Для схеми зв'язаних п'ятикутників:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_o) = 0,15 \cdot 16536 + 1389.024 + 54.599 = 3924 \text{ (тис. грн.)}$$

Кінцевий вибір варіанту здійснюється на основі даних таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Вибір варіанту на основі загальних витрат

Складові витрат, тис. грн.	Варіанти	
	Зв'язані пятикутники	2 системи ЗШ
Капітальні затрати	16536	15264
Щорічні витрати	1282,176	1389,024
Очікуваний збиток	1946,811	54,599
Розрахункові затрати	5509	3924

$$\delta = \frac{5509 - 3924}{5509} \cdot 100\% = 28,8\%$$

Варіанти розрахункових витрат Z_1 та Z_2 відрізняються на 28,8%, отже, кінцевим вибором слід вважати варіант РП 220 кВ «схема з двома основними та обхідною системами шин».

2.4.4 Схема власних потреб електростанції

Всі власні потреби на електростанції поділяються на блочні та загальностанційні, які живляться від робочих трансформаторів власних потреб. Блочне навантаження власних потреб забезпечується від відповідного блочного трансформатора, загальностанційне навантаження рівномірно розподіляється між трансформаторами всіх блоків. Резервне живлення власних потреб здійснюється від резервних магістралей, підключених до пускорезервних трансформаторів, секціонованих кожні 2-3 блоки, з двома секціями живлення для кожного блоку.

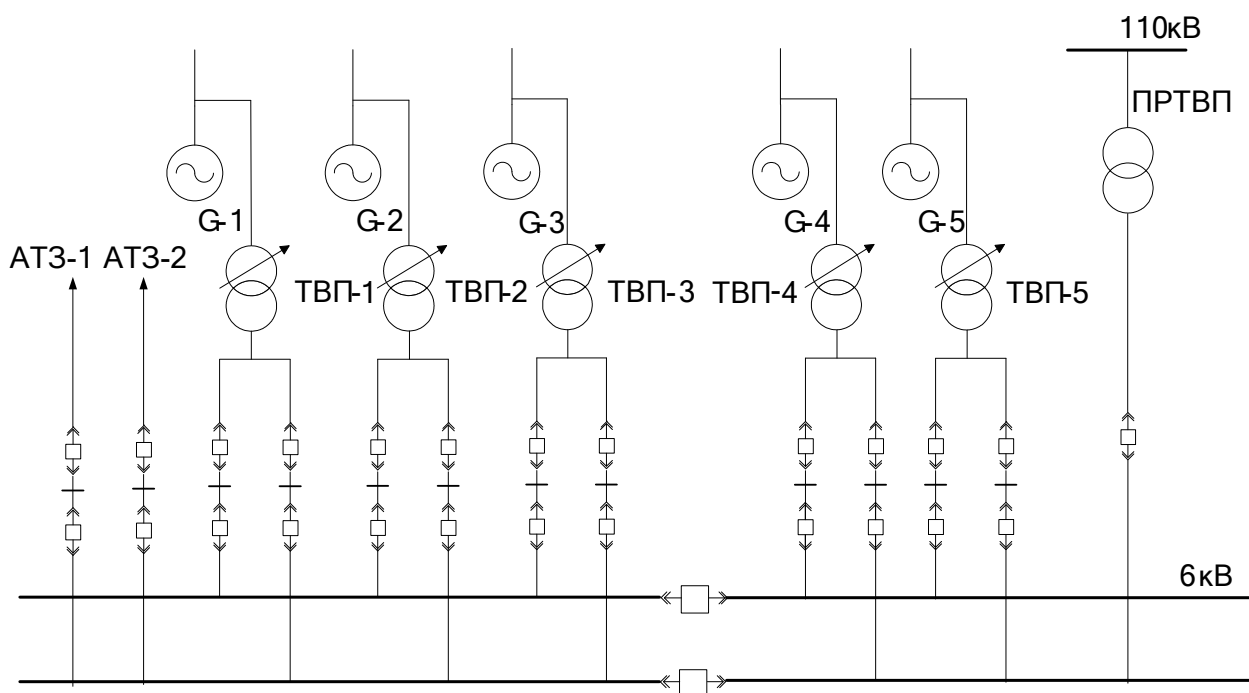


Рисунок 2.9. – Розгорнута структурна схема КЕС

2.5 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) необхідний для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для налаштування релейного захисту та автоматики.

2.5.1 Розрахункова схема установки

Створюємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій зазначаємо всі елементи, що впливають на струм КЗ, і позначаємо точки КЗ (рисунок 2.10).

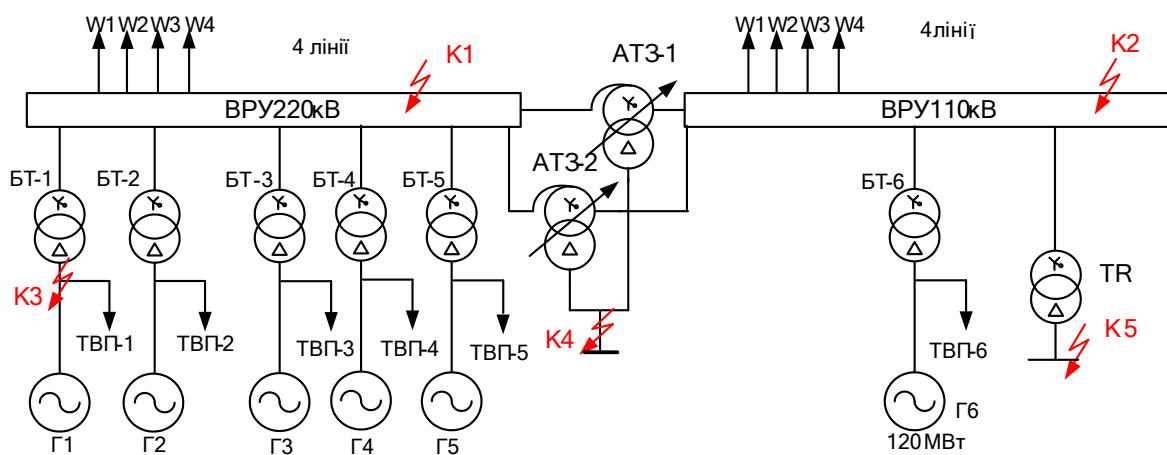


Рисунок 2.10 – Місцезнаходження точок короткого замикання

2.5.2 Електрична схема заміщення установки

На схемі електроустановки вказують точки, де можливе КЗ. Далі для обраної точки КЗ формується еквівалентна електрична схема заміщення, яка відображає вхідні дані розрахункової схеми, але замінює всі магнітні зв'язки електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути виражені у відносних або абсолютних одиницях. У разі використання абсолютних одиниць всі опори схеми мають бути в омах і приведені до однієї базової напруги. Це необхідно, коли між джерелом і точкою КЗ існують один або кілька ступенів трансформації.

Для використання відносних одиниць усі опори елементів схеми заміщення необхідно привести до одних і тих же базових умов.

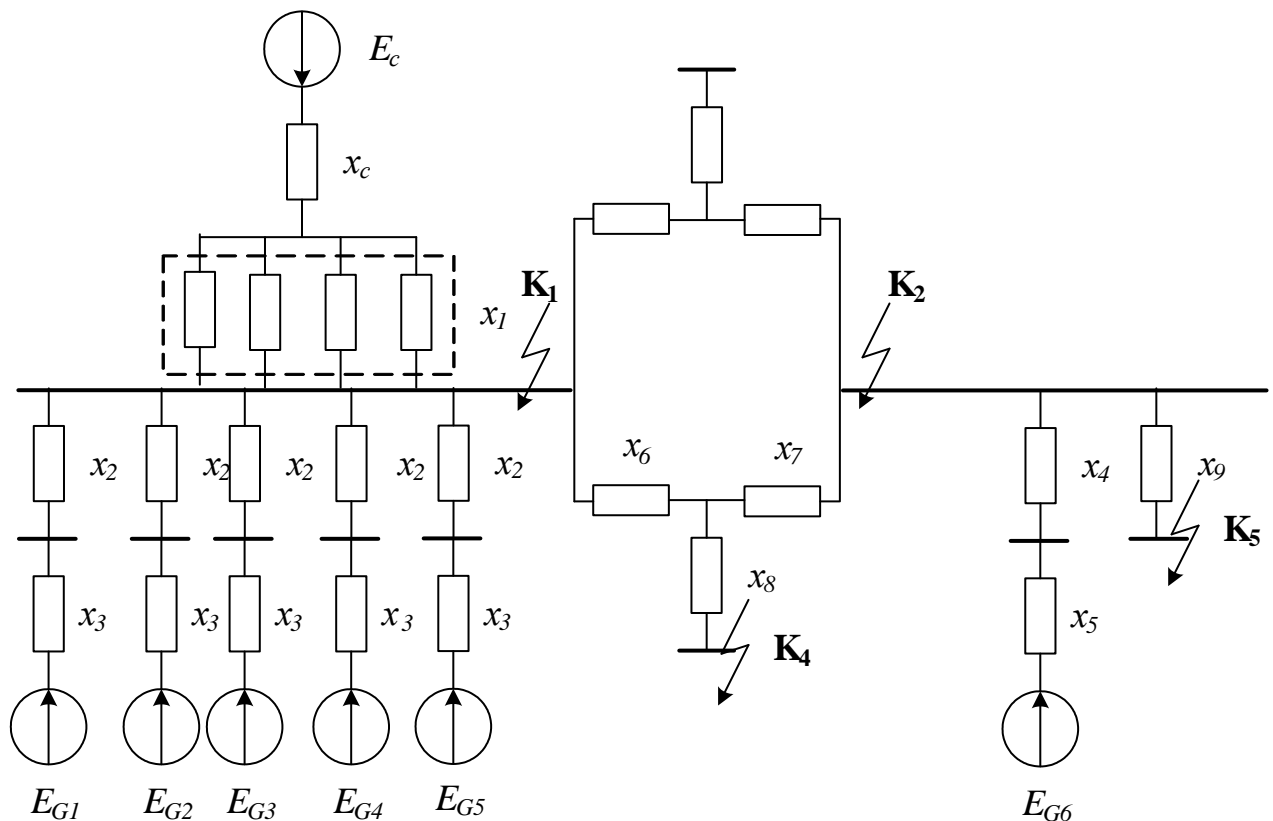


Рисунок 2.11 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

2.5.3 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення

Прийmemo $S_b = 1000$ (МВА).

Згідно з [1]

$$E''_{*G} = 1,13; E''_{*C} = 1; x_{num750} = 0,4 \text{ Ом/км};$$

Відповідно до завдання

$$x_{C*} = 0,2; l_c = 140 \text{ км}; S_{Cном} = 15000 \text{ МВА}; U_{BH} = 230 \text{ кВ}; U_{CH} = 121 \text{ кВ}.$$

Опір системи

$$x_c = x_{C*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Cном}} = 0,2 \cdot \frac{1000}{15000} = 0,013. \quad (2.33)$$

Опір ПЛЕП 220

$$x_1 = l_c \cdot x_{num220} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{BH}^2} = 140 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,059. \quad (2.34)$$

Опір блочних трансформаторів

$$x_2 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88, \quad (2.35)$$

$$x_4 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{100} = 0,84. \quad (2.36)$$

Опір АТЗ

$$u_{кв} = \frac{1}{2}(u_{к BH} + u_{к BC} - u_{к CH}) = \frac{1}{2}(45 + 11 - 28) = 14\%, \quad (2.37)$$

$$u_{кc} = \frac{1}{2}(u_{к BC} + u_{к CH} - u_{к BH}) = \frac{1}{2}(11 + 28 - 45) = -3,0 \approx 0\%, \quad (2.38)$$

$$u_{кн} = \frac{1}{2}(u_{к CH} + u_{к BH} - u_{к BC}) = \frac{1}{2}(45 + 28 - 11) = 31\%, \quad (2.39)$$

$$x_7 = x_{ATCH} = 0, \quad (2.40)$$

$$x_6 = x_{ATBH} = \frac{u_{кв} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,12, \quad (2.41)$$

$$x_8 = x_{ATHH} = \frac{u_{кн} \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{31}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 2,48. \quad (2.42)$$

Опір генераторів

$$x_3 = x_{d120}'' \frac{S_{\sigma}}{S_{ном G1000}} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,536, \quad (2.43)$$

$$x_5 = x_{dG120}'' \frac{S_{\sigma}}{S_{ном G120}} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,536. \quad (2.44)$$

Опір ПРТВП

$$x_9 = 1,875 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 14. \quad (2.45)$$

2.5.4 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для моменту часу

$t = 0$

Розрахунок точки К1. Еквівалентна схема заміщення станції для обчислення першої точки КЗ.

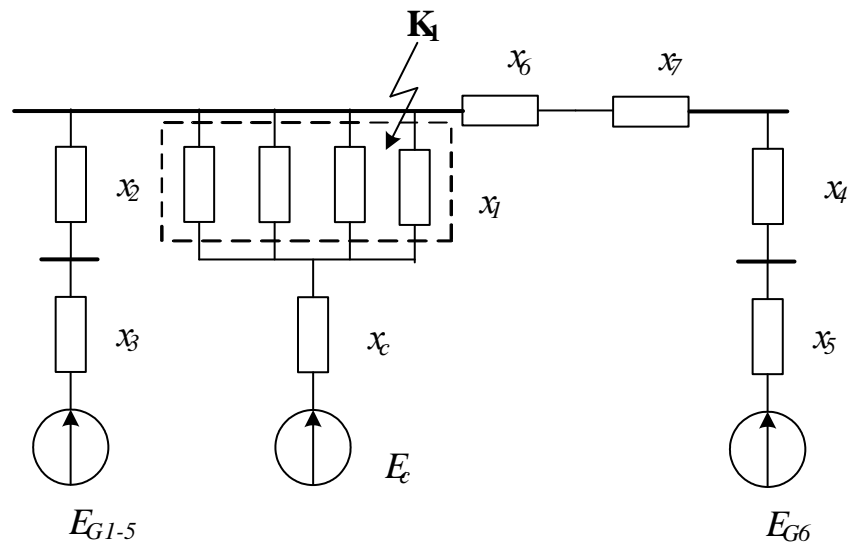


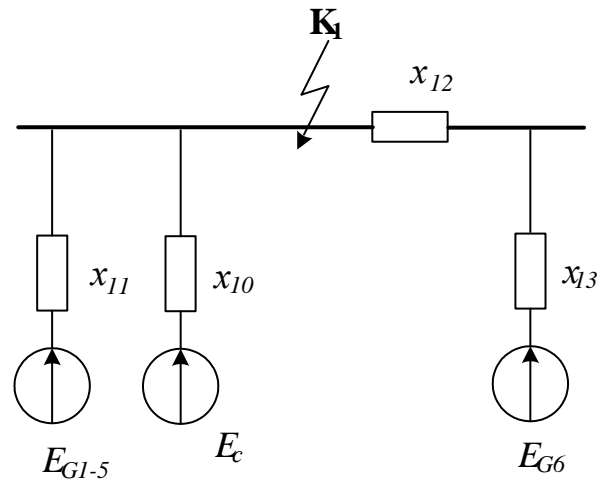
Рисунок 2.12 – Еквівалентна схема заміщення

Спрощення еквівалентної схеми заміщення станції для розрахунку першої точки КЗ (рисунок 2.13)

$$x_{10} = x_c + \frac{x_1}{4} = 0,013 + \frac{0,956}{4} = 0,278,$$

$$x_{11} = \frac{x_2 + x_3}{5} = \frac{1,536 + 0,88}{2} = 0,475,$$

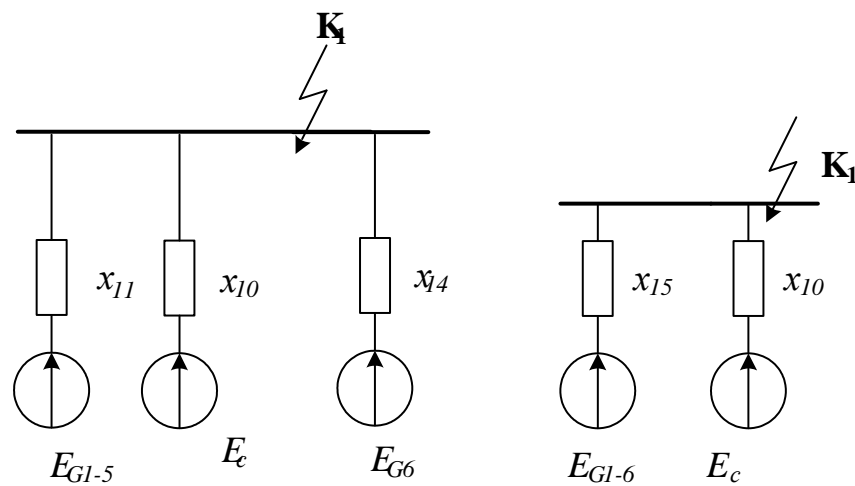
$$x_{12} = x_6 + x_7 = 1,12 + 0 = 1,12.$$

Рисунок 2.13 – Розташування точки K_1

Перетворення цієї схеми на більш простий варіант (рисунок 2.14)

$$x_{14} = x_{13} + x_{12} = 1,12 + 1,536 = 2,656,$$

$$x_{15} = \frac{x_{11} \cdot x_{14}}{x_{11} + x_{14}} = \frac{0,475 \cdot 2,656}{0,475 + 2,656} = 0,403$$

Рисунок 2.14 – Розташування точки K_1

Базовий струм

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}};$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичного струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{поГ}\Sigma} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\sigma}}{x_{13}};$$

$$I_{\text{поГ}\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 2,51}{0,403} = 7,038 \text{ (кА)},$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''_{*С} \cdot I_{\sigma}}{x_{14}};$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1 \cdot 2,51}{0,278} = 9,029 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків інших точок КЗ представлено в додатку А.

2.5.5 Обчислення ударного струму та періодичних і аперіодичних компонент струму КЗ в певний момент часу

Ударний струм КЗ зазвичай виникає через 0,1 секунди після початку КЗ і розраховується за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y, \quad (2.46)$$

де I_{n0} – початкова величина періодичної компоненти струму КЗ;

k_y – ударний коефіцієнт, що визначається постійною часу затухання аперіодичної компоненти струму КЗ.

Для КЗ на виводах генератора, постійна T_a може бути взята з довідника [1, таблиця 4.6]. Для типових точок електромереж значення T_a і k_y беруться з [1, таблиця 4.7].

