

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

Електрична частина атомної електричної станції потужністю 1440
МВт (ВВЕР-1000+ВВЕР-440) з дослідженням систем збудження генераторів

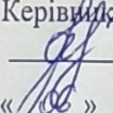
Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Андрощука Д.С.

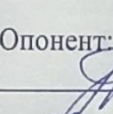
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Сікорська О. В.

(прізвище та ініціали)

« 12 » 2024 р.

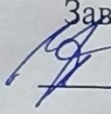
Опонент:  Д.С. Андрощука, к.т.н. доцент

(прізвище та ініціали)

« 12 » 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

 д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 12 » 2024 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

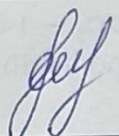
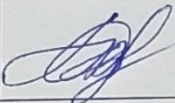
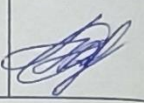
Андрощуку Дмитру Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 1440 МВт (ВВЕР-1000+ВВЕР-440) з дослідженням систем збудження генераторів»

1. Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Сікорська О. В.
2. затверджена наказом вищого навчального закладу закладу від 17.09.2024 року № 310
3. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року.
4. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: встановлена потужність станції 1440 МВт; номінальна напруга системи 750 кВ; номінальна напруга мережі району 220 кВ; максимальне навантаження станції 1372,35 МВт.
5. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєктування АЕС потужністю 1440 МВт. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження систем збудження генераторів. 4 Економічна частина. 6. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
6. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Структурна схема АЕС. 3. Схеми ВРУ 220 кВ та 750 кВ. 4. Вимоги до РУ. 5. Вимоги під час експлуатації роз'єднувачів. 6. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-220кВ. 7. Техніко-економічні показники станції.

7. Консультанти розділів роботи

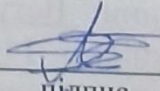
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О. В., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

8. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

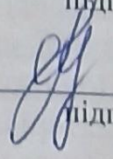
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС потужністю 1440 МВт	21.09.24	30.09.24
3	Електротехнічна частина	30.09.24	10.10.24
4	Дослідження систем збудження генераторів	10.10.24	22.10.24
5	Економічна частина	23.10.24	15.10.24
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.10.24	25.10.24
7	Оформлення пояснювальної записки	26.10.24	01.11.24
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	02.11.24	12.11.24
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	13.11.24	28.11.24
	Рецензування МКР	29.11.24	09.12.24
	Захист МКР	10.12.24	13.12.24

Студент


підпис

Андрощук Д. С.

Керівник


підпис

Сікорська О.В.

АНОТАЦІЯ

Андрощук Дмитро Сергійович «Електрична частина атомної електростанції потужністю 1440 МВт з дослідженням систем збудження генераторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2024. 133 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 18 назв; рис.: 32; табл. 30.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина атомної електричної станції потужністю 1440 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схеми відкритих розподільних установок 750 та 220 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: атомна електрична станція, трансформатор, відкрита розподільна установка.

ABSTRACT

Androschuk Dmytro Serhiyovych “Electrical part of a nuclear power plant with a capacity of 1440 MW with the study of generator excitation systems”. Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 133 p.

In Ukrainian. Bibliography: 18 titles; Fig.: 32; Table. 30.

The master's qualification work designed the electrical part of a nuclear power plant with a capacity of 1440 MW. In the electrical part, the station's electrical load schedules were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station was designed, and the diagrams of open switchgears of 750 and 220 kV were designed. Short-circuit currents were calculated and switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery were selected. An analysis of dangerous and harmful production factors was conducted and safety measures for personnel in emergency situations at the power plant were proposed.

Keywords: nuclear power plant, transformer, open switchgear.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ВСТУП	5
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	7
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	10
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції.....	10
2.2 Вибір основного обладнання.....	16
2.3 Вибір структурної схеми станції	17
2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ-750 та 220 кВ	24
2.5 Вибір схеми власних потреб	25
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	27
2.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ	57
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	59
2.9 Вибір струмоведучих частин	64
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів	73
2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг	77
2.12 Вибір установки постійного струму	79
3 ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМ ЗБУДЖЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ	84
3.1 Загальний огляд предмету дослідження.....	86
3.2 Влаштування силової частини системи збудження СБГД-6300.....	84
3.3 Влаштування статичної частини системи управління збудженням	90
3.4 Організація технічного обслуговування.....	93
3.5 Особливості роботи автоматичного регулятора збудження.....	97
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	106
4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої електростанції.....	106
4.2 Розрахунок собівартості виробітку електроенергії	108
4.3 Визначення величини амортизаційних відрахувань	108
4.4 Визначення фонду заробітної плати	110
4.5 Витрати на паливо	112