Розрахунковий час для визначення струмів КЗ обчислюється як $\tau = t_{\text{ВЧ відкл}} + 0,01$ с, де $t_{\text{ВЧ відкл}}$ – власний час відключення вимикача, який зазвичай не перевищує 0,2 секунди.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (2.47)$$

Для визначення τ спочатку вибираються вимикачі.

Таблиця 2.17 – Тип вимикачів та значення часу τ

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{ВЧ.відкл}}, \text{с}$	$\tau, \text{с}$
ВРП 220 кВ	ВГБУ-220У1	0,035	0,045
ВРП 110 кВ	ВГБУ-110У1	0,035	0,045
ВП	ВР-6	0,035	0,045

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Значення періодичного струму КЗ в момент часу $t = 0$, часу τ , T_a та ударного коефіцієнту

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{но}}, \text{кА}$	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\frac{\tau}{T_a}}$
К ₁ (ВРП ВН)	Генератори	7,038	0,045	0,26	1,955	0,83
	Система	9,028	0,045	0,03	1,717	0,22
К ₂ (ВРП СН)	Генератори	5,05	0,045	0,26	1,955	0,83
	Система	2,324	0,045	0,02	1,608	0,1
К ₃ (Г-1)	Генератор 1	40,452	0,045	0,4	1,975	0,9
	Генератор 2-6	21,433	0,045	0,26	1,955	0,83
	Система	33,1	0,045	0,03	1,717	0,22
К ₄ (НН АТ)	Генератори	21,44	0,045	0,26	1,955	0,83
	Система	9,854	0,045	0,080	1,608	0,1
К ₅ (ПРТВП)	Система + генератор	6,444	0,045	0,048	1,818	0,4
	Двигун	7,367	0,060	–	1,65	-

Розрахунок компонент струму КЗ та ударного струму КЗ для всіх точок.

Точка КЗ – К₁:

Ударний струм:

$$i_{y\Gamma 1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}\Gamma} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 7,038 \cdot 1,955 = 19,459 \text{ (кА)},$$

$$i_{y\text{С}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}\text{С}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 9,028 \cdot 1,717 = 21,922 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}\Gamma} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma}}} = \sqrt{2} \cdot 7,038 \cdot 0,83 = 8,261 \text{ (кА)},$$

$$i_{a\text{С}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}\text{С}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\text{С}}}} = \sqrt{2} \cdot 9,028 \cdot 0,22 = 2,809 \text{ (кА)}.$$

Періодична компонента у момент часу $t = \tau$. Враховуючи безпосереднє зв'язання системи з точкою КЗ, виконується розрахунок:

$$I_{n\tau C} = I_{n0 C} = 9,028 \text{ (кА)}.$$

Обчислення періодичної компоненти струму КЗ [1, рисунок 4.2]:

1) Визначення номінального струму генератора, приведенного до рівня напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{срКЗ}}. \quad (2.49)$$

2) Знаходження відношення, для якого з кривої рисунок 4.2 [1] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходять відношення $I_{n\tau G} / I_{ноG}$, звідки отримуємо значення $I_{n\tau G}$.

$$I'_{номГ1-6} = \frac{6 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1,883 \text{ (кА)},$$

$$\frac{I_{по Г1-6}}{I'_{номГ1-6}} = \frac{7,038}{1,883} = 3,738, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{n\tau Г1-6}}{I_{по Г1-6}} = 0,91,$$

$$I_{n\tau Г1-6} = 0,91 \cdot 7,038 = 6,4 \text{ (кА)},$$

Результати розрахунків інших точок КЗ представлено в додатку Б.

2.5.6 Результати розрахунку струмів короткого замикання

Таблиця 2.19 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА	I_{nr} , кА	i_{ar} , кА	i_y , кА
К ₁ (ВРП ВН)	Генератори	7,038	6,4	8,26	19,5
	Система	9,028	9,028	2,81	21,9
	Сума	16,066	15,43	11,07	41,4
К ₂ (ВРП СН)	Генератори	5,05	4,900	5,93	13,96
	Система	2,324	2,324	0,33	5,29
	Сума	7,374	7,224	6,26	19,25
К ₃ (Г-1)	Генератор 2-6	21,433	21,433	25,16	59,3
	Система	33,1	33,1	10,3	80,374
	Сума Система + Г2-6	54,533	54,533	35,46	137,674
	Генератор 1	40,452	34,384	51,49	113
К ₄ (НН АТЗ)	Генератори	21,44	21,44	25,166	59,277
	Система	9,854	9,854	1,394	22,41
	Сума	31,3	31,3	26,56	81,69
К ₅ (ПРТВП)	Система + генератор	6,444	6,444	3,65	4,67
	Двигун	7,367	3,873	3,382	17,19
	Сума	13,811	10,317	7,032	21,86

У цьому розділі було здійснено розрахунок струмів короткого замикання за допомогою методів еквівалентних ЕРС та стандартних кривих. Досягнута точність розрахунків до 15% дозволяє здійснити вибір комутаційного обладнання, струмоведучих частин і т.д.

2.6 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Ключовим фактором термічної стійкості провідника є його допустима температура нагрівання під час КЗ.

Тепловий імпульс, який визначається в залежності від місця КЗ, може бути класифікований як віддалене КЗ, КЗ біля генераторів або КЗ біля групи потужних електродвигунів.

Для віддаленого КЗ тепловий імпульс КЗ визначається за виразом:

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (2.50)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення (час дії струму КЗ), $t_{\text{відкл}} = 0,2$ (див. [1] таблиця 2.18.).

Точка КЗ – К₁

$$B_k = 16,066^2 \cdot (0,2 + 0,035) = 60,657 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Результати розрахунків теплових імпульсів для інших точок КЗ представлено в додатку В та в таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Значення теплових імпульсів

Точка КЗ	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄	К ₅
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	60,66	12,8	26207	450	23,89

2.7 Вибір комутаційного обладнання

Всі компоненти РП електричної станції повинні ефективно працювати як в умовах стандартних режимів, так і при складних КЗ, забезпечуючи термічну та динамічну стійкість. Надійність роботи апаратів забезпечується заводом-виробником за умови їх правильного вибору. Вибір апаратів включає перевірку їх параметрів для тривалих робочих і короткочасних аварійних режимів.

Основні характеристики обладнання для тривалого робочого режиму включають номінальний струм і напругу.

2.7.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-220 кВ

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, приєднаних до ВРП-220 кВ:

струм генератора:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном } G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 0,345 \text{ (кА)}; \quad (2.51)$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{прон}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,9} = 0,656 \text{ (кА)}; \quad (2.52)$$

струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,432 \text{ (кА)}; \quad (2.52)$$

Вибір вимикача типу ВГБУ-220 У1 на основі ключових параметрів:

– по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: $220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$;

– по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$: $0,656 \text{ кА} < 2 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача:

$$i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n, \quad (2.53)$$

де β_n – нормативне значення наявності аперіодичної складової у вимикаючому струмі, %, визначається за кривою на рисунку 4.11 [1]: $\beta_n = 0,35$.

$$11,07 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,35 = 19,78 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення: $I_{нт} \leq I_{відкл \text{ ном}}$;

$$16,066 \text{ кА} < 40,0 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{n0} \leq I_{дин},$$

$$15,43 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$i_y \leq i_{дин},$$

$$41,4 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

де $I_{дин}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2];

$i_{дин}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

г) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m,$$

де B_k – тепловий імпульс струму КЗ;

I_m – середнє квадратичне значення струму за час його протікання за даними каталогу [2];

t_m – тривалість протікання струму термічної стійкості за даними каталогу [2].

$$60,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 276]: РНДЗ.1-220/1000 У1 по умовам:

- напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$;
- тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$; $0,656 \text{ кА} < 1,000 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

- на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{дин},$$

$$41,4 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

- на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m,$$

$$60,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.21 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 220 кВ	ВГБУ-220 У1	РНДЗ.1-220/1000 У1
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{p \max} = 0,656 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2,000 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,000 \text{ кА}$
$I_{н0} = 15,43 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{a\tau} = 11,07 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n = 19,78 \text{ кА}$	–
$I_{н\tau} = 16,066 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	–
$i_y = 41,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 60,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.7.2 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-110 кВ

Визначення робочого максимального струму елементів, приєднаних до ВРП-110 кВ:

струм генератора:

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном G}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95};$$

$$I_{p \max} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 0,69 \text{ (кА)};$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{прон}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} ;$$

$$I_{p \max} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 0,262 \text{ (кА)};$$

струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ;$$

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,984 \text{ (кА)};$$

Вибір вимикача типу ВГБУ-110 У1 на основі ключових параметрів:

– по напрузі установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$: $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$;

– по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{\text{ном}}$: $0,984 \text{ кА} < 2,0 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача ($\beta_n = 0,35$):

$$6,26 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,45 = 19,8 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$7,224 \text{ кА} < 40,0 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$7,374 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$19,25 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

г) на термічну стійкість:

$$12,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 274]: РНДЗ.1-110/1000 У1 по умовам:

- напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$;
- тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$; $0,984 \text{ кА} < 1,000 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

- на електродинамічну стійкість:

$$19,25 \text{ кА} < 80 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

- на термічну стійкість:

$$12,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.22 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 110 кВ	ВГБУ-110 У1	РНДЗ.1-110/1000 У1
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{p \max} = 0,984 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2,000 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,000 \text{ кА}$
$I_{нт} = 7,224 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{a\tau} = 6,26 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n = 19,8 \text{ кА}$	–
$I_{n0} = 7,374 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	–
$i_y = 19,25 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 12,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.7.3 Вибір вимикачів ВП

Визначення робочого максимального струму трансформатора власних потреб:

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном \text{ ТВП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{p \max} = \frac{10}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,962 \text{ (кА)}.$$

Вибір вимикача типу ВРС-6 на основі ключових параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $6,3 \text{ кВ} = 6,3 \text{ кВ}$;
- по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$; $0,962 \text{ кА} < 1,25 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача ($\beta_n = 0,35$):

$$26,56 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,35) = 75,54 \text{ кА},$$

умова виконується;

б) на симетричний струм відключення:

$$31,3 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$31,3 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$81,69 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

г) на термічну стійкість:

$$450 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.23 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Вимикач
ВП	ВРС-6
$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$
$I_{p \text{ max}} = 0,962 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,25 \text{ кА}$
$I_{n\tau} = 31,3 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 40 \text{ кА}$
$I_{n0} = 31,3 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 81,69 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 450 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Обрані комутаційні апарати забезпечують надійну комутацію елементів електричних схем у робочих та аварійних режимах.

2.8 Вибір струмоведучих частин

2.8.1 Вибір гнучких (збірних) шин 220 кВ

При виборі перерізів провідників необхідно враховувати витрати на провідниковий матеріал та втрати електроенергії в провідниках.

Найбільш потужні приєднання – це лінії, параметри яких визначаються за даними [1]

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{прон}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi};$$

$$I_{p \max} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 0,656 \text{ (кА)}.$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга РП.

Вибираємо шини з проводу 2×АС 240/32 [3, ст. 624], параметри

$$I_{\text{дон}} = 610 \text{ А}; \quad d = 21,6 \text{ мм}.$$

Перевірка гнучких шин ВРП-220 виконується за номінальним струмом найпотужнішого приєднання та за допустимим струмом:

$$I_{\text{дон}} = 1220,0 \text{ (А)} > I_{p \max} = 656 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин за умовами коронного розряду здійснюється за критерієм:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.54)$$

де m – коефіцієнт, який враховує нерівності на поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d/20 = 1,08$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,99 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розділених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.55)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, таблиця 4.6]

$$K = 1 + \frac{2 \cdot r_0}{a}; \quad (2.56)$$

$$K = 1 + \frac{2 \cdot 1,08}{30} = 1,072.$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розділених проводів у фазі [3, таблиця 4.6]

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a}; \quad (2.57)$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,08 \cdot 30} = 5,69 \text{ (см)}.$$

$D_{ср}$ – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{ср} = 1,26 \cdot D, \quad (2.58)$$

де D – відстань між фазами, см [1, таблиця 4.14].

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

$$U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 220 = 242 \text{ (кВ)},$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 4$).

$$E = 1,072 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{2 \cdot 1,08 \cdot \lg\left(\frac{504}{5,69}\right)} = 21,83 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,99 = 28,79 \text{ (кВ/см)} \approx 1,07 \cdot 21,83 = 23,36 \text{ (кВ/см)}.$$

Отже, провід 2×АС 240/32 відповідає умовам коронного розряду.

Перевірка шин на термічну дію не проводиться, оскільки вони виконані з голих проводів на відкритому повітрі.

Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться, оскільки $I_{n0}^{(3)} = 16,066 < 20$ кА та $i_y = 41,4$ кА < 50 кА.

Ділянка БТ1 – ВРП-220

Максимальний струм, що протікає через блочний трансформатор БТ-1 (аналогічно БТ-2, БТ-3, БТ-4, БТ-5):

$$I_{p \text{ max}} = \frac{S_{ном G}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,328 \text{ (кА)}.$$

Економічна густина струму для алюмінієвих проводів (з урахуванням тривалості використання максимального навантаження $T_{\max} = 6636,54$ год. > що перевищує 5000 годин) [1, таблиця 4.12] $j_{\text{ек}} = 1,0$.

Площа перерізу проводів, яка забезпечує мінімум загальних втрат:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{рном}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{0,328}{1,0} = 328 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо шини з проводу АС 330/30 [3, ст. 624], параметри

$$I_{\text{дон}} = 680 \text{ А}; \quad d = 24,8 \text{ мм.}$$

$$I_{\text{дон}} = 680,0 \text{ (А)} > I_{\text{р.мак}} = 328,0 \text{ (А)}.$$

$r_0 = d/20 = 1,24$ см – радіус проводу.

Перевірка шин по умовах корони

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,24}} \right) = 31,52 \text{ (кВ/см)},$$

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

$$0,9 \cdot 31,52 = 28,368 \text{ (кВ/см)} \approx 1,07 \cdot 26,48 = 28,334 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка шин на термічну дію не виконується, оскільки вони виконані з голих проводів на відкритому повітрі. Також не проводиться перевірка шин на електродинамічну стійкість.

Ділянка АТЗ – ВРП-220

Результати проведених розрахунків залишаються незмінними і детально викладені вище.

2.8.2 Вибір гнучких (збірних) шин 110 кВ

Вибір шин збору на ВРП-110 проводиться на основі робочого максимального струму найбільш потужного приєднання, при цьому найбільш потужним вважається АТЗ. Згідно [1]

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,5 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,984 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 600/72 [3, ст. 624], параметри

$$I_{дон} = 1050 \text{ А}; \quad d = 33,2 \text{ мм}.$$

Перевірка гнучкості шин ВРП-110 здійснюється на підставі робочого максимального струму найпотужнішого приєднання, зокрема, з урахуванням допустимого струму:

$$I_{дон} = 1150,0 \text{ (А)} > I_{p, \max} = 984 \text{ (А)}.$$

Радіус проводу

$$r_0 = d / 20 = 1,66 \text{ см}.$$

Розрахункова напруженість електричного поля

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

Середня геометрична відстань між проводами фаз

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

$$U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ (кВ)}.$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 1$).

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,66 \cdot \lg \left(\frac{378}{1,66} \right)} = 10,955 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 30,612 = 27,551 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 10,955 = 11,72 \text{ (кВ/см)},$$

Таким чином, провід АС 600/72 відповідає умовам коронного розряду. Перевірка на термічну дію не проводиться, оскільки шини зроблені з голих проводів на відкритому повітрі.

Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться, оскільки $I_{n0}^{(3)} = 7,374 < 20 \text{ кА}$ та $i_y = 21,95 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$.

Ділянка БТ-6 – ВРП-110

Максимальний струм, який протікає через блочний трансформатор БТ-6:

$$I_{p \text{ max}} = \frac{S_{ном G}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,656 \text{ (кА)}.$$

Площа перерізу проводів, яка забезпечує мінімум сумарних втрат:

$$q_{ек} = \frac{I_{pном}}{j_{ек}} = \frac{0,656}{1,0} = 656 \text{ мм}^2.$$

Радіус проводу

$$r_0 = d / 20 = 1,81 \text{ см}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 700/86, параметри

$$I_{дон} = 1180 \text{ А}; \quad d = 36,2 \text{ мм}.$$

$$I_{дон} = 1180,0 \text{ (А)} > I_{p, \text{max}} = 656,0 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин по умовах корони

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,81}} \right) = 30,36 \text{ (кВ/см)},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,81 \cdot \lg \left(\frac{378}{1,81} \right)} = 10,2 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 30,36 = 27,324 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 10,2 = 10,9 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини зроблені з голих проводів на відкритому повітрі, а перевірка на електродинамічну стійкість також не потрібна.

Дані розрахунків приведені вище і залишаються актуальними.

Перевірка на термічну дію не проводиться, оскільки шини виконані з голих проводів на відкритому повітрі, і перевірка на електродинамічну стійкість також не потрібна.

Ділянка ПРТВП – ВРП-110

Максимальний струм, що протікає через ПРТВП:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВП}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,0525 \text{ (кА)}.$$

Площа перерізу проводів, яка забезпечує мінімум сумарних втрат:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{p \text{ном}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{0,052}{1,0} = 52,5 \text{ мм}^2.$$

Радіус проводу:

$$r_0 = d / 20 = 0,57 \text{ см.}$$

Вибираємо шини з проводу АС 70/11, характеристики:

$$I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}; \quad d = 11,4 \text{ мм.}$$

$$I_{\text{дон}} = 265 \text{ (А)} > I_{p \max} = 52,5 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,69 \text{ (кВ/см)},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,57 \cdot \lg \left(\frac{378}{0,57} \right)} = 26,64 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 34,69 = 31,22 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,64 = 28,5 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані з голих проводів на відкритому повітрі, і перевірка на електродинамічну стійкість також не проводиться.

2.8.3 Вибір комплектних струмопроводів

Комплектні екрановані струмопроводи обираємо для ланцюгів генератора та на ділянці від шин власних потреб до ТВП і ПРТВП. Для з'єднання виводів генераторів з підвищувальними трансформаторами та ТВП використовуються комплектні пофазноекрановані струмопроводи.

Проводимо вибір на основі ключових параметрів генератора та трансформатора для власних потреб, перевірка відповідності проводиться згідно із заданими умовами:

$$i_y \leq i_{дин}.$$

Електродинамічна стійкість визначається амплітудою струму електродинамічної стійкості, яка має перевищувати розрахунковий ударний струм КЗ приєднання.

Вибираємо струмопровід для генератора ТВФ-120-2УЕЗ:

$$I_{ном} = 8,55 \text{ кА}; U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}; i_{дин} = 250 \text{ кА}.$$

Струм максимального режиму

$$I_{p \max} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 7,23 \text{ кА}.$$

Ударний струм в колі генератора

$$i_y = 113 \text{ кА} < i_{дин} = 250 \text{ кА},$$

$$I_{max} = 7,23 \text{ кА} < I_{ном} = 8,55 \text{ кА}.$$

Таким чином, струмопровід відповідає номінальним параметрам генератора ТВФ-120.

Результати вибору комплектних струмопроводів наведено в таблиці 2.24.

Таблиця 2.24 – Вибір комплектних екранованих струмопроводів для турбогенератора ТВФ-120-2У3

Параметри	ГРТЕ-10-8550-250
Тип турбогенератора	ТВФ-120-2У3
Номінальна напруга, кВ: турбогенератора	10
струмопроводу	10
Номінальний струм, А: турбогенератора	7230
струмопроводу	8550
Електродинамічна стійкість, кА	250
Струмоведача шина $d \times S$, мм	280×12
Кожух (екран) $D \times \delta$, мм	750×4
Між фазна відстань, мм	1000
Тип опорного ізолятора	ОФР-20-375с
Крок між ізоляторами, мм	2500-3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗОМ-1/10
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШ-20-10000/5
Гранична довжина монтажного блоку або секції, м	8
Маса 1 м однієї фази, кг	90
Вартість 1 м однієї фази, грн.	1680

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму та напруги використовуються для пониження первинного струму та напруги до стандартних рівнів, зручних для вимірювальних приладів та реле, а також для ізоляції вимірювальних ланцюгів та систем захисту від первинних кіл високої напруги.

2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювальних трансформаторів струму на прикладі трансформатора струму, встановленого на ЛЕП 220 кВ.

Перелік необхідних вимірювальних приладів визначається за таблицею 4.11 [3]. Вибираємо вбудований трансформатор струму ТВ-220, параметри $U_{\text{ном}} = 220$ кВ; $I_{\text{ном}} = 1000$ А; $Z_{2\text{ном}} = 20$ Ом; $i_{\text{дин}} = 50$ кА; $I_{\text{тер}} = 50$ кА; $t_{\text{тер}} = 3$ с, клас точності 0,5.

Його перевірку проводимо за умовами:

– по напрузі установки:

$$U_{уст} = 220 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 220 \text{ кВ};$$

– по допустимому струму:

$$I_{p \max} = \frac{P_{прон}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 0,656 < I_{1ном} = 1000 \text{ А}$$

– по електродинамічній стійкості:

$$i_y = 41,4 \leq i_{дин} = 50 \text{ кА};$$

– по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

$$60,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 50^2 \cdot 3 = 7500,0 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

– по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{пр} + R_k + R_{з.пров}$ – розрахункове навантаження;

R_k – опір контактів [1] ($R_k = 0,1 \text{ Ом}$);

$R_{з.пров}$ – опір з'єднувальних проводів;

$\Sigma Z_{пр} = \Sigma S_{пр} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (таблиця 2.25).

Таблиця 2.25 – Тип та навантаження вимірювальних приладів

№	Назва приладу	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
2	Ватметр	Д-305	0.5	–	0.5
3	Варметр	Д-305	0.5	–	0.5
4	Датчик активної потужності	Е-829	1	–	1
5	Датчик реактивної потужності	Е-830	1	–	1
Сумарне значення			2,1	0,1	2,1

З таблиці 2.25 видно, що найбільш завантажені трансформатори струму - фази А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{np} = \Sigma S_{np} / I_{2н}^2 = 2,1 / 1^2 = 2,1 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{з.пров.} = Z_{2н} - \Sigma Z_{np} - R_{\kappa} = 20 - 2,1 - 0,1 = 17,8 \text{ (Ом)}.$$

Переріз кабелю, мм²:

$$q = \rho \cdot l_{розр} / R_{з.пров.}$$

Відповідно [3], для електростанцій з генераторами 1000 МВт використовуються мідний кабель (питомий опір міді $\rho = 0,0175$), орієнтовна довжина 150 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1]: $l_{розр} = 150$ м; тоді:

$$q = 0,0175 \cdot 150 / 17,8 = 0,147 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибір контрольного кабелю КРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм².

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,5} + 0,1 + 2,1 = 3,95 \text{ Ом} < Z_{2н} = 20 \text{ (Ом)}.$$

Вибір інших трансформаторів струму проводиться аналогічно. Результати вибору представлено в таблиці 2.26.

Таблиця 2.26 – Місце встановлення трансформаторів струму

№	Місце встановлення	Тип трансформатора струму
1	На генераторі ТВФ-120-2У3	ТШ-20-10000/5
2	ВРП-220 кВ	ТВ-220
3	ВРП-110 кВ	ТВ-110
4	На стороні ВН АТЗ	ТВТ-220
5	На стороні СН АТЗ	ТВТ-110
6	На виводах БТ-6	ТВТ-110
7	На виводах БТ-1-5	ТВТ-220
8	В системі ВП	ТШЛ-10

2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) вибираються залежно від напруги установки. Наприклад, вибір ВТН, встановленого на ЛЕП 220 кВ.

Приймаємо трансформатор напруги: НКФ-220-58У1 $U_{н1} = 10,5$ кВ.

$$U_{1ном} = 220000/\sqrt{3} \text{ кВ};$$

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

$$U_{2дод} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2ном,0,5} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Перевірка цього трансформатора за вторинним навантаженням:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 400$ (В·А) (в класі точності 0,5 [2]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

$S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення вторинного навантаження трансформатора напруги $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантажень (таблиця 2.27). Перелік необхідних вимірювальних приладів взято з [3], типи та потужності приладів з [2], схема підключення приладів показана на рисунку 2.15.

Таблиця 2.27 – Тип вимірювальних приладів

Назва приладу	Тип	S од- нієї коту- шки, В·А	К-ть кот. кот.	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	P , Вт	Q , В·Ар
Ватметр	Д- 335	1,5	2	1	0	3	–
Варметр	Д- 335	1,5	2	1	0	3	–
Датчик активної потуж- ності	Е-829	10	–	1	0	10	–
Датчик реактивної потуж- ності	Е-830	10	–	1	0	10	–
Лічильник активної енер- гії	И680	2,0	2	0,38	0,925	2	4,87
Фіксувальний прилад	ФИП	3	-	1	0	3	-
Сумарне значення						31	4,87

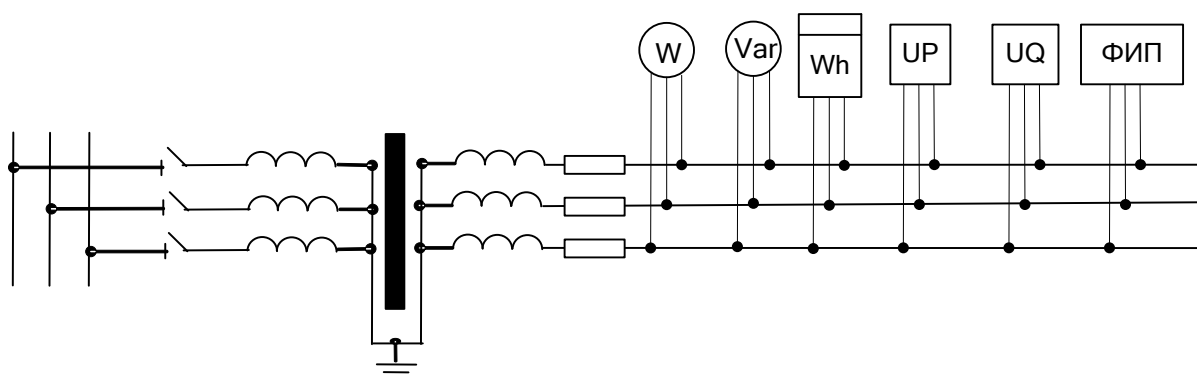


Рисунок 2.15 - Схема включення приладів

Розрахункове навантаження

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{31^2 + 4,87^2} = 31,38 \text{ (В·А)},$$

$$S_{2розр} = 31,38 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2н} = 400 \text{ (В}\cdot\text{А)},$$

Умова виконана, трансформатор працюватиме в обраному класі точності.

Результати вибору інших трансформаторів напруги представлені в таблиці 2.28.

Таблиця 2.28 – Тип вимірювальних приладів

Місце встановлення	Тип	$U, \text{ В}$	$U_{2н}, \text{ В}$
ТВФ-120-2У3	ЗНОМ-15-63У2	$10500 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$
ВРП-220 кВ	НКФ-220-58У1	$220000 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$
ВРП-110 кВ	НКФ-110-48У1	$110000 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$
В системі ВП	ЗНОЛ.09-6У2	$6600 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$

2.10 Вибір розрядників

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від перенапруг, які можуть виникати через комутаційні події або атмосферні впливи. Вибір розрядників проводиться з урахуванням класу напруги установки. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються на клас напруги нижче, ніж в установці.

Вибрані моделі розрядників занесені до таблиці 2.29

Таблиця 2.29 – Параметри обраних розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ-1-5 з боку ВРП-220 кВ	ОПН-220У1
Виводи БТ-1-5 з боку генераторів	РВМ-15У1
Виводи БТ-6 з боку ВРП-110 кВ	ОПН-110У1
Виводи БТ-6 з боку генераторів	РВМ-15У1
ЛЕП 110 кВ	ОПН-110У1
Виводи СН АТ	ОПН-110У1
Виводи ВН АТ	ОПН-220У1
ЛЕП 220 кВ	ОПН-220У1
Виводи ПРТВП	ОПН-110У1
Виводи TV з боку ВРП-220 кВ	ОПН-220У1
Виводи TV з боку ВРП-110 кВ	ОПН-110У1
Нейтраль трансформатора БТ-6	ОПН-35У1
Нейтраль трансформатора БТ-1-5	ОПН-110У1

Місця встановлення розрядників на головній схемі електричних з'єднань електростанції зазначені на рисунку 2.16.

2.11 Вибір високочастотних загороджувачів

Встановлюємо високочастотні загороджувачі на лініях електропередач 220 та 110 кВ, вибираючи їх за номінальним струмом та напругою.

Максимальний струм в лінії 220 кВ:

$$I_{\max 220} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 0,656 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо загороджувач [2, с.362] ВЗ-1250-0,5У1.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 0,656 \text{ кА} < 1,250 \text{ кА},$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість

$$i_y \leq i_{\text{дин}},$$

$$41,4 \text{ кА} < 80 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість

$$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad 60,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі параметри відповідають вимогам. Результати вибору високочастотних загороджувачів для ліній 220 та 110 кВ наведені в таблиці 2.30.

Таблиця 2.30 – Вибір високочастотних загороджувачів

Розрахункові дані	Високочастотний загороджувач
ВРП – 220 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 0,656 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1,250 \text{ кА}$
$i_y = 41,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 60,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП – 110 кВ	ВЗ-630-0,5У1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 0,262 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 0,63 \text{ кА}$
$i_y = 19,25 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 12,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.12 Вибір установки постійного струму

Для живлення систем управління, сигналізації, автоматики, а також для живлення найважливіших механізмів на КЕС передбачено використання постійного струму. На проєктованій КЕС встановлюється одна акумуляторна батарея на два енергоблоки, яка працюватиме в режимі постійного підзаряду.

Визначаємо загальноблокову акумуляторну батарею для блоку потужністю 120 МВт. Розрахунок її навантаження [4] наведений у таблиці 3.31.

Вибираємо для встановлення акумуляторну батарею типу СК, яка буде функціонувати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором (рисунок 2.17).

Розрахункова тривалість аварійного навантаження становить 0,5 години. Згідно з джерелом [3] встановлюємо: номінальна напруга на шинах установки $U_{ш} = 230$ В, напруга на елементі при підзарядці $U_{кз} = 2,15$ В, розрахункова температура електроліту $+25^{\circ}$ С.

Таблиця 2.31 – Підрахунок навантаження блоку 120 МВт

Електроприймач	К-ть	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_{т},$ А
Постійне навантаження	–	–	–	30	–	30	30
Аварійне освітлення	–	–	–	200	–	200	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонаосу ущільнень генератора	2	8	43,5	40	120	70	–
Електродвигун аварійного маслонаосу змазки турбін	2	14	73,5	73	184	146	368
Разом		29,2				476	428

Розрахуємо кількість елементів батареї:

– основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки)

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{нз}} = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108.$$

– загальна кількість елементів батареї

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p} = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130,$$

де $U_p = 1,75$ В [1] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

– додаткових

$$n_{\text{дод}} = n - n_0 = 130 - 108 = 22.$$

У режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 В до шин підключається:

$$n_{\text{min}} = 230 / 2,7 = 85.$$

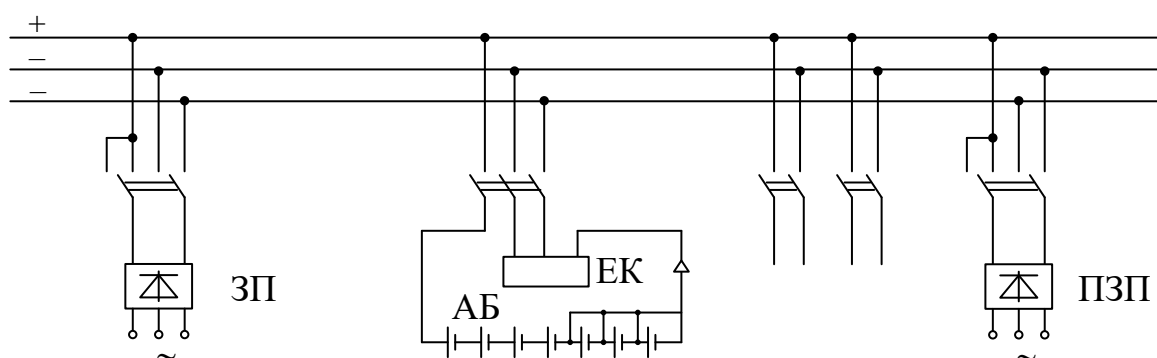


Рисунок 2.17 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором для режиму постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗП – зарядний пристрій; Д – привідний електродвигун змінного струму).

На основі тривалості аварійного навантаження обираємо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j,$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;

$I_{\text{ав}}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25$ А/Н [1] – допустиме навантаження аварійного розряду в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 476 / 25 = 19,92.$$

Вибираємо батарею типу СК-20 згідно з джерелом [1]: $N = 20$ для забезпечення необхідної потужності.

Перевіряємо акумуляторну батарею за струмом короточасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46,$$

$$N = 428 / 46 = 9,3 < 20,$$

умова виконується, отже залишаємо типовий номер 20.

Перевірка акумуляторної батареї за допустимою напругою в умовах короточасного аварійного навантаження:

$$j > I_T / N,$$

де j – Визначається на основі даних з кривих, представлених на рисунку 6.2 [1], для основних елементів системи, з метою забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача, яка становить 85% від номінальної напруги $U_{ном}$, враховуючи при цьому падіння напруги в кабелі на рівні 5% від $U_{ном}$.

$$j = 25 \text{ A} / N > \frac{428}{20} = 21,4 \text{ A/N},$$

умова виконується.

Остаточо вибрано для встановлення акумуляторну батарею СК-20.

Підзарядний пристрій вибирається згідно з розрахунковими значеннями струму та напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду встановлюється на рівні 0,15 від N , згідно з [1]. Відповідно, це визначає розрахунковий струм підзарядного пристрою для основних елементів батареї:

$$I_{пзп} = I_{пост} + 0,15 \cdot N,$$

де $I_{пост}$ – струм постійно включеного навантаження (таблиця 3.31).

$$I_{пзп} = 20 + 0,15 \cdot 20 = 23 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0;$$

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

В якості ПЗП використовуємо агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80.

Додаткові елементи у нормальному режимі навантаження не виконують жодної функції. Таким чином, розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою для додаткових елементів:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N,$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 20 = 4,0 \text{ (А)},$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}},$$

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

Оптовий вибір використовуємого пристрою включає автоматичний ПЗП моделі АРН-3, який надходить у комплекті з контрольною панеллю для автоматичного регулювання напруги, відомою як ПЭХ-9045-00А2.

Також міститься інформація про номінальний струм і напругу зарядного устаткування:

$$I_{\text{зп}} = 20 + 5 \cdot 20 = 120 \text{ А},$$

$$U_{\text{зп}} = U_3 \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В}.$$

Вибір падає на зарядний пристрій моделі ТППС-800.

Вибрана нами акумуляторна батарея відповідає усім встановленим технічним критеріям та здатна забезпечити функціонування станції на необхідний період до відновлення стандартного режиму роботи.