4.6 Інші затрати	113
4.7 Визначення собівартості відпущеної енергії	114
4.8 Аналіз отриманих результатів	115
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	116
5.1 Задачі розділу	116
5.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та обслуговуванням комутаційного електрообладнання.....	117
5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт систем збудження	118
5.4 Метеорологічні умови	121
5.5 Склад повітря робочої зони	121
5.6 Розрахунок захисного заземлення	122
5.7 Оцінка стійкості роботи АЕС 1440 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС.....	125
ВИСНОВКИ.....	129
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	132
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	134
Додаток Б Технічне завдання МКР.....	135

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АРЗ – автоматичний регулятор збудження;
АЕС – атомна електрична станція;
БТ – блочний трансформатор;
ВЗ – високочастотний загороджувач;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМІ – електромагнітний імпульс;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗА – захисні апарати;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЕС – конденсаційна електрична станція;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
РВ – розрядник вентильний;
РЗА – релейний захист і автоматика;
РУ – розподільна установка;
СЗ – система збудження;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТГ – турбогенератор;
ТН – трансформатор напруги;
ТО – технічне обслуговування;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. В останній час атомна енергетика розвивається прискореними темпами. АЕС – це по суті теплові електростанції, які використовують теплову енергію ядерних реакцій. Одним із основних елементів АЕС є реактор. В нашому випадку – це реактор типу ВВЕР. Ці реактори знайшли широке застосування на АЕС в Україні. Атомні електричні станції будуються за блочним принципом.

Ядерне паливо, запаси якого значно великі, має дуже велику теплотворну здатність (1 кг U-235 замінює 2900 т вугілля), тому АЕС особливо ефективні в районах які не мають великих запасів паливних ресурсів, наприклад в Україні. До того ж, кількість палива, що споживається незначна, що в свою чергу, полегшує вимоги до його транспортування.

АЕС вигідно оснащувати енергоблоками великої потужності (наприклад 440 та 1000 Мвт). Тоді вони за своїми техніко-економічними показниками не поступаються КЕС, а в деяких випадках і переважають. Практично, АЕС не забруднюють атмосферу. АЕС не мають викидів димових газів та відходів у вигляді золи та шлаків, що дозволяє споруджувати АЕС біля великих міст і центрів навантаження.

Коефіцієнт корисної дії АЕС складає від 35 % до 38 %, що особливо важливе в наш час з економічної точки зору.

Розглядаючи вище перераховані переваги, можна сказати, що тема є актуальною, а даний вид електростанцій, на сьогодні, є найбільш перспективним для розвитку в Україні.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою проєктування електричної частини атомної електричної станції, а також аналіз методів проєктування АЕС станцій та виконати аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв’язуються такі основні задачі:

- аналіз методів, що застосовують під час проєктування АЕС;
- проєктування головної схеми з'єднань АЕС потужністю 1440 МВт;
- проєктування схеми електропостачання системи власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів та іншого обладнання;
- виконано аналіз систем збудження генераторів;
- розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС;
- розроблення заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок та безпеки оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації АЕС та дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС умовах дії електромагнітних імпульсів;

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина АЕС.

Предметом дослідження є методи і засоби проєктування електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. При проєктуванні головної схеми електричних з'єднань ЕС використовуються елементи теорії надійності.

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

1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Сьогодні в усьому світі спостерігається відродження атомної енергетики. Це об'єктивна тенденція, яка збережеться в осяжному майбутньому. Енергетична стратегія до 2030 року передбачає збереження домінуючої ролі атомної енергетики в енергозабезпеченні країни. Виробництво атомної енергії має зрости цього разу до 219 млрд кВт/год. Для забезпечення такого обсягу виробництва електроенергії на АЕС до 2030 року необхідна наявність не менше 29,5 ГВт встановленої потужності АЕС [1].

Атомна енергетика та атомна промисловість країни роблять вагомий внесок в економічну та енергетичну безпеку України, а також у сталий екологічний розвиток України.

За останні 5 років частка виробництва атомної енергії в Україні перевищила 50%, а подекуди досягла навіть 65%. За часткою виробництва атомної електростанції в загальному виробництві електроенергії Україна посідає друге місце у світі (після Франції).

Завдяки стабільному функціонуванню атомної галузі населення та промислові об'єкти України не відчували проблем з паливно-енергетичним забезпеченням, пошкоджень інфраструктури у зв'язку з анексією Криму та бойовими діями на сході країни, пошкоджень та перебоїв у постачанні вугілля, поставки з непідконтрольних українській владі територій.

За роки незалежності створено потужну інфраструктуру та організаційно-правові основи функціонування об'єктів атомної енергетики. Забезпечено належний рівень фізичного захисту атомних електростанцій. Розроблено систему науково-технічного та навчального забезпечення [2]. Постійно проводяться технічні, організаційні та наукові заходи щодо підвищення безпеки АЕС. Ведеться робота щодо забезпечення довгострокової експлуатації енергоблоків АЕС з метою продовження їх експлуатації на 20 років понад проектний термін. Наразі в Україні вже продовжено роботу 10 із 15 діючих енергоблоків.