2.13 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП 220 кВ

Захист від блискавки забезпечується за допомогою стержневих блискавководвідів (БВ). Для визначення зон захисту використовуємо метод графічного розрахунку.

h_x – найвища точка устаткування, яке потрібно захистити від блискавки; h – висота встановленого блискавководу; L – інтервал між розташуванням окремих блискавководів.

h_x , h , L – визначення базується на обраному варіанті схеми ВРП.

r_x – радіус області, що охоплюється захистом від одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

h_0 – максимальна межа захищеної зони, м:

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

b_x – ширина найвужчої ділянки між двома блискавководами, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,25 \cdot (h_0 - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

R – радіус кривої, що з'єднує верхівки двох БВ і точку на висоті, розташовану на перпендикулярі від середини відстані між ними h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, \text{ (м).}$$

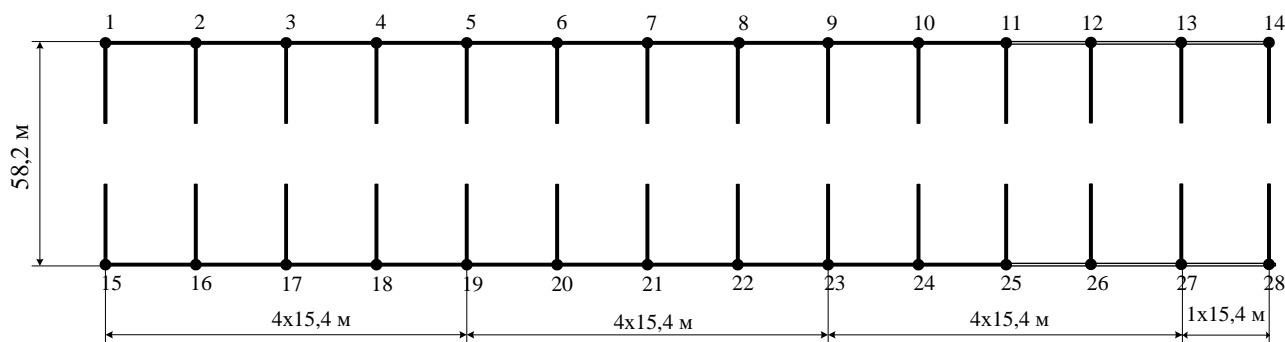


Рисунок 2.18 – План ВРП-220

Проведемо розрахунки всіх значень, необхідних для створення зон захисту:

$$h_x = 17 \text{ м}, h = 32 \text{ м}, L = 15,4 \times 13 \text{ м},$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) = 1,5 \cdot (32 - 1,25 \cdot 17) = 16,125 \text{ м},$$

$$h_0 = 4 \cdot 32 - \sqrt{9 \cdot 32^2 + 0,25 \cdot 15,4^2} = 31,7 \text{ м},$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) = 3 \cdot (31,7 - 1,25 \cdot 17) = 31,35 \text{ м},$$

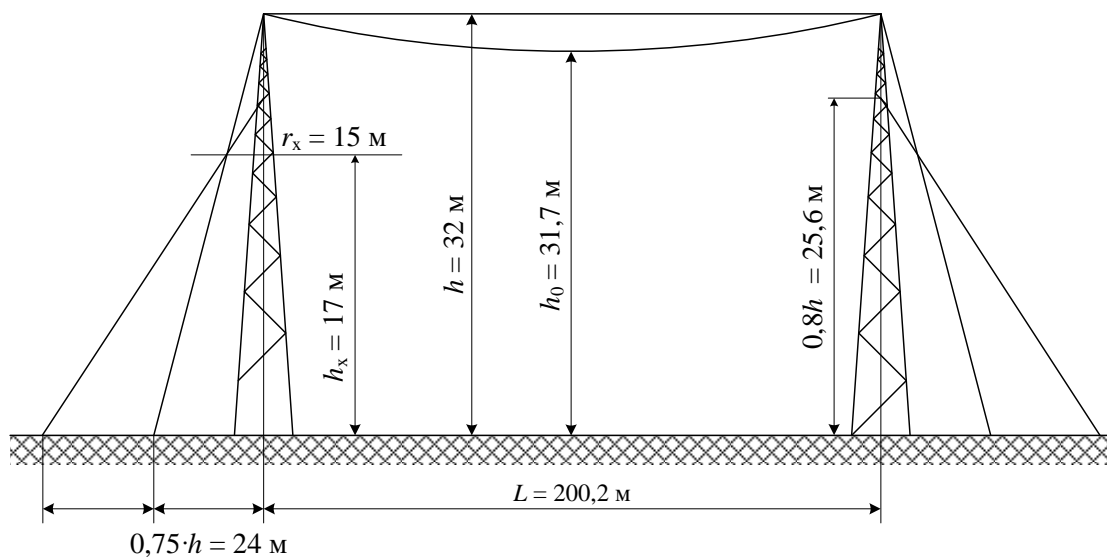
$$R = 4 \cdot 32 - 31,7 = 96,3 \text{ м}.$$

Для інших пар блискавковідводів розрахунки виконуються так само, а результати будуть представлені у таблиці 2.32.

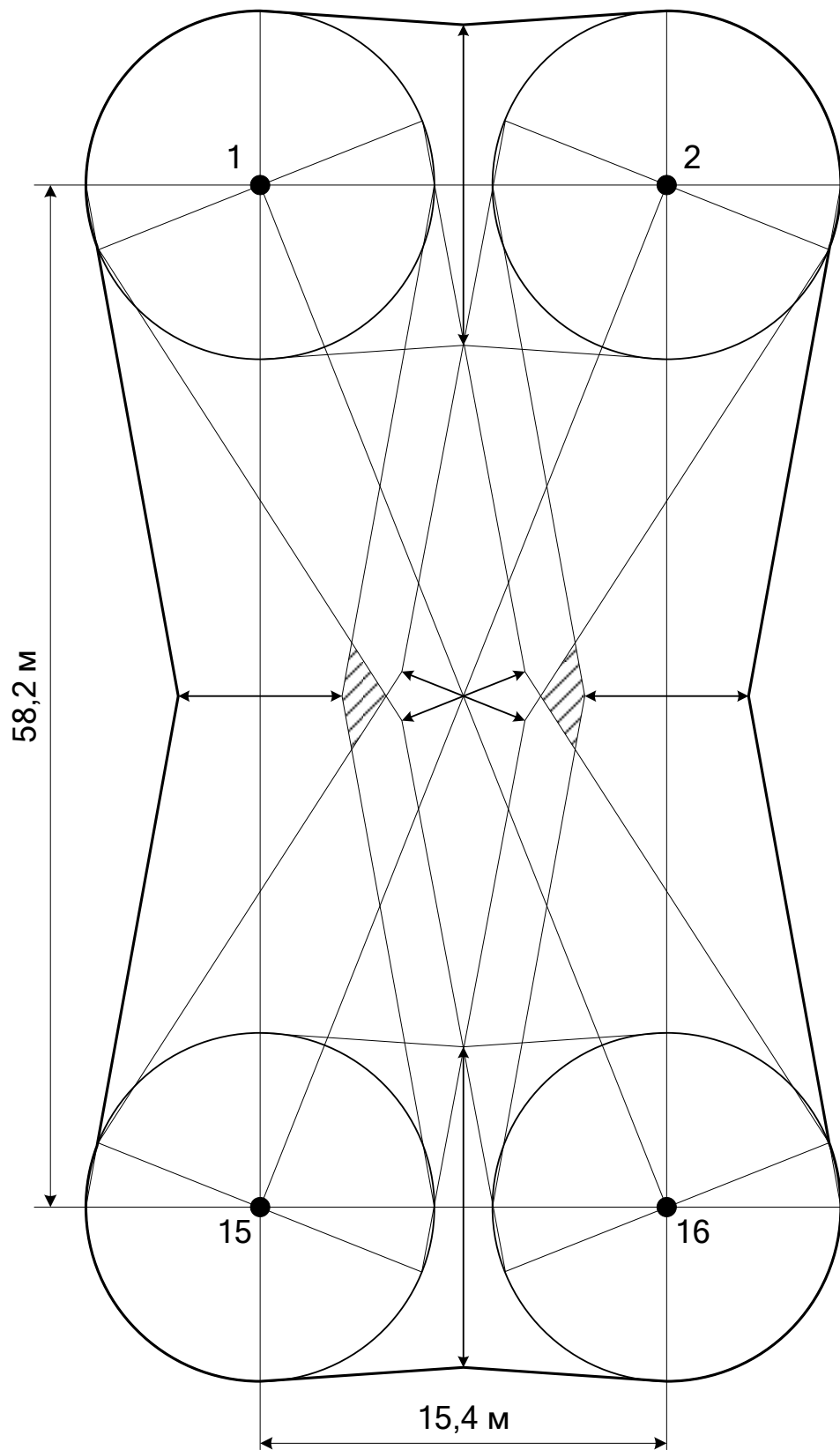
Таблиця 2.32 – Розраховані величини

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 15-16	15,4	31,7	31,35	15,0
1-16, 2-15	60,2	27,4	18,45	15,0
1-15, 2-16	58,2	27,68	19,29	15,0

Намалюємо на плані створені зони захисту (див. рисунок 2.19 а, б). У разі непокритих зон, збільшимо висоту БВ.



а) – вид збоку



б) – вид зверху

Рисунок 2.19 – Зони захисту від блискавки для РП, забезпечені блискавковідводами

Розрахований захист від блискавки забезпечить безпеку всього обладнання на ВРП.

2.14 Розрахунок заземлення для ВРП 220 кВ

Вхідні дані для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-220 кВ
Площа, м ²	14688 (72×204)
Питомий опір верхнього (ρ_1) та нижнього (ρ_2) шарів ґрунту, Ом·м	150, 30
Товщина верхнього шару ґрунту (h), м	2
Глибина закладання ЗП (t), м	0,7

Визначимо величини

Найменування параметру	ВРП-220 кВ
Кількість вертикальних заземлювачів (n_B), шт	40
Довжина вертикального заземлювача (l_B), м	3,5
Середня відстань між вертикальними заземлювачами (a), м	16,10
\sqrt{S} , м	121,19
$\frac{\rho_1}{\rho_2}$	5,00
$\frac{a}{l_B}$	4,0
$(h-t)/l_B$	0,371
$(l_B+t)/\sqrt{S}$	0,035

Опір системи заземлення [3,4]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{екв.}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв.}}{L_\Gamma + L_B}, \quad (2.58)$$

де A – функція відношення $(l_B+t)/\sqrt{S}$;

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

L_Γ , L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних елементів заземлення, м;

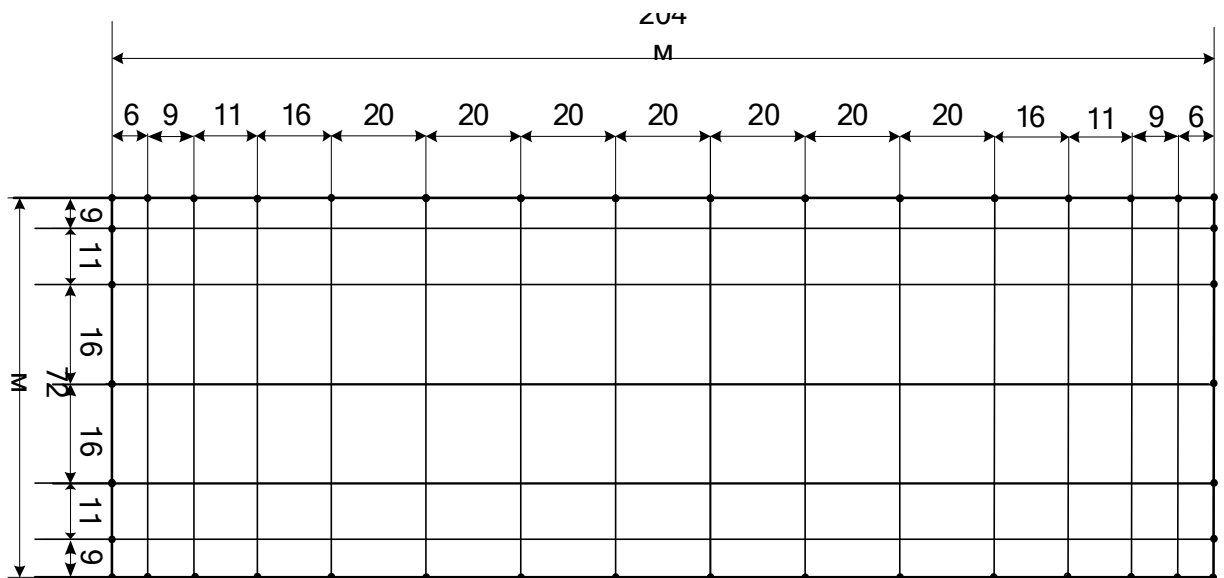


Рисунок 2.20- Схема заземлення для ВРП на 220 кВ

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (2.59)$$

$$A_1 = 0,444 - 0,84 \cdot 0,035 = 0,415.$$

З таблиці 7.6 [3] визначаємо, що:

$$\rho_{екв.1} / \rho_1 = 1,8,$$

$$\rho_{екв.1} = 1,8 \cdot 150 = 270 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

$$L_\Gamma + L_B = (204 \cdot 14 + 72 \cdot 7) + 3,5 \cdot 40 = 3500 \text{ м}.$$

Опір системи заземлення:

$$R_3 = 0,415 \cdot \frac{270}{121,19} + \frac{270}{3500} = 1,0 \text{ Ом} > R_{з\dot{д}он} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Наявність природних заземлювачів на території ВРП:

а) системи «трос-опори»:

$$R_{n1} = 1,0 \text{ Ом};$$

б) фундаменти опор:

$$R_{n2} = 1,3 \text{ Ом}.$$

Підключення природних заземлювачів до системи заземлення:

$$R'_3 = \frac{1,0 \cdot 1,3 \cdot 1,0}{1,0 \cdot 1,3 + 1,0 \cdot 1,0 + 1,3 \cdot 1,0} = 0,361 \text{ Ом} < R_{3\partial on} = 0,5 \text{ Ом}.$$

3 ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ.

В сучасному світі електроенергія відіграє рішучу роль у забезпеченні розвитку та функціонуванні нашого суспільства. Зростаючий попит на цю ресурсну необхідність вимагає розвитку нових і вдосконалення існуючих електроенергетичних систем. У цьому контексті конденсаційні електростанції потужністю 720 МВт виявляються важливою ланкою енергетичної інфраструктури, а електрична частина цих станцій, разом із кабельними лініями, грають рішучу роль у забезпеченні надійності та ефективності електропостачання.

Кабельні лінії є необхідною частиною систем електропередачі та розподілу, які забезпечують транспортування електроенергії від генеруючих джерел до споживачів. Вони виставлені на випробування на найвищі вимоги надійності та стабільності, оскільки будь-який перебіг у їх роботі може призвести до серйозних перебоїв у постачанні електроенергії, що може мати негативний вплив на суспільство та економіку.

У даному дослідженні ми ретельно проаналізуємо електричну частину конденсаційної електростанції потужністю 720 МВт з фокусом на особливостях експлуатації кабельних ліній. Ми розглянемо технічні та технологічні аспекти цих систем, їхню роль у забезпеченні стабільності постачання електроенергії, а також важливість планування, обслуговування та модернізації кабельних мереж для забезпечення їх довготривалої і безперебійної роботи.

Це дослідження спрямоване на розуміння та підвищення ефективності кабельних ліній у контексті конденсаційних електростанцій, що допоможе нам краще розуміти їхню роль у сучасній енергетичній системі та сприятиме досягненню більш стабільного та надійного електропостачання.

3.1 Роль кабельних ліній у системі подачі електроенергії з конденсаційної електростанції.

Кабельні лінії грають важливу роль у системі подачі електроенергії з конденсаційної електростанції, забезпечуючи надійний та безперебійний транспорт електричної енергії від генераторів до пунктів споживання. Розглянемо їхню роль та технічні аспекти:

Транспорт потужності: Кабельні лінії дозволяють транспортувати великі потужності електроенергії з електростанції до споживачів на значні відстані. Це особливо важливо для конденсаційних електростанцій з високою потужністю, які виробляють велику кількість електроенергії.

Зниження втрат: Кабельні лінії дозволяють зменшити втрати електроенергії під час транспортування, оскільки вони можуть бути ізольованими та мають низький коефіцієнт втрати електроенергії. Це особливо важливо для забезпечення ефективного використання електроенергії.

Стабільність постачання: Кабельні лінії допомагають забезпечити стабільність постачання електроенергії до споживачів. Вони дозволяють подавати енергію на великі відстані без впливу зовнішніх чинників, таких як погодні умови або електромагнітні перешкоди.

Захист від зовнішніх впливів: Кабельні лінії зазвичай мають захистні оболонки та ізоляцію, які захищають їх від зовнішніх впливів, включаючи вологу, корозію, механічні пошкодження та інші небезпеки.

Керована передача: Кабельні лінії дозволяють керувати інтенсивністю передачі електроенергії та регулювати навантаження в системі в залежності від потреб споживачів та оперативних умов.

Ізоляція від оточення: Кабельні лінії ізольовані від зовнішнього середовища, що забезпечує безпеку експлуатації та запобігає ураженню струмом.

Загалом, кабельні лінії є важливим компонентом системи передачі електроенергії з конденсаційних електростанцій. Вони дозволяють ефективно та надійно транспортувати великі потужності електроенергії до споживачів, забезпечуючи стабільне та безперебійне електропостачання.

3.2 Ремонт кабельних ліній

Загальні вказівки по ремонту

Під час експлуатації кабельних ліній з певних причин кабелі, а також сполучні муфти і кінцеві закладення виходять з ладу. Головні причини ушкодження кабельних ліній напругою 1.10 кВ наступні:

- попередні механічні ушкодження - 43 %;
- безпосередні механічні ушкодження будівельними і іншими організаціями - 16 %;
- дефекти в сполучних муфтах і кінцевих закладеннях під час монтажу - 10 %;
- ушкодження кабелю і муфт в результаті опади ґрунту - 8 %;
- корозія металевих оболонок кабелів - 7 %;
- дефекти виготовлення кабелю на заводі - 5 %;
- порушення при прокладенні кабелю - 3 %;
- старіння ізоляції із-за тривалої експлуатації або перевантажень - 1%;
- інші і невстановлені причини - 7 %.

Відповідно до вимог Інструкції з експлуатації силових кабельних ліній передбачений поточний або капітальний ремонт кабельних ліній напругою до 35 кВ. Поточний ремонт може бути аварійним, терміновим і плановим.

Аварійний ремонт потрібний у тому випадку, коли після відключення кабельної лінії споживачі усіх категорій залишилися без напруги і немає можливості подати напругу по кабелях високої або низької напруги, у тому числі по тимчасових шлангових кабелях, або коли резервна лінія, на яку передано навантаження, неприпустимо переобтяжена і потрібно обмеження споживання. До аварійного ремонту приступають негайно і виконують його безперервно, щоб в мінімально найкоротший термін включити кабельну лінію.

У великих міських кабельних мережах і на великих промислових підприємствах для цього сформовані аварійно-відновні служби з бригади або декількох бригад, які чергують цілодобово і за вказівкою диспетчерської служби негайно виїжджають на місце аварії.

Терміновий ремонт потрібний, якщо приймачі першої або другої категорії втрачають автоматичне резервне живлення, а кабельні лінії, що залишилися, переобтяжені, що веде до обмеження споживання. За вказівкою керівництва енергослужби ремонтні бригади приступають до термінового ремонту кабельних ліній впродовж робочої зміни.

Плановий ремонт виконується по плану-графіку, затвердженому керівництвом енергослужби. План-графік ремонтів кабельних ліній складається щомісячно на основі записів в журналах обходів і оглядів, результатів випробувань і вимірів, а також за даними диспетчерських служб.

Капітальний ремонт кабельних ліній робиться по річному плану, що розробляється щорічно в літній період для наступного року на основі даних експлуатації. При складанні плану капітального ремонту враховується необхідність впровадження нових, сучасніших типів кабелів і кабельної арматури. Плануються ремонт кабельних споруд і ліквідація несправності освітлення, вентиляції, протипожежних засобів, пристроїв по відкачуванню води. Враховується також необхідність часткової заміни кабелів на окремих ділянках, лімітуючих пропускну спроможність ліній або не задовольняючих вимогам термічної стійкості в умовах роботи мережі, що змінилися, при збільшених струмах короткого замикання.

Ремонт кабельних ліній, що знаходяться в експлуатації, виконується безпосередньо самим експлуатаційним персоналом або персоналом спеціалізованих електромонтажних організацій. При ремонті експлуатованих кабельних ліній виконуються наступні роботи:

– відключення кабельної лінії і її заземлення, ознайомлення з документацією і уточнення марки і перерізу кабелю, виписка наряду-допуску по техніці безпеки, вантаження матеріалів і інструменту, доставка бригади на місце роботи;

- виконання шурфів, розкопка котлованів і траншей визначення ремонтного кабелю, обгороджування робочого місця і місць розкопок, визначення кабелю в РП(ТП) або в кабельних спорудах, перевірка відсутності горючих і вибухонебезпечних газів, отримання дозволу на вогневі роботи;

- допуск бригади, прокол кабелю, розрізання кабелю або розкриття муфти, перевірка ізоляції на наявність вологи, відрізання ділянок пошкодженого кабелю, установка намету;

- прокладення ремонтної кабельної вставки;

- ремонт кабельної муфти - оброблення кінців кабелю, фазування кабелів, монтаж сполучних муфт(чи муфти і закладення);

- закінчення робіт - закриття дверей РУ, ТП, кабельних споруд, здача ключів, засипка котлованів і траншей, прибирання і вантаження інструменту, доставка бригади на базу, складання виконавчого ескіза і внесення змін до документації кабельної лінії, звіту про закінчення ремонту;

- виміри і випробування кабельної лінії.

В цілях прискорення ремонтних робіт на кабельних лініях повинні застосовуватися пневматичні відбійні молотки, електромолотки, бетоноломы, екскаватори, засоби для відігрівання мерзлого ґрунту.

Ремонтні роботи кабельних ліній бувають простими, не вимагаючими великих трудовитрат і часу, і складними, такими, що тривають декілька днів. До простих відносяться, наприклад, такі, як ремонт зовнішніх покривів(джутового покриву, полівінілхлоридного шланга), фарбування і ремонт бронестрічок, ремонт металевих оболонок, ремонт кінцевих закладень без демонтажу корпусу і т. п. Прості ремонти виконуються в одну зміну однією бригадою(ланкою).

Складніше ремонти передбачають заміну великої довжини кабелю в кабельних спорудах з попереднім демонтажом кабелю, що вийшов з ладу, або прокладення в землі нового кабелю на ділянці завдовжки декілька десятків метрів(у окремих випадках - і сотень метрів). Виконання ремонтів утрудняє прокладення кабельної траси по складних ділянках з багатьма поворотами, з перетином шосейних доріг і інженерних комунікацій, велика глибина залягання кабелю, також

необхідність відігрівати землю в зимовий час. При виконанні складних ремонтів прокладається нова ділянка кабелю(вставка) і монтуються дві сполучні муфти.

Складні ремонти виконуються однією або декількома бригадами, а при необхідності - цілодобово і із застосуванням землерийних механізмів і інших засобів механізації. Складні ремонти виконуються або силами енергослужби підприємства(міських мереж), або із залученням спеціалізованих організацій по монтажу і ремонту кабельних ліній.

Ремонт захисних покривів

Ремонт зовнішнього джутового покриву. Зідрану просочену кабельну пряжу протягнутого через труби, блоки або інші перешкоди кабелю, необхідно відновлювати. Ремонт виконується підмотуванням смільною стрічкою в два шари з 50 %-ним перекриттям з подальшим промазуванням цієї ділянки розігрітою бітумною мастикою МБ- 70(МБ- 90).

Ремонт полівінілхлоридного шланга і оболонки. Ремонт полівінілхлоридного шланга або оболонки проводять за допомогою зварювання, в струмені гарячого повітря(при температурі 170. .200 С) із застосуванням зварювального пістолета з електричним підігріванням повітря, як показано на рисунку 3.3, газоповітряного – на рисунку 3.4. Стисле повітря при цьому підводиться під тиском $0,98 \cdot 10^4$ Па від компресора, балона із стислим повітрям або переносного блоку з ручним насосом.

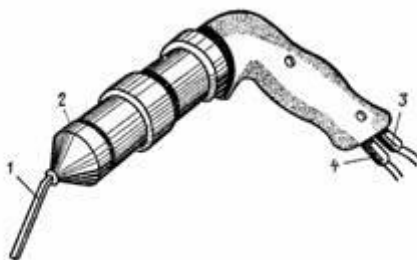


Рисунок 3.3 - Зварювальний пістолет ПС- 1 з електричним підігріванням.

1 – сопло для виходу гарячого повітря; 2 - нагрівальна повітряна камера; 3 - штуцер для подання стислого повітря; 4 – електропровід

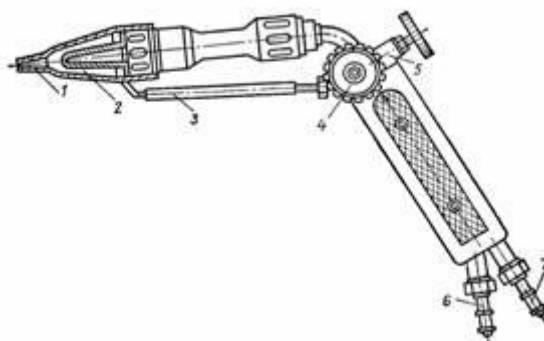


Рисунок 3.2. - Газоповітряний пістолет: 1 - сопло для виходу гарячого повітря; 2 - нагрівальна повітряна камера; 3 - гумова трубка; 4 - кран для повітря; 5 - кран для пропан-бутана; 6 - штуцер для подання стислого повітря; 7 - штуцер для подання пропан-бутана.

В якості присадки при зварюванні застосовується полівінілхлоридний пруток діаметром 4.6 мм

Перед зварюванням місця, що підлягають ремонту, необхідно очистити і знежирити бензином, кабельним ножом вирізувати сторонні включення і зрізувати в місцях ушкодження шланга краї, що виступають, і задири.

Для ремонту проколів невеликих отворів і раковин місце ушкодження в шлангу або оболонці і кінець присадного прутка прогривають впродовж 10.15 із струменем гарячого повітря, потім струмінь відводять, а кінець прутка притискають і приварюють до шланга в місці розігрівання. Після охолодження, переконавшись в міцності приварювання прутка легким його сіпанням, пруток відрізають. Для герметизації і вирівнювання зварювального шва місце ремонту прогривають до появи ознак плавлення, після цього до розігрітого місця притискають рукою шматок кабельного паперу, складеного в 3 - 4 шари. Для надійності операцію повторюють 3 - 4 рази. Для ремонту шланга, що має щілини, прорізи і вирізи, кінець присадного прутка приварюють до цілого місця шланга на відстані 1 - 2 мм від місця ушкодження. Переконавшись в міцності приварювання, направляють струмінь повітря так, щоб одночасно прогривалися нижня частина присадного прутка і обидві сторони прорізу або щілини. Легким зусиллям натискаючи на пруток, останній укладають і приварюють уздовж щілини або прорізу. Приварювання прутка закінчують на цілому місці на відстані 1 - 2 мм від ушкодження.

Потім ножем зрізують поверхні прутка, що виступають, і роблять вирівнювання звареного шва.

Розриви шланга або оболонки ремонтують із застосуванням полівінілхлоридних латок або розрізаних манжет. Латка виготовляється з пластикату так, щоб краї її на 1,5 - 2 мм перекривали місце розриву. Латку по усьому периметру приварюють до шланга, а потім уздовж шва, що утворився, приварюють присадний пруток, а поверхні прутка, що виступають, зрізують і вирівнюють шов в місці зварювання.

Для ремонту шланга або оболонки із застосуванням розрізної манжети шматок полівінілхлоридної трубки відрізають на 35.40 мм вище пошкодженого місця, розрізають трубку уподовж і надівають її на кабель симетрично місцю ушкодження. Манжету тимчасово закріплюють полівінілхлоридною або міткалевою стрічкою з кроком 20.25 мм, приварюють кінець прутка в місці стику манжети з шлангом(оболонкою), а потім укладають і приварюють пруток навколо торця манжети. Після приварювання обох торців манжети до шланга(оболонці) знімають стрічки тимчасового кріплення, приварюють пруток уздовж розрізу манжети, зрізують поверхні прутка, що виступають, і роблять остаточне вирівнювання усіх зварних швів.

Ремонт полівінілхлоридних шлангів і оболонок кабелів може виконуватися також із застосуванням епоксидного компаунда і стеклоленты. Поверхню шланга або оболонки заздалегідь обробляють, як вказано вище, і за допомогою драчевого напилка домагаються її шорсткості. Місце ушкодження і за його краями на відстані 50.60 мм в обидві сторони змащують епоксидним компаундом з введеним в нього отверджувачем. По шару епоксидного компаунда накладаються 4 -5 п'ять шарів стеклоленты, кожен з яких також промазують шаром компаунда.

Тимчасовий ремонт шлангів і оболонок в цілях відвертання проникнення вологи під оболонку кабелю, а також витікання бітумного складу з-під шланга дозволяється виконувати за допомогою липкої полівінілхлоридної стрічки з 50 % -ним перекриттям в три шари з промазуванням верхнього шару

полівінілхлоридним лаком № 1. За другим способом тимчасовий ремонт виконується стрічкою ЛЭТСАР в три шари з 50 %-ним перекриттям.

Фарбування бронестрічок. Якщо бронепокривів кабелю зруйнований корозією, виконують його фарбування. Рекомендується застосовувати термостійкі пентафталеві лаки ПФ- 170 або ПФ- 171 або термостійку маслорезистентну фарбу БТ- 577. Фарбування виконують із застосуванням фарборозпилювача, а при його відсутності - кистю.

Ремонт бронестрічок. Виявлені на відкрито прокладених кабелях ділянки зруйнованих бронестрічок обрізують і видаляють.

У місцях відрізаних стрічок виконують тимчасові бандажі. Поряд з тимчасовими бандажами обидві стрічки ретельно зачищають до металевому блиску і лудять припоєм ПОССу 30-2, після чого дріт заземлення закріплюють бандажами з оцинкованого дроту діаметром 1 - 1,4 мм і припаюється цим же припоєм. Переріз провідника заземлення вибирають залежно від перерізу жил кабелю, але він має бути не менше 6 мм².

При лудінні і пайці бронестрічок застосовують паяльний жир. Тривалість кожної пайки повинна складати не більше 3 хв. Тимчасові бандажі видаляють. На оголену ділянку оболонки наносять антикорозійне покриття.

У тих випадках, коли можливі механічні дії на ремонтвану ділянку кабелю, на нього додатково намотують по повиву один шар бронестрічки, що заздалегідь демонтується з відрізка кабелю з неушкодженою бронею. Стрічку намотують з 50 %-ним перекриттям і закріплюють бандажами з оцинкованого дроту. Провідник заземлення в цьому випадку по усій довжині перемички має бути розпушений в цілях створення щільного облягання броні навколо ділянки ремонтваного кабелю.

Ремонт металевих оболонок

Якщо при ушкодженні оболонки кабелю(тріщини, проколи) виявлена теча маслоканифольного складу на цій ділянці, з обох його сторін на відстані 150 мм від місця ушкодження видаляють оболонку. Верхній шар поясної ізоляції знімають і перевіряють на вологість в розігрітому парафіні.

У тому разі якщо волога відсутня і ізоляція не зруйнована, свинцеву або алюмінієву оболонку ремонтують.

З листового свинцю завтовшки 2.2,5 мм вирізують смугу шириною на 70.80 мм вище оголеної ділянки кабелю і завдовжки на 30.40 мм більше довжини кола кабелю по оболонці.

У смузі виконують два заливальні отвори з таким розрахунком, щоб вони розташовувалися над відокремленою частиною кабелю. Смугу ретельно очищають від пилу і бруду дрантям, змоченим у бензині.

Видалений шар паперу, що напівпроводить, і верхню стрічку поясної ізоляції відновлюють і закріплюють бандажами з бавовняних ниток. Ділянка прошпаривають кабельною масою МП- 1.

Смугою свинцю обгорнули оголене місце кабелю так, щоб вона заходила рівномірно на краї оболонки кабелю, а краї свинцевої труби, що утворилася, перекривали один одного не менше чим на 15.20 мм Спочатку роблять пропаювання припоєм ПОССу 30-2 подовжні шви, а потім торці труби підгинають до оболонки кабелю і припаюють до неї.

Для кабелів з алюмінієвою оболонкою в місці припаювання свинцевої труби оболонку кабелю лудять припоєм марки А. Муфту заливають гарячою кабельною масою МП- 1. Після охолодження і доливки запаюють заливальні отвори. На запаєне на торцях місце накладають бандаж з мідного дроту виток до витка діаметром 1 мм з виходом 10 мм на оболонку кабелю і припаюють до оболонки. Відремонтоване місце покривають смільною стрічкою в два шари з 50 % -ним перекриттям.

У тому разі якщо волога проникла під оболонку або пошкоджена поясна ізоляція, а також ізоляція жил, ділянку кабелю вирізують по усій довжині, де виявлена волога або ушкодження ізоляції. Потім вставляють відрізок кабелю необхідної довжини і проводять монтаж двох сполучних муфт. Переріз і напруга кабелю повинні відповідати вирізаній ділянці.

Марка кабелю для вставки може бути іншою, але аналогічною вирізаній ділянці.

3.3 Особливості експлуатації кабельних ліній

Основні аспекти технічного обслуговування кабельних ліній.

Технічне обслуговування кабельних ліній є важливим аспектом забезпечення надійності та безперебійності системи передачі електроенергії. Воно включає в себе ряд основних аспектів, які допомагають забезпечити ефективну експлуатацію та довгий термін служби кабельних ліній. Ось докладніше про ці аспекти:

1) Регулярна інспекція та обстеження:

Періодичні інспекції та обстеження кабельних ліній допомагають вчасно виявляти можливі пошкодження, знос та витрати на місці, а також перевіряти стан ізоляції та оболонки кабелів.

2) Вимірювання і діагностика:

Здійснення вимірювань, таких як резистивність ізоляції, ємність та імпеданс, може допомогти виявити можливі аномалії у кабельній лінії та забезпечити надійність її роботи.

3) Моніторинг та тестування провідності:

Постійний моніторинг і тестування провідності можуть допомогти вчасно виявити короткі замикання та проблеми з ізоляцією.

4) Захист від корозії та вологості:

В кабельних лініях важливо запобігати корозії металевих елементів та утворенню вологи в оболонках. Захисні покриття та герметизація можуть бути необхідними для цього.

5) Захист від механічних пошкоджень:

Кабельні лінії повинні бути захищені від механічних пошкоджень, таких як пошкодження від сильного вітру, гілок дерев, земельних робіт тощо.

6) Регулярна підтримка і чищення обладнання:

Кабельні лінії включають обладнання, таке як з'єднання та розподільчі шафи. Регулярна обслуговування та чищення цього обладнання допомагають підтримувати його ефективність та безперебійну роботу.

7) Реагування на аварії та відновлення після аварій:

Планування реагування на аварії та відновлення після аварій є важливою частиною технічного обслуговування кабельних ліній. Швидке виявлення та виправлення проблем допомагає зменшити перерви у постачанні електроенергії.

8) Системи моніторингу та дистанційного керування:

Використання сучасних систем моніторингу та дистанційного керування дозволяє операторам в реальному часі відстежувати стан кабельних ліній та реагувати на проблеми.

9) Апаратурне оновлення та модернізація:

З часом, апаратура та технології можуть застаріти. Планування апаратурного оновлення та модернізації допомагає забезпечити сучасні стандарти та підвищити надійність системи.

10) Планування заміни та реконструкції:

Захищення інфраструктури кабельних ліній передбачає планування заміни та реконструкції старих елементів.

Технічне обслуговування кабельних ліній є невід'ємною частиною забезпечення надійності та безперебійності постачання електроенергії. Регулярні і систематичні заходи обслуговування допомагають попередити аварії та забезпечити ефективну роботу системи передачі електроенергії.

Безпека при експлуатації кабельних ліній.

Безпека при експлуатації кабельних ліній є надзвичайно важливою, оскільки недотримання правил та норм безпеки може призвести до небезпеки для людей, пошкодження майна та порушення надійності електропостачання. Ось докладний огляд основних аспектів безпеки при експлуатації кабельних ліній:

1) Захист від доступу до незахищених елементів: Люди повинні бути обмежені в доступі до елементів кабельних ліній, таких як розподільчі шафи та ізолятори. Використання огорожень, замкових систем та заборонних знаків допомагає запобігти небезпечному доступу.

2) Безпека при проведенні робіт поблизу кабельних ліній: Працівники, які виконують роботу поблизу кабельних ліній, повинні дотримуватися безпечної відстані та виконувати вимоги щодо заземлення та ізоляції для запобігання ураженню струмом.

3) Захист від корозії та вологості: Вологості та корозії можуть погіршити стан кабельних ліній та обладнання. Регулярна інспекція та заходи захисту, такі як захисні покриття та герметизація, допомагають забезпечити стійкість до впливу вологості.

4) Захист від механічних пошкоджень: Кабельні лінії повинні бути захищені від механічних пошкоджень, таких як пошкодження від гілок дерев, будівельних робіт або навантажень від вітру. Використання захисних конструкцій та оболонки може допомогти запобігти пошкодженням.

5) Заземлення та ізоляція: Всі кабельні лінії повинні бути правильно заземлені для відведення надлишкового струму. Додаткова ізоляція важлива для запобігання короткому замиканню та ураженню струмом.

6) Відключення та відключення струму: Перед проведенням робіт на кабельних лініях необхідно відключити струм та упевнитися в відсутності напруги. Потім струм може бути відключений та розроблений план безпечних робіт.

7) Ефективна система відстеження стану обладнання: Моніторинг стану кабельних ліній та обладнання за допомогою сучасних систем допомагає вчасно виявляти проблеми та реагувати на них.

8) Планування реагування на аварії: Важливо мати план дій у разі аварії, щоб забезпечити безпеку співробітників та прийняти швидкі та ефективні заходи.

Підготовка персоналу та навчання:

Регулярне навчання персоналу щодо правил безпеки та процедур дії у випадку аварій допомагає підвищити свідомість та компетентність персоналу.

Безпека при експлуатації кабельних ліній є важливим аспектом підтримання безперебійності електропостачання та запобігання небезпеці для життя та майна. Дотримання вищезазначених заходів та норм безпеки допомагає забезпечити безпеку при роботі з кабельними лініями.

Вплив зовнішніх факторів.

Зовнішні фактори, такі як погода та природні катастрофи, можуть мати значний вплив на кабельні лінії та інфраструктуру передачі електроенергії. Нижче наведено розгляд цього впливу більш докладно:

Погодні умови:

1) Вітер і бурі: Сильний вітер може спричинити обриви проводів або ламки дерев, які можуть впасти на кабельні лінії. Великі лінії мають бути спроектовані з урахуванням впливу вітру, але сильні бурі можуть викликати пошкодження. Бурі також можуть призвести до обмерзання ліній.