Важко переоцінити вплив атомної промисловості на економічну та енергетичну безпеку. Роль атомної енергетики в генеруванні економічного зростання та створенні робочих місць є важливою. За останні три роки безпосередня зайнятість в атомній галузі становила в середньому 45 тис. робочих місць із сплаченими податками до 11,5 млрд грн, що становить приблизно 1,5% від загального обсягу доходів державного бюджету України [3]. Тому чиста та доступна атомна енергетика є одним із ключових елементів енергетичної безпеки країни та потужним фактором підвищення конкурентоспроможності української економіки.

Окрім значного внеску атомної промисловості в економіку країни, атомні електростанції також позитивно впливають на навколишнє середовище. Українські атомні електростанції є найбільшими виробниками електроенергії з низьким рівнем викидів серед різних видів джерел генерації електроенергії. Важливість атомної енергетики в контексті боротьби зі зміною клімату та реалізації Україною цілей Паризької угоди наголошено в Стратегії низьковуглецевого розвитку України до 2050 року. Згідно з цією стратегією, Україна може досягти своїх кліматичних цілей, зберігаючи, зокрема, важливу роль атомної енергетики як джерела енергії з низьким рівнем викидів.

Українські АЕС за весь час експлуатації (з урахуванням продовженого терміну експлуатації 10 атомних енергоблоків) уникли викидів 2,7 млрд тонн CO₂. У разі остаточної зупинки АЕС щорічно буде викидатися 70 млн тонн CO₂. Відповідно до Енергетичної стратегії України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», Україна розглядає атомну енергетику як одне з найбільш економічно ефективних джерел енергії з низьким рівнем викидів. Подальший розвиток атомної енергетики до 2035 року базується на тому, що частка атомної енергетики в загальному обсязі виробництва електроенергії зростатиме, а атомна енергетика й надалі відіграватиме важливу роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни, забезпеченні надійного та безпечного виробництва електроенергії.

З 1 липня 2019 року в Україні запрацювала нова, лібералізована модель ринку електроенергії. Це стало важливим етапом у реформуванні енергетичної системи країни та показало, що Україна виконує свої зобов'язання перед Енергетичним Співтовариством щодо інтеграції до європейського енергетичного ринку.

Нова модель ринку електроенергії працюватиме за стандартами ЄС і дозволить уникнути запроваджених НКРЕКП дискримінаційних низьких тарифів для АЕС та переходу від ручного регулювання тарифів на електроенергію до встановлення ринкових цін [4]. Попередній тариф ледве покривав необхідні виробничі витрати українських АЕС і спричиняв дефіцит коштів для реалізації інвестиційних проектів.

Нова модель ринку електроенергії зробить правила прозорими та зрозумілими для всіх учасників ринку. Це дозволить запровадити реальну конкуренцію, яка забезпечить зниження цін на електроенергію, підвищення якості та безпеки послуг з її доставки та підвищення енергетичної безпеки країни завдяки майбутній синхронізації Об'єднаної енергосистеми.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних і теплових навантажень

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних і теплових навантажень району, що обслуговується. Потужність електричних станцій повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, зв'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворення, і витрата на власні потреби станції.

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності системи $P_{C\text{MAX}}$ та району $P_{P\text{MAX}}$. Передача електроенергії зв'язана з втратами, що поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, і змінні ΔP_2 пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку величину втрат можна прийняти [8]:

$$\begin{aligned} & \text{у мережах системи:} \quad \Delta P_1'' = 0,02; \\ & \quad \Delta P_2'' = 0,14; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{у мережах району:} \quad \Delta P_1' = 0,01; \\ & \quad \Delta P_2' = 0,06. \end{aligned}$$

Приведемо приклад розрахунку для інтервалу часу “0÷6” і пори року – зима для місцевого району. Для всіх часових інтервалів і для всіх пір року розрахунки проводяться аналогічно. Всі розрахункові дані зводимо в таблицю 2.1.