2) Грози і блискавка: Грози можуть призвести до збоїв у кабельних лініях через ураження блискавкою. Важливо мати системи заземлення та захисту від блискавки для попередження пошкоджень.

3) Сильні дощі та повені: Сильні дощі можуть призвести до затоплення та корозії обладнання. Повені можуть призвести до підняття кабельних ліній та їх руйнування.

4) Сніг та ожеледиця: Зимові стихійні явища можуть призвести до обмерзання кабелів і ламки опор. Важливо проводити регулярну інспекцію та обслуговування під час зимових умов.

Природні катастрофи:

1) Землетруси: Землетруси можуть призвести до руйнування кабельних ліній через зсуви ґрунту або пошкодження опор.

2) Лісові пожежі: Пожежі можуть пошкодити кабельні лінії та ізоляцію через високу температуру та попередні обгортання.

3) Урагани та торнадо: Сильні урагани та торнадо можуть призвести до знищення ліній та ізоляторів.

Екологічні чинники:

1) Вплив природи: Корозія та вплив природи можуть пошкодити зовнішню оболонку кабелів, що призведе до зниження ізоляції та ризику короткого замикання.

2) Дерев та рослини: Рост рослин та дерев поруч з кабельними лініями може призвести до механічних пошкоджень.

Вплив тварин і тваринництва:

Птахи та гризуни: Птахи можуть сідати на кабелі, що може викликати коротке замикання, а гризуни можуть пошкоджувати ізоляцію.

Зважаючи на ці фактори, оператори електромереж повинні ретельно планувати та підтримувати свої кабельні лінії, вживати заходів з профілактики та регулярно проводити інспекції та обслуговування. Такий підхід допомагає забезпечити безпеку та надійність електропостачання, навіть за впливу негоди та природних катастроф.

4 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

4.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

Будь-який виробничий процес, у тому числі й енергетичний, полягає в застосуванні людської праці до засобів виробництва (знарядь праці й оброблюваної сировини). Тому основними елементами організації виробництва є: організація використання виробничого устаткування, організація постачання підприємства сировиною і необхідними допоміжними матеріалами; організація праці виробничого (експлуатаційного) персоналу.

Щодо енергетичного підприємства це означає, що для організації його експлуатації необхідно:

- визначити найбільш доцільні режими роботи енергетичного устаткування, його поточне експлуатаційне обслуговування, забезпечити його максимальну експлуатаційну готовність;

- забезпечити безперебійне постачання станцій паливом, водою, допоміжними експлуатаційними і ремонтними матеріалами, запасними частинами до устаткування і їхнє нормування;

- забезпечити добір експлуатаційного персоналу станцій і мереж, нормування й організацію його праці, інструктаж і спостереження за якістю його роботи, економічне стимулювання;

- забезпечити організацію заробітної плати працівників електростанцій і мереж і відповідної преміальної системи, що стимулює підвищення продуктивності їх праці.

Крім постачання виробництва сировиною і допоміжними матеріалами, для нормальної експлуатації енергосистеми необхідно безперебійне постачання первинних енергетичних підприємств (електростанцій) коштами, що витрачаються на заробітну плату персоналу, оплату палива тощо, тобто необхідна організація фінансування виробництва.

Будь-яка виробнича діяльність вимагає також організації постійного обліку праці, матеріалів, коштів і відповідної регулярної звітності, визначення основних

показників результатів виробничої діяльності енергосистеми й окремих її елементів і техніко-економічного аналізу цих показників.

При проектуванні електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження S ; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проектується, та їх аналіз.

В даному розділі вирішуються питання третьої групи, зокрема визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проектується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів. Результати розрахунку наведені в Додатку В.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи розглядаються заходи щодо забезпечення безпеки та охорони праці в умовах надзвичайних ситуацій під час модернізації блоку генератор-трансформатор мікропроцесорними терміналами релейного захисту.

Електротехнічний персонал, який відповідає за модернізацію та подальшу експлуатацію електропостачання, стикається з різними небезпечними та шкідливими факторами виробництва. Таким чином, важливо розглянути питання охорони праці, яке включає в себе виявлення цих факторів, розробку заходів з їхнього зменшення, а також врахування аспектів промислової безпеки та безпеки в надзвичайних ситуаціях. Також буде розглянуто створення безпечних та комфортних умов праці для робітників.

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

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

5.1.1 Вимоги до безпечної організації робочих місць оперативно-ремонтного персоналу

Живлення силового обладнання підприємства та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 x 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з можливістю одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та до металоконструкції що має зв'язок з землею.

Оперативно-ремонтний персонал, який здійснює обслуговування, ремонт і реконструкцію обладнання підприємства, під час використання електрифікованого інструменту повинен дотримуватися таких правил з охорони праці.

Електрифікований інструмент за умовами безпеки поділяється на такі класи:

I – електроінструмент, у якого всі деталі, що перебувають під напругою, ізолювані і штепсельна вилка має заземлювальний контакт. У електроінструмента класу I всі деталі, що перебувають під напругою, можуть бути з основною, а окремі деталі – з подвійною або посиленою ізоляцією;

II – електроінструмент, у якого всі деталі, що перебувають під напругою, мають подвійну або посилену ізоляцію, Цей електроінструмент не має пристроїв для заземлення. Номінальна напруга для електроінструмента класів I і II має бути не більше 220 В для електроінструмента постійного струму; 380 В – для електроінструмента змінного струму;

III – електроінструмент на номінальну напругу не вище 42 В, у якого ні внутрішні, ні зовнішні кола не перебувають під іншою напругою. Електроінструмент класу III призначений для живлення від безпечної наднизької напруги.

Якщо перетворення високої напруги в безпечну низьку напругу виконується, це слід робити за допомогою безпечного ізолюючого трансформатора, який у тексті також називається "розподільчим трансформатором безпеки", або

перетворювача з окремими обмотками. Електроінструмент, що живиться від електромережі, повинен мати приєднаний незнімний гнучкий кабель (шнур) із штепсельною вилкою. У випадку електроінструментів класу I, незнімний гнучкий кабель повинен включати жилу, яка з'єднується з заземлювальним затискачем електроінструмента із заземлювальним контактом штепсельної вилки.

Кабель, що вводиться в електроінструмент класу I, слід захищати від стирань і перегинів за допомогою еластичної трубки з ізоляційного матеріалу. Ця трубка повинна бути закріплена в корпусних деталях електроінструмента і виступати з них на довжину не менше п'яти діаметрів кабелю. Закріплення трубки на кабелі поза межами інструмента заборонено.

Для приєднання однофазного електроінструмента слід використовувати шланговий кабель з трьома жилами: дві для живлення і одну для заземлення. Для трифазного електроінструмента використовується чотирижильний кабель, одна жила якого призначена для заземлення. Зазначені вимоги стосуються лише електроінструментів із корпусом, який потрібно заземлити.

Металеві деталі електроінструмента класу I, які можуть опинитися під напругою у випадку пошкодження ізоляції, повинні бути з'єднані із заземлювальним затискачем. Електроінструменти класів II і III не потребують заземлення.

Заземлення корпусу електроінструмента має виконуватися окремою жилою живильного кабелю, яка не може одночасно служити провідником робочого струму. Заборонено використовувати для цього нульовий робочий провід. Штепсельна вилка повинна мати відповідну кількість робочих і один заземлювальний контакт. Конструкція вилки повинна забезпечувати випереджальне замикання заземлювального контакту при включенні та затримку його розмикання при вимиканні. Конструкція штепсельних вилок електроінструмента класу III має унеможливити підключення до розеток з напругою понад 42 В.

Працівники, які працюють з електроінструментом, повинні пройти навчання та перевірку знань щодо безпечного виконання робіт з електроінструментом перед початком роботи. Для роботи з електроінструментом класу I в приміщеннях з підвищеним ризиком та поза приміщеннями можуть бути допущені

працівники із II групою електробезпеки. Для роботи з електроінструментом класів II і III достатньо I групи електробезпеки.

У електроінструмента класу I також повинно бути перевірено, чи правильно працює коло заземлення між корпусом і заземлювальним контактом штепсельної вилки. Працівникам повинні бути надані засоби індивідуального захисту (діелектричні рукавички, калоші, килими) або розподільчий трансформатор, перетворювач із окремими обмотками або захисне запобіжне(вимикальне) устаткування.

Заборонено використовувати для роботи електроінструмент, який не відповідає хоча б одній із вказаних вимог або електроінструмент із датою періодичної перевірки. У приміщеннях без підвищеного ризику ураження працівників електричним струмом може бути достатньо використовувати діелектричні рукавиці, а в приміщеннях з електропровідною підлогою - також діелектричні калоші або килими для індивідуального захисту. Електроінструменти класів II і III можуть використовуватися без індивідуальних засобів захисту в приміщеннях без підвищеного ризику ураження працівників електричним струмом.

У випадку обмеженої можливості переміщення та виходу з посудин, апаратів та інших металевих конструкцій, електроінструмент класів I і II може використовуватися лише тоді, коли один електроінструмент живиться від автономного двигуна-генератора, розподільчого трансформатора безпеки або перетворювача частоти з роздільними обмотками, а також електроінструмент класу III. У цьому випадку джерело живлення (трансформатор, перетворювач і т. д.) повинно розміщуватися поза вказаними посудинами, а вторинне коло джерела живлення не повинно заземлюватися. Заборонено підключати електроінструмент з напругою до 12 В до електричної мережі загального користування через автотрансформатор, резистор або потенціометр.

5.1.2 Електробезпека

Технічні рішення для запобігання електротравм:

1) Щоб уникнути електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно:

- Розміщувати неізолювані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах.

- Використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні, такі як написи, таблички, попереджувальні знаки.

- Підводити кабелі до споживачів в закритих конструкціях підлоги.

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. Використання його запобігає короткому замиканню (КЗ), при якому спрацьовує захист від КЗ, і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, необхідно забезпечити необхідну кратність струму К.З. в залежності від типу запобіжного пристрою, а також забезпечити цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту:

- персонал, який обслуговує електроустановки, повинен користуватися перевіреними засобами захисту;

- перед використанням засобів захисту персонал повинен перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, а також перевірити дату наступної перевірки, яка повинна бути відмічена штампом. Користування засобами захисту з протермінованою датою не допускається.

Основні електрозахисні засоби включають:

- ізолювальні штанги;

- ізолювальні та струмовимірювальні кліщі;

- покажчики напруги;

- діелектричні рукавиці;

- слюсарно-монтажний інструмент з ізолюваними ручками.

Додаткові електрозахисні засоби включають:

- діелектричні калоші;

- діелектричні килимки;

- переносні заземлення;
- ізолювальні накладки і підставки;
- захисні пристрої;
- плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене, і справність та опір контуру заземлення повинні перевірятися один раз на рік. Всі обертові частини механізму повинні мати добре закріплену огорожу, і ремонт не повинен виконуватися під час роботи установки.

5.2 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення - це сукупність фізичних параметрів повітря в промисловому приміщенні, які впливають на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні. Параметри мікроклімату включають температуру повітря, відносну вологість, швидкість його руху, теплове випромінювання.

Допустимі значення параметрів мікроклімату встановлюються в тих випадках, коли з технологічних, технічних або економічних причин не можна забезпечити оптимальні стандарти.

Нормативи для параметрів мікроклімату виробничих приміщень і гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони встановлюються відповідно до технологічних вимог і безпекових стандартів.

Тяжкість роботи розподіляється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, вимірюваних у ккал на секунду (ватах).

Нижче приведена таблиця 4.1, яка вказує параметри мікроклімату під час проведення персоналом електромонтажних робіт.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Іб	22-24	60 при 27°С	0,1
Холодний	ІІб	17-20	70	0,2

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочих місцях оперативно-ремонтного персоналу передбачається :

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву.

5.2.1 Склад повітря робочої зони

Робоча зона визначається як простір, обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 метри над підлогою або поверхнею, де знаходяться постійні або тимчасові робочі місця. Склад повітря в робочій зоні залежить від характеристик атмосферного повітря і впливу на нього різноманітних шкідливих факторів, які утворюються в процесі трудової діяльності людини. Характеристика повітря залишається постійною, і забруднення повітря в робочій зоні регулюється гранично допустимими концентраціями (ГДК) шкідливих речовин, виміряними в міліграмах на кубічний метр. Таблиця 5.2 містить ГДК для цих речовин.

Таблиця 5.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0.5	0,15	4

Для підтримки допустимих значень мікроклімату та концентрації шкідливих речовин необхідно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціонування повітря.

5.2.2 Освітлення на робочому місці

Природне освітлення

Промислове освітлення поділяється на природне та штучне. Природне освітлення використовує світло неба, що проникає в приміщення через світлові пройми. Його спектральний склад є оптимальним. Коефіцієнт природної освітленості (КПО) визначається як відношення світла, що потрапляє в середину приміщення, до зовнішньої горизонтальної освітленості. Місця, які освітлюються бічним світлом, повинні мати мінімальне значення КПО.

Штучне освітлення

Штучне освітлення може бути загальним або комбінованим. Загальне розташоване у верхній зоні приміщення, тоді як комбіноване поєднує загальне та місцеве освітлення. Місьцеве освітлення концентрує світло безпосередньо на робочих місцях.

Згідно з ДБН В.2.5-28-2018, роботи з влаштування звукоізоляції внутрішніх стін вимагають освітлення розряду зорової роботи III, підрозряд "в". Нормовані значення природного та штучного освітлення зазначено в таблиці 5.3.

Для забезпечення достатнього освітлення рекомендується регулярно чистити скло та світильники від пилу, використовувати жалюзі. У випадках нестачі природного світла, використовується загальне штучне освітлення, зокрема світлодіодні лампи E27 LED 15W NW A60 "SG", розташовані на висоті 2,5 метра над робочою поверхнею.

Головними перевагами світлодіодних ламп є висока світлова віддача, довгий термін служби, низька яскравість поверхні світіння та близький до природного світла спектральний склад. Однак слід враховувати їхні недоліки, такі як пульсація світлового потоку та залежність від температури оточуючого середовища.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 5 включно	III	B	малий	світлий	750	200	-	3,0

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

5.2.3 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщенні широкосмуговий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях мають відповідати вимогам СН 3223-85 і наведені в таблиці 4.4.

Устаткування, що є джерелом шуму (вентилятори, електроінструмент, технологічне обладнання з переробки деревини), слід розташовувати поза межами приміщень, де встановлені ПК. Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях слід застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками. Акустична обробка приміщень – це облицювання частини внутрішніх поверхонь огорожень звукопоглинаючими матеріалами, а також розміщення в приміщенні штучних звукопоглиначів, які представляють собою вільно підвішені об'ємні поглинаючі тіла довільної форми.

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місяці	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Робота, яка вимагає зосередженості, робота з підвищеними вимогами до процесів спостереження та дистанційного керування виробничими циклами	103	91	83	77	73	70	68	66	64

Максимально ефективний результат при акустичній обробці можна досягти в точках, де присутня зона відбитого звуку. У зоні прямого звуку вплив застосування звукопоглинаючого облицювання значно менший. Звукопоглинаючі матеріали слід розміщувати на стелях і верхніх частинах стін при висоті приміщення не більше 6-8 м так, щоб оброблена акустичною поверхнею складала не менше 60% від загальної площі обмежуючих поверхонь приміщення. У вузьких і високих приміщеннях можна розмістити облицювання на стінах, залишаючи нижні частини стін (до 2 м висотою) нерозглянутими або використовувати конструкцію звукопоглинаючої підвісної стелі.

5.2.4 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підощви ніг або сідниці).

Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: Вприміщеннях для робітників розумової праці (лабораторії)	$\frac{0,18}{91}$	$\frac{0,063}{82}$	$\frac{0,032}{76}$	$\frac{0,028}{75}$	$\frac{0,028}{75}$	$\frac{0,028}{75}$	-	-	-	-

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

5.2.5 Фактори трудового процесу

Фактори трудового процесу визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці. Робота електротехнічного персоналу потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кґ/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кґ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кґ – до 30 кґ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кґ/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю мязів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок)

та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності.

Сенсорні навантаження: зосередження (% за зміну) - більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) - більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – одностійна (без нічної зміни).

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи блоку релейного захисту в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Метою даного розділу є дослідження, вивчення та аналіз впливу двох ключових факторів - іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів - на функціонування релейного захисту блоку генератора-трансформатора з генератором ТВФ-120-2У3. Увага до цих аспектів обґрунтована їхньою важливістю для безперебійної та надійної роботи енергетичних систем.

Електромагнітні імпульси та іонізуюче випромінювання можуть впливати на нормальну роботу релейного захисту, що може викликати непередбачені відмови та аварії. З цієї причини розглядаються суттєві зміни, відсутність обладнання, яке є стійким до цих факторів, та те, як його ефективність може бути забезпечена в умовах зовнішніх впливів.

Результат проведених розрахунків в цьому розділі розкриває важливість проведення детального аналізу впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів на блок релейного захисту. Такий аналіз допомагає визначити потенційні ризики, які можуть виникнути внаслідок ігнорування цих аспектів. Це важливо для впровадження заходів захисту та забезпечення безпечної роботи персоналу та обладнання [22].

Підходить до розгляду додаткових заходів захисту та модернізації елементів системи для оптимальної пристосованості до впливу зовнішніх чинників. На цьому етапі особлива увага приділяється аналізу впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів, який стає ключовим у розумінні ризиків та викликів, з якими стикається релейний захист та обслуговуючий персонал у сучасних електроенергетичних системах.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи блоку релейного захисту в умовах дії іонізуючих випромінювань

Аналізуючи нашу систему РЕА, ми розглядаємо компоненти, які впливають на певні аспекти її роботи, такі як мікросхеми, інтегральні схеми, напівпровідники, резистори, випрямлячі, конденсатори, діоди, транзистори, діелектричні матеріали. За допомогою таблиці (додаток 2 Демиденка) для кожного з цих елементів ми визначаємо граничні значення експозиційних доз, при яких можуть виникнути незворотні зміни в їхній роботі. Отримані дані внесені в таблицю 1.1

По мінімальному значенню $D_{sp,i}$ визначаємо D_{sp} об'єкта в цілому:

$$D_{sp} = 10^5(P). \quad (5.1)$$

Визначмо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_{1_екв..max} \cdot (\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{осл}}; \quad (5.2)$$

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,16 \cdot (\sqrt{8760} - \sqrt{1})}{1} = 955,59 \text{ (мР)}.$$

де $P_{1_екв..max}$ - 5,16 рівень радіації в умовах експлуатації; t_K - термін експлуатації; $K_{осл} = 1$ - коефіцієнт послаблення радіації (окремі елементи мережі можуть встановлюватись відкритій місцевості).

Таблиця 5.6 – Експозиційні дози елементів обладнання релейного захисту блоку генератор-трансформатор.

№	Елементи обладнання блоку релейного захисту		$D_{гр.i}, (P)$	$D_{гр}, (P)$
1	Мікросхема	КР573РФ5	10^5	10^5
2	Резистори СПЗ	3.9 кОм	10^6	
3	Діод	КД523Б	10^6	
4	Захист напруги 1-ї та 3-ї гармоніки без зони не чутливості	33Г-1	10^5	
5	Дистанційних захист	КРС-2	10^5	
6	Поздовжній диференційний захист.	ДЗТ-21	10^5	
7	Газовий захист	РЗТ-50	10^5	
8	Поздовжній диференційний захист	ДЗТ-11/5	10^5	
9	Максимальний струмовий захист	РТВК	10^5	
10	Стумовий захист нульової послідовності	РТ-40	10^5	
11	Максимальний захист напруги	РТ-40/Р	10^5	

Допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_{1_{\text{екв.мах}}} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{2 \cdot P_{1_{\text{екв.мах}}}} \right)^2 \text{ [год];} \quad (5.3)$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^5 \cdot 1 + 2 \cdot 5,16 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,16} \right)^2 = 9,3904 \cdot 10^7 \text{ (год);}$$

$$P_{\text{зр}} = \left(\frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{осл}}}{2 \cdot (\sqrt{t_{\text{к}}} - \sqrt{t_{\text{п}}})} \right) = \left(\frac{10^5 \cdot 1}{2 \cdot (\sqrt{8760} - \sqrt{1})} \right) = 539,987 \text{ (мР)}. \quad (5.4)$$

За отриманими результатами розрахунку для блоку релейного захисту, мінімальними значенням об'єкта в цілому $D_{\text{зр}} = 10^5$, (мР), можливими дозами опромінення $D_{\text{М}} = 955,59$ (мР), та потужністю опроміненень $p_{\text{зр}} = 539,987$ (мР), аналізуючи отримані значення робимо підсумок; що $p_{\text{зр}} \geq p_{1_{\text{мах}}}$ ($539,987$ Р/год $>$ $5,16$ Р/год) та $D_{\text{зр}} > D_{\text{М}}$ (10^5 Р $>$ $955,59$ Р), то вузлові точки мережі, і відповідно мережа, працюватимуть стійко в заданих умовах. І не будуть розроблятися заходи щодо підвищення стійкості їх роботи.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи блоку релейного захисту в умові дії електромагнітного імпульсу.

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- Вертикальна складова напруженості електромагнітного поля

$$E_{\text{в}} = 11,82 \text{ (кВ/м)}$$

- Напряга живлення $U_{\text{ж}} = 220 \pm 5\%$ (В).

Послідовно виконуємо оцінку стійкості:

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_{\text{г}} = E_{\text{в}} \cdot 10^{-3} = 11,82 \cdot 10^{-3} = 0,01182 \text{ (кВ/м)}. \quad (5.5)$$

Визначимо на кожній ділянці максимальну довжину вертикальних (горизонтальних) струмоведучих частин:

Для кабельних наземних ліній $l_B = 0,6$ (м), $l_G = 1,3$ (м).

Визначимо для кожної ділянці напруги наводок на струмопровідних частинах:

$$U_B = E_B \cdot l_B; \quad U_G = E_B \cdot l_G \quad (5.6)$$

$$U_B = 0,01182 \cdot 0,6 = 0,00709 \text{ (кВ)},$$

$$U_G = 0,01182 \cdot 1,3 = 0,01536 \text{ (кВ)}.$$

Визначимо допустиму напругу живлення:

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot N; \quad (5.7)$$

$$U_{\text{дон}} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 220 + 2,2 \cdot 5 = 231 \text{ (В)}.$$

де $U_{\text{жс}}$ - напруга живлення, В; N - допустимі коливання

Визначаємо коефіцієнти безпеки системи для кожної ділянці за формулою:

$$K_{\sigma} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{\sigma(z)}}; \quad (5.8)$$

$$K_{\text{БВ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{0,00709} = 90,26 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{БГ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{0,01536} = 83,54 \text{ (дБ)}.$$

Отримані результати заносимо в таблицю 5.7

Елементи Блоку	$K_{\sigma 1}$	$K_{\sigma 2}$	Дослідження стійкості
Система живлення (для кабельних підземних ліній)	90,26	83,54	стійкий

Так як коефіцієнт безпеки $K_{БГ} \geq 40$ (дБ) і $K_{БГ} \geq 40$, то апаратура стійка в умовах дії електромагнітних випромінювань.

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи блоку релейного захисту в умовах надзвичайних ситуаціях.

Для підвищення стійкості функціонування блоку релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій, таких як іонізуюче випромінювання та електромагнітні імпульси, можна впровадити ряд заходів:

- Екранування: Встановлення екранів або елементів захисту від електромагнітних полів може ефективно зменшити вплив зовнішніх факторів на елементи релейного захисту. Це може бути досягнуто за допомогою металевих корпусів або спеціальних матеріалів, які блокують електромагнітне випромінювання.

- Дистанціювання та розташування: Оптимальне розташування обладнання релейного захисту віддалено від джерел іонізуючого випромінювання або електромагнітних полів може допомогти знизити їхній негативний вплив.

- Використання захисту від електромагнітних імпульсів (ЕМІ): Застосування захисту від ЕМІ, такого як феритові сердечники та екрановані кабелі, може захистити електроніку релейного захисту від негативного впливу електромагнітних перешкод.

- Дублювання та резервування: Встановлення подвійних елементів релейного захисту та систем резервного живлення дозволяє забезпечити безперебійну роботу при виникненні проблем з одним елементом.

- Вдосконалення конструкції: Розробка захисних конструкцій для елементів релейного захисту, що враховують вплив зовнішніх факторів, може включати в себе використання спеціальних матеріалів та конструкцій.

- Обладнання для моніторингу та діагностики: Встановлення систем моніторингу та діагностики дозволяє вчасно виявляти аномалії та швидко реагувати на них, запобігаючи подальшим проблемам.

Аналіз експозиційних доз елементів релейного захисту та їх впливу на стійкість функціонування дозволив визначити найбільш вразливі компоненти та визначити необхідність застосування додаткових заходів, таких як скринінг та моніторинг.

Загальне впровадження вищезазначених заходів сприятиме ефективному та стійкому функціонуванню релейного захисту в умовах надзвичайних ситуацій, забезпечуючи стабільність та безпеку енергетичних систем.

ВИСНОВКИ

У цій роботі представлений проект конденсаційної електростанції (КЕС) з встановленою потужністю 720 МВт. Станція розроблена для генерації електроенергії в об'єднану енергосистему та забезпечення електроенергією споживачів у локальному районі. Важливою особливістю станції є наявність резервної потужності.

В рамках проекту були виконані розрахунки навантаження електростанції та обчислені її техніко-економічні показники. Проектом передбачено використання наступного основного електротехнічного обладнання:

1. Шість турбогенераторів типу ТВФ-120-2У3, кожен з номінальною потужністю 100 МВт.

2. П'ять блочних трансформаторів, підключених до розподільчого пристрою високої напруги 220 кВ (тип ТДЦ-125000/220), та один блочний трансформатор, підключений до розподільчого пристрою середньої напруги 110 кВ (тип ТДЦ-125000/110), а також один автотрансформатор зв'язку (тип АТДЦТН-125000/220/110 з номінальною потужністю 125 МВА).

3. Система власних потреб станції, яка забезпечує надійне та безперебійне електроживлення споживачів, а також пуск генераторів. Ця система живиться від нижньої сторони автотрансформатора через пускорезервний трансформатор (ТД-10000/110), а також шість робочих трансформаторів власних потреб (ТДНС-10000/35).

Видача електроенергії від станції здійснюється на рівні 220 кВ для внесення до енергосистеми, тоді як для місцевих споживачів - на рівні 110 кВ. Обидва розподільчі пристрої, 220 кВ та 110 кВ, є відкритими. При проектуванні розподільчих пристроїв було вибрано схему з двома системами збірних шин. Від розподільчих пристроїв відходять повітряні лінії електропередач для зв'язку станції з енергосистемою.

У роботі також проведено розрахунки струмів короткого замикання, використовуючи методи еквівалентних ЕРС та типових кривих. Результати розрахунків дозволили оцінити термічну дію струмів короткого замикання.

Було здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольновиміральної апаратури, розрядників та загороджувачів. Виконаний розрахунок захисного заземлення, установки постійного струму та блискавкозахисту.

У розділі, присвяченому релейному захисту та автоматиці (РЗА), проведено розрахунок захисту блоку генератор-трансформатор та встановлено установки спрацювання всіх захистів.

Економічна частина дипломного проекту включає розрахунки основних техніко-економічних показників електростанції.

В розділі охорони праці було здійснено аналіз шкідливих виробничих факторів і розроблено засоби для поліпшення умов праці.

У розділі, присвяченому цивільній обороні, було зроблено аналіз стійкості роботи станції в умовах впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.
2. Лесько В. О., Кравчук С.В., Сікорська О.В. Електричні апарати: Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 145 с.
3. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
4. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
5. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.
6. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
7. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. ·Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
9. Саух С.Є. Проблеми математичного моделювання конкурентної рівноваги на ринках електроенергії // Вісник Національної академії 332 наук України, 2018, 40, №4, с. 53 – 67. Режим доступу: <https://DOI.org/10.15407/visn2018.04.053>.

10. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник. / О.В. Кириленко, М.С. Сегеда, О.Ф. Буткевич, Т. А. Мазур. Львів : Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2010. 608 с.
11. Саух, С. Є. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія / С. Є. Саух, А. В. Борисенко. К.: «Три К», 2020. 340 с
12. Задачин В.М., Конюшенко І.Г. Чисельні методи: навчальний посібник. Х.: Вид. ХНЕУ ім. Кузнеця, 2014. 180 с.
13. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
14. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
15. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.
16. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матєєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
17. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. К. : НАУ, 2018. 312 с.
18. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М.

Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.

19. Бардик Є.І., Лукаш Н.П. Електрична частина електростанцій і підстанцій: навчальний посібник. К. НТУУ «КПІ» 2011р. 220с.

20. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папайка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.

21. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.

22. Аввакумов В. Г. Перехідні процеси в системах електропостачання: елементи теорії, програми, ілюстрації : навчальний посібник / В. Г. Аввакумов, Л. Б. Терешкевич. Вінниця : ВНТУ, 2008. 241 с.

23. Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.

24. Друга редакція додатку до кодексу системи передачі «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки» НЕК «Укренерго».

25. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.

26. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків : ТОВ «В справі», 2016. 260 с.

27. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. К.: НТУУ «КПІ», 2012. 492 с.

28. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2014. 204 с.

29. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. 559 с.

30. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
31. Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник / Львів: 2-е видання. Вид-во нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2013. 608 с.
32. Лагутін В. М., Тептя В. В., Видмиш В. А. Релейний захист розподільних мереж. Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 70 с.
33. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, В. М. Лагутін. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.
34. Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції: Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2005. 124 с.
35. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с.
36. Яндутьський О. С. Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. К.: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с. URL: <https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/16600/1/PZ.pdf>
37. А.Д. Пташник, З.О. Толстий, Д.А. Гук, С.Д. Ладанюк «СИСТЕМИ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ» Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи». Секція «Електроенергетика та електромеханіка», Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця.
URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view-File/19649/16266>

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 720 МВт з аналізом особливостей експлуатації кабельних ліній.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichek

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 Unichek щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Толстий З.О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали)

Додаток Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 720 МВТ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ**

08-21.МКР.008.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи 2ЕС-22м

_____ Толстий З.О.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить тяжким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій;

б) наказ ректора ВНТУ №247 від 18.09.2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування КЕС потужністю 720 МВт та аналіз експлуатації кабельних ліній.;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Список використаних джерел розробки:

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

2. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.

3. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

4. Вимоги до виконання.

Передбачається спорудження КЕС у центральному регіоні

– технічне завдання: станція типу КЕС потужністю 720 МВт. Відстань до енергосистеми 140 км; паливо – вугілля; максимальна потужність, що віддається в систему 470 МВт; номінальна потужність системи 15000 МВА; номінальний опір системи 0,2 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 100 МВт; номінальна напруга району 110 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ТЕЦ, українського та зарубіжного виробництва (“Південнемаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “АВВ” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами.

– показники технологічності: проектування КЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

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

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	Кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.23	2.11.23	розділ 2
4	Аналіз експлуатації кабельних ліній	3.11.23	10.11.23	розділ 3
5	Економічна частина	11.11.23	16.11.23	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в НС	17.11.23	24.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	плакати, презентація

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Таблиця 4.1 - Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС.

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд.2	В тому числі по видах затрат						Загальна вартість, тис. грн
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	2,1%	50%	12852	2%	5140.8	48%	12337.92	25704
2	Об'єкти основного виробничого призначення	1300-1700	60,0%	73440	39,0%	477360	1,0%	12240	1224000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	1,2%	80%	11750.4	20%	2937.6			14688
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	19767.6	15%	3488.4			23256
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95%	34884	5%	1836			36720
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3,0%	90%	33048	10%	3672			36720
7	Упорядкування території	0,5%	100%	6120					6120
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	39168	10%	4896	10%	4896	48960
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	36720	36720
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	2448	2448
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	3672	3672
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	61200	61200
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	12240	12240
	Всього по розділах 1-13			891990		494704.1		145754	1532450
	В т.ч. поворотні суми			44599.5					44599.5
	Всього			847390.5		494704.1		145750	1487850

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

$$K_{\text{ншт}} = \frac{K_{\Sigma}^{\text{КЕС}}}{N_{\text{вст.}}}, \quad (7.1)$$

$$K_{\text{ншт}} = \frac{1487850000}{720000} = 2066,458 (\text{грн/кВт}),$$

де $K_{\Sigma}^{\text{ЕС}}$ - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн.; $N_{\text{вст.}}$ - встановлена потужність КЕС, кВт.

Визначення собівартості виробітку електроенергії.

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовому та дипломному проекті рекомендується використовувати методику укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проектних інститутах.

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

Визначення величини амортизаційних відрахувань.

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шинстанції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “ Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування

здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об’ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ($T_n = 20$ років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язу ($T_n = 4$ роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ($T_n = 6$ років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1- 2%, 2- 3%, 3- 5%. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вищеприведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в таблиці 1) по наступним формулам:

$$ОФ_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5})$$

$$ОФ_1 = 0,6 \times (847390 - 34884) = 487503,9 \text{ (тис.грн.)}$$

$$ОФ_2 = K_5 = 36720 \text{ (тис.грн.)}$$

$$ОФ_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл.5}) + K_{інш}$$

$$ОФ_3 = 325002,6 + (494704,1 - 1836) + 145750 = 963624,6 \text{ (тис.грн.)}$$

де $K_{БМР}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.1; K_5 - капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ - вартість обладнання ЕС; $K_{інш.}$ - капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань виконаємо у табличній формі (таблиця 7.2).

Таблиця 4.2 Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ тис.грн.	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань тис. грн.
Ф1	487503.9	7	34125.27
Ф2	36720	28	10281.6
Ф3	963624.6	20	192724.92
Разом	1487848,5		237131,793

Визначення річного фонду заробітної плати

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

Значення штатних коефіцієнтів вибирається по табл.3-табл.5. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum \kappa_{ум.i} * N_{вст.i};$$

$$Ч = 1,04 \times 6 \times 120 = 748,8 \sim 749$$
(4.2)

де $\kappa_{ум.i}$ - штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.i}$ - сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Штатний коефіцієнт згідно з табл. 3 для блоків 120 МВт приймаємо рівним 1,04, оскільки станція працює на вугіллі.

Загальна кількість персоналу ділиться по категоріям у відповідності з рекомендаціями, приведеними у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ЕС

Категорія працівників	Чисельність працівників	
	У % від загальної кількості	Кількість, чол.
Робітники	83,5	625
ІТР	13,5	101
Службовці	2,5	19
МОП	0,5	4

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	КЕС
	Заробітна плата, грн
Робітники	1800
Службовці	1500
ІТР	2000
МОП	1200

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

$$S_{зп} = \sum 12 * Z_i * n_i, \quad (4.3)$$

де Z_i - середня заробітна плата робітника i -ої категорії; n_i - кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 4.5

Таблиця 4.5 Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	625	122295000
ІТР	101	31512000
службовці	19	780000
МОП	4	87600

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 8 по формулі:

$$I_{зп} = (1,57 \times (S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80 \times (S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ сл.}})) \times K_k \times K_b, \quad (4.4)$$

$$I_{зп} = (1,57 \times (122295000 + 87600) + 1,8 \times (31512000 + 780000)) \times 0,7 \times 1,375 = 248086572 \text{ (грн.)}$$

де 1,57; 1,80 - коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату; k_k - коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7); $k_b = 1,375$ - коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

Витрати на паливо

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції.

Витрати на паливо для теплової станції конденсаційного типу.

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

$$I_{\Pi} = \frac{(C_{\Pi} + C_{\text{тр}}) \times B_p \times (1 + \alpha_{\text{втр.}})}{e_{\Pi}}, \quad (4.5)$$

де C_{Π} і $C_{\text{тр}}$ - ціна натурального палива та вартість його доставки; B_p - річні витрати умовного палива; $\alpha_{\text{втр.}}$ - втрати твердого палива при транспортуванні (1,5%); e_{Π} - калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330$ (Q - теплотворна здатність палива). Втрати рідкого та газоподібного палива та витрати по його доставці враховуються у преїскурантах цін.

Ціна палива $C_{\Pi} = 13000$ грн. за 1 т. вугілля.

$$\text{Калорійний коефіцієнт: } e_{\Pi} = \frac{32400}{29330} = 1,105.$$

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

$$B_p = B_{\text{хх}} \times \tau_p + \beta \times W_{\text{вир.}}, \quad (4.6)$$

де $B_{\text{хх}}$ - годинні витрати умовного палива на холостий хід; τ_p - число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$); $\tau_{\text{простою}}$ - тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год. [2].

Визначимо число годин роботи блоків 120 МВт у плановому році при умові, що на двох з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на третьому.

$$\tau_{p120} = 8760 \times 6 - (24 \times 37 \times 2 + 24 \times 8 \times 2 + 24 \times 16 \times (6 - 2)) = 48864 \text{ (год./рік)}$$

Візьмемо значення витратних характеристик блоків з таблиці 10.

$$B_{120} = 4,3 \times \tau_p + 0,355 \times W, \quad (4.7)$$

$$B_{120} = 4,3 \times 48864 + 0,355 \times 4654917,76 = 1862611,005 \text{ (т.у.п)}$$

$$I_{\Pi} = \frac{13000 \times 1862611,005 \times (1+0,015)}{1,105} = 22241766647,05882(\text{грн}).$$

Інші затрати

Вони включають в себе загальностанційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{зн}) \cdot I_n}{100}, \quad (4.8)$$

$$I_{ін} = \frac{(24426933,3 + 248086572) \cdot 25}{100} = 66749966,33(\text{грн.})$$

де I_n – відсоток інших витрат, що визначається по графіку та рівний 25% для потужності заданої станції.

Визначення собівартості відпущеної енергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

$$C = I / E_{\text{відп}}. \quad (4.9)$$

$$E_{\text{відп}} = E_{\text{вир}}(1 - a_{\text{вл}}), \quad (4.10)$$

$$E_{\text{відп}} = 4644977,76 \times (1 - 0,08) = 4282524,339(\text{МВт})$$

де $a_{\text{вл}}$ - коефіцієнт витрат на власні потреби; $E_{\text{вир}}$ – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{169567251300}{4282524339} = 39,59(\text{коп} / \text{кВт} \cdot \text{год})$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$И = И_a + И_{зп} + И_{ін} + И_{п}. \quad (4.11)$$

$$И = 237131,793 + 248086 + 1368724,105 + 22241766,647 = 24095708,5 \text{ (тис. грн)}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.6

Таблиця 4.6

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис. грн.	Собівартість енергії	
		коп/кВт·год	%
Амортизація	237131,793	5,53	13,98
Заробітна плата	24426,9333	0,57	1,44
Паливо	1368724,105	31,96	80,71
Інші витрати	65389,68158	1,527	3,8
Разом	24095708,5	39,59	100

Аналіз отриманих результатів

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

Таблиця 4.7 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	720
Річний виробіток електроенергії	кВт год	4644977760
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,08
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,96
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	1487850
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	2066,458
Питомі витрати умовного палива	г/кВт.год	400,99
Собівартість відпущеної енергії	грн./кВт.год	2,80

В результаті проведення розрахунків отримані техніко-економічні показники КЕС потужністю 720 МВт, яка працює на вугіллі відповідають техніко-економічним показникам працюючих. Спорудження такої станції є доцільним.

ДОДАТОК Г

(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 720 МВт З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

Мета і задачі дослідження. Магістерська кваліфікаційна робота спрямована на підвищення ефективності та надійності функціонування об'єднаної електроенергетичної системи. Основним завданням є розробка електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС) з потужністю 720 МВт, а також аналіз умов експлуатації її силового обладнання. Для досягнення цієї мети в роботі вирішуються наступні задачі:

- техніко-економічне обґрунтування проекту КЕС, що включає аналіз вартості, ефективності та потенційних ризиків;
- дослідження сучасних методів та підходів у проектуванні електростанцій, з акцентом на інноваційні технології та екологічні аспекти;
- розробка головної схеми електричних з'єднань КЕС, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;
- проектування схеми власних потреб електростанції, враховуючи всі необхідні енергетичні та резервні системи;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також акумуляторної батареї, з огляду на надійність та довговічність;
- аналіз особливостей експлуатації кабельних ліній з метою забезпечення безпеки та ефективності його використання;
- розрахунок ключових техніко-економічних показників КЕС для оцінки її продуктивності та економічної вигідності;
- розроблення комплексу організаційно-технічних рішень з охорони праці, а також стратегій для підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах можливих надзвичайних ситуацій.

Ця робота має велике значення у контексті модернізації та збереження енергетичної інфраструктури, а також впровадження передових практик у сфері виробництва електроенергії.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина КЕС.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження. Для глибокого аналізу та вирішення поставлених завдань у магістерській роботі активно використовуються методи математичного моделювання. Ці методи дозволяють точно імітувати реальні умови функціонування електроенергетичних систем, виявляти потенційні проблеми та оцінювати ефективність запропонованих рішень. Зокрема, в процесі проектування головної схеми електричних з'єднань конденсаційної електростанції (КЕС) широко використовуються принципи та елементи теорії надійності.

Головна схема електричних з'єднань КЕС

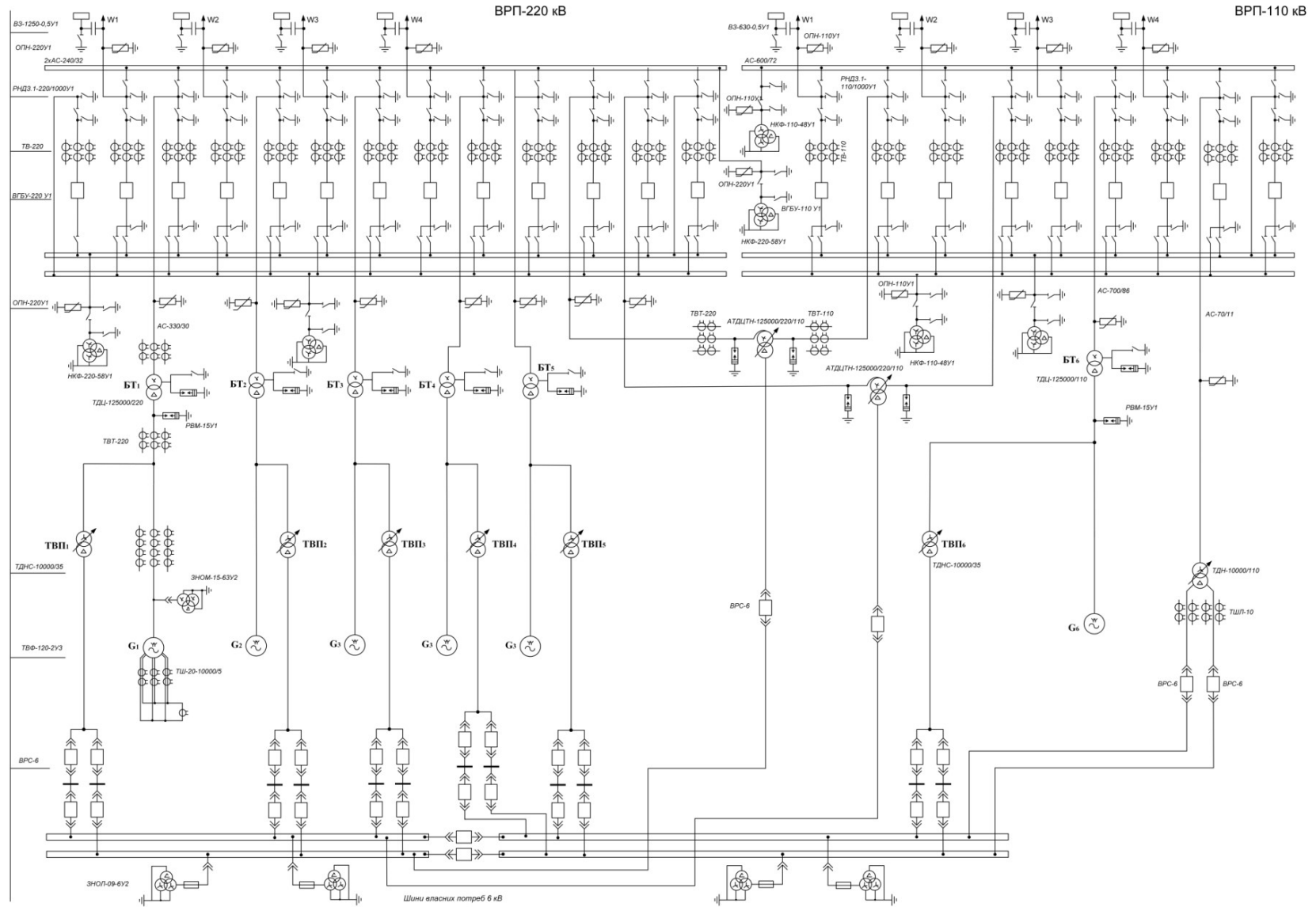


Схема ВРП 110 кВ

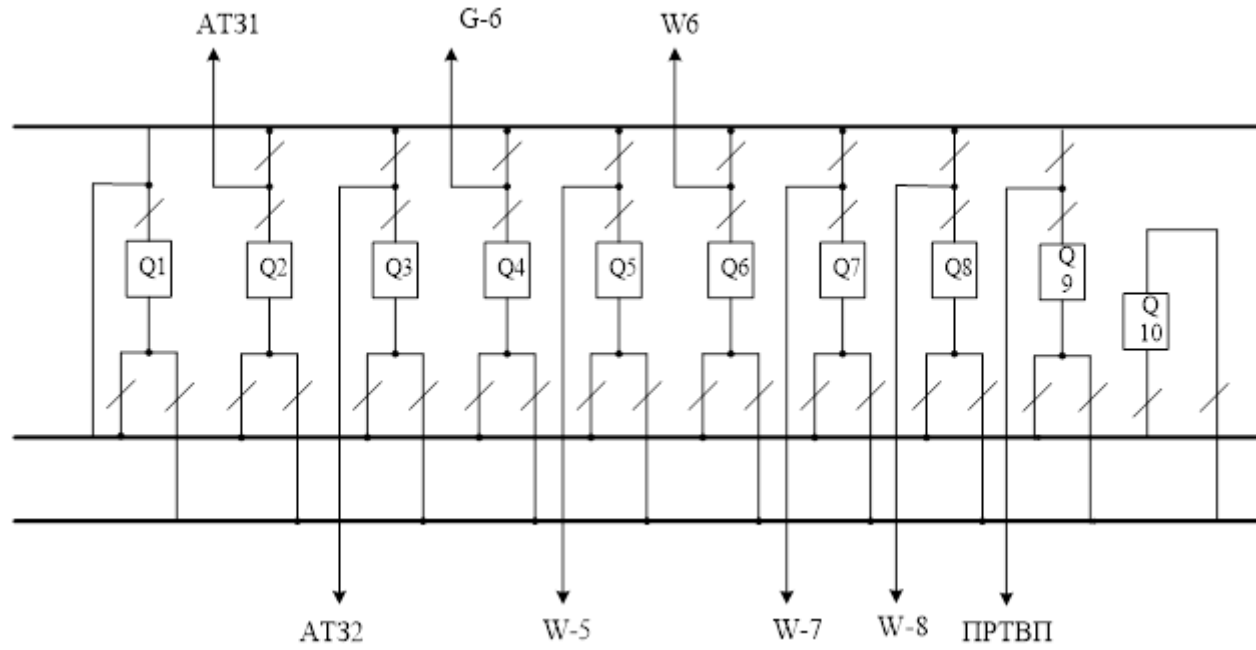
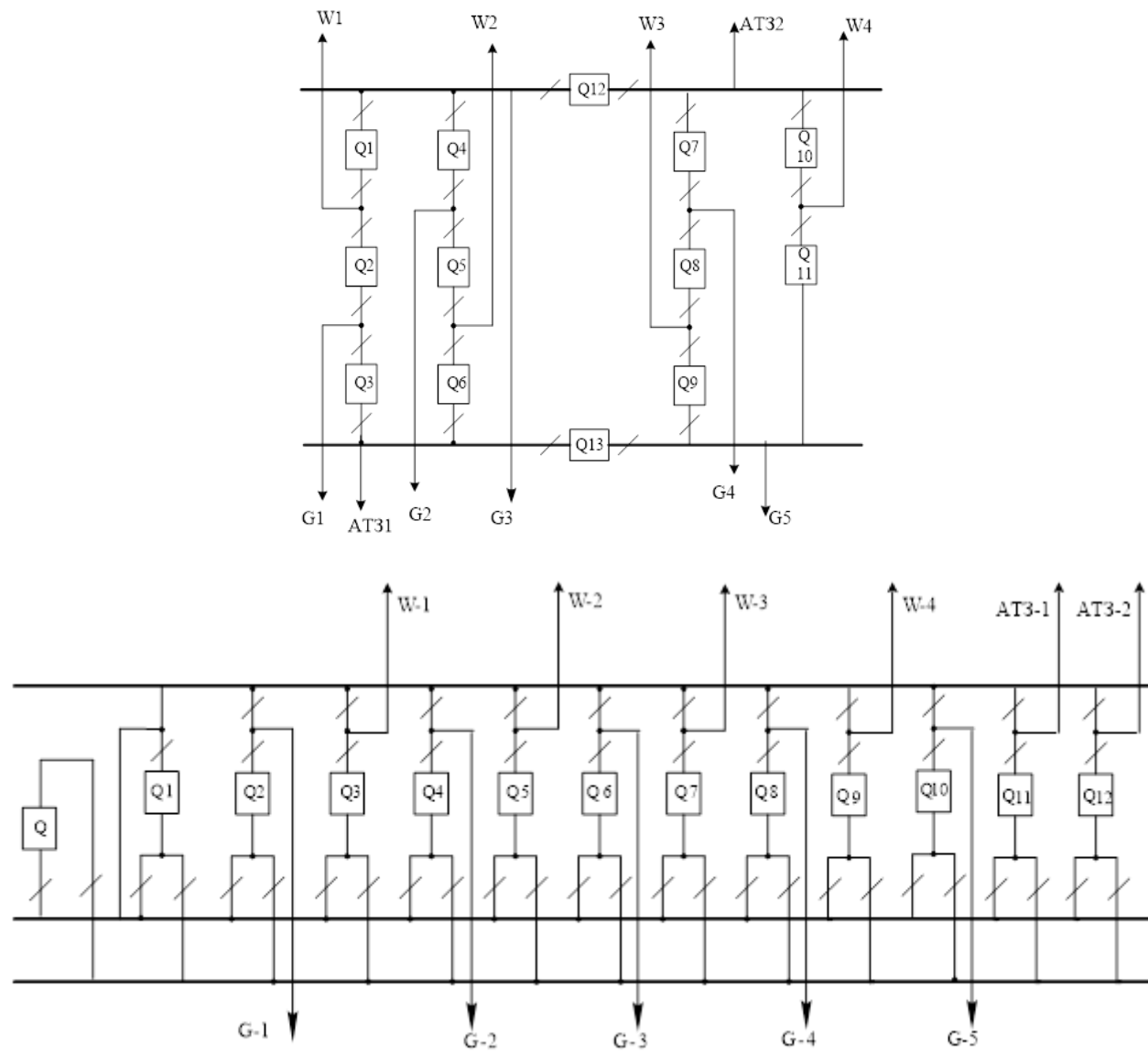
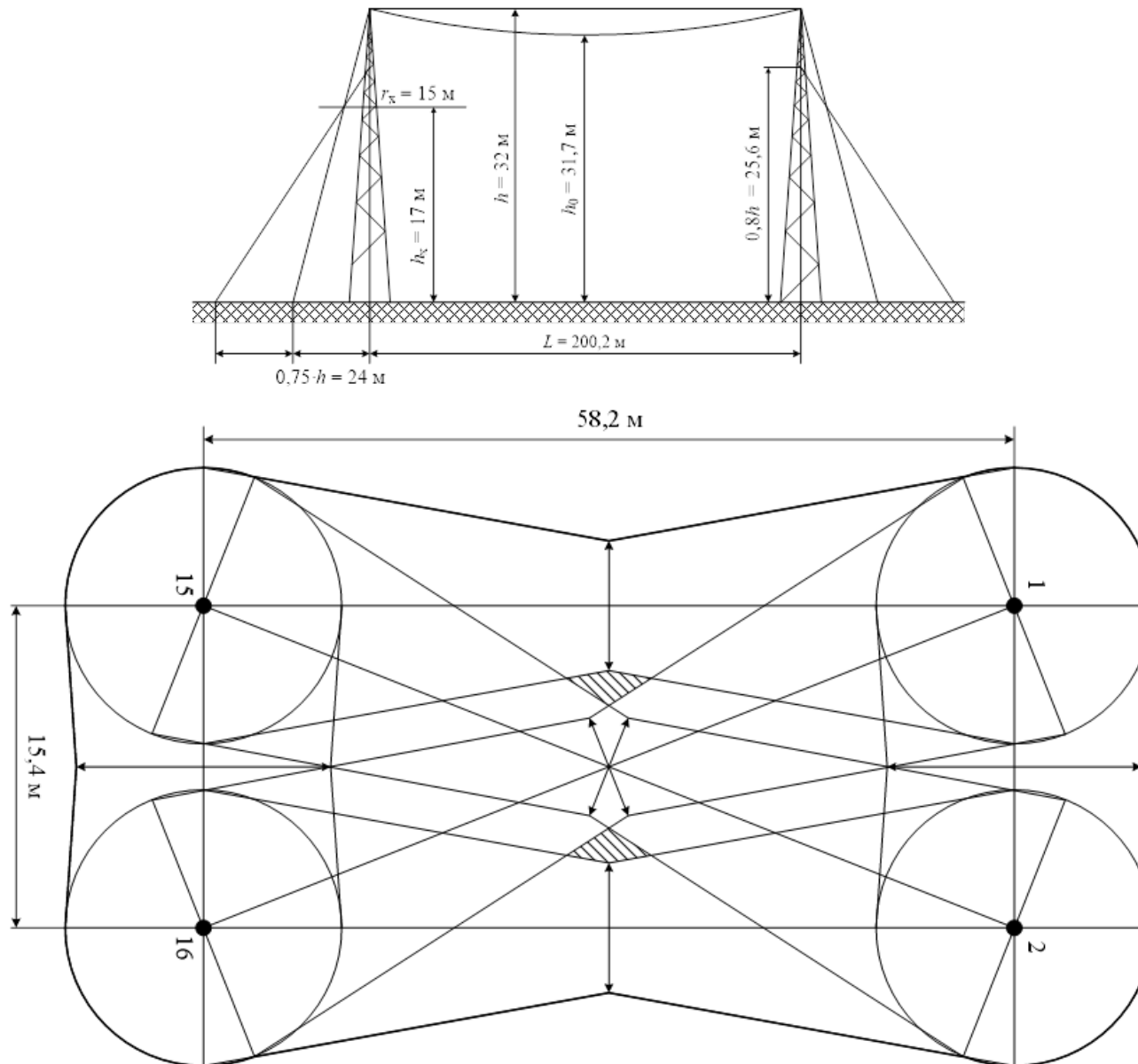


Схема ВПИ 220 кВ



Зони захисту від блискавки для РП – 220кВ , забезпечені блискавковідводами



План та поперечний переріз ВРУ- 220кВ