Постійні втрати в мережах м. р.:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P_1' \cdot P_{p\text{max}}, \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 360 = 3,6 \text{ (МВт)};$$

Постійні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P_1'' \cdot P_{c\text{max}}, \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 860 = 17,2 \text{ (МВт)};$$

Змінні втрати в мережах м. р.:

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

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{324^2}{360} = 17,5 \text{ (МВт)};$$

Змінні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{2c} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}}, \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{774^2}{860} = 97,5 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{\text{рвід}} = P_{\text{pt}} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{рвід}} = 234 + 3,6 + 17,5 = 345,1 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{\text{свід}} = P_{\text{ct}} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}, \quad (2.6)$$

$$P_{\text{свід}} = 473 + 17,2 + 97,5 = 888,2 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{відт}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}}, \quad (2.7)$$

$$P_{\text{відт}} = 246,72 + 526,6 = 1233,8 \text{ (МВт)};$$

Встановлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 1000 + 2 \cdot 220 = 1440 \text{ (МВт)};$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{en.t}} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{від.t}}}{P_{\text{вст}}} \right) \frac{P'_{\text{en}} \cdot P_{\text{від max}}}{100}, \quad (2.8)$$

$$P_{\text{від.t}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1233,8}{1440} \right) \cdot \frac{8 \cdot 1321,6}{100} = 87,77 \text{ (МВт)},$$

де $P_{\text{вст}} = 1440 \text{ (МВт)}$ - встановлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{\text{від}} = 6\%$ - максимальне навантаження власних потреб, %, відносно встановленої потужності електростанції по [1, таблиця 1.1];

Потужність, що виробляється генераторами:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{вп}},$$

$$P_{\text{вир}} = 1233,8 + 87,77 = 1321,6 \text{ (МВт)}.$$

За приведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для періоду повені та нормального періоду. Дані зводяться в таблицю 2.1. За даними розрахунків будуємо графіки навантажень, приймаючи тривалість зимового періоду 183 доби, а літнього періоду - 182 доби.

Використовуючи річний графік по тривалості, розрахуємо техніко-економічні показники роботи станції.

1) Максимальне навантаження станції :

$$P_{\text{max}} = 1406,83 \text{ (МВт)}$$

2) Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир}i} t_i, \quad (2.9)$$

$$\begin{aligned} E_p &= [6 \cdot 848,92 + 4 \cdot 1068,36 + 2 \cdot (1406,83 + 1294,47) + 4 \cdot 1047,83 + 6 \cdot 880,82] \times 183 + \\ &+ [6 \cdot 777,25 + 4 \cdot 994,47 + 2 \cdot (1329,47 + 1218,36) + 4 \cdot 974,05 + 6 \cdot 757,17] \times 182 = \\ &= 8473068.348 \end{aligned}$$

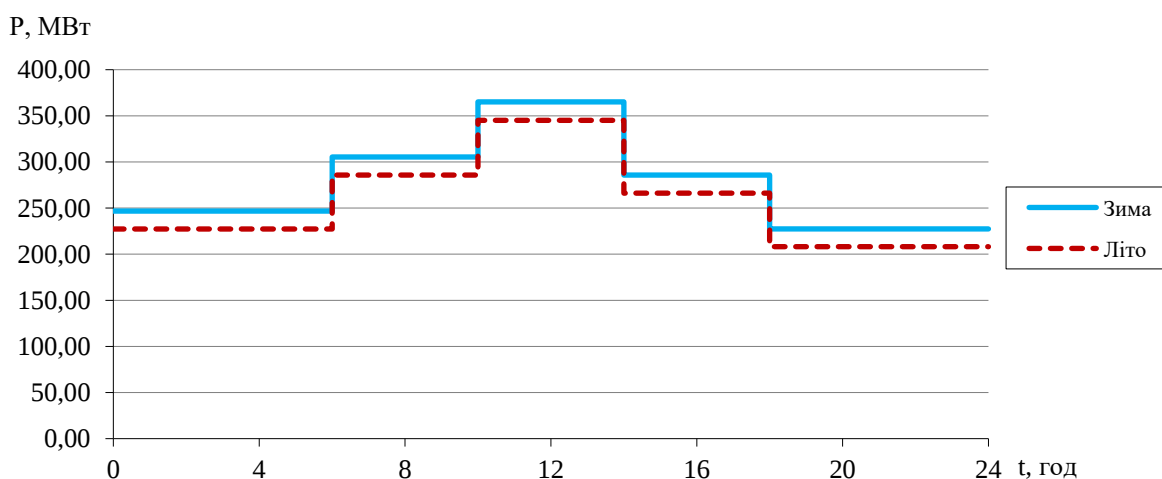


Рисунок 2.1 – Потужність, яка віддається в місцевий район

Таблиця 2.1 – Дані про навантаження станції

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби					
		0-6	6-10	10-12	12-14	14-18	18-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	65	80	95	95	75	60
	Літо	60	75	90	90	70	55
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	234.00	288.00	342.00	342.00	270.00	216.00
	Літо	216.00	270.00	324.00	324.00	252.00	198.00
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
	Літо	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	9.13	13.82	19.49	19.49	12.15	7.78
	Літо	7.78	12.15	17.50	17.50	10.58	6.53
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	246.73	305.42	365.09	365.09	285.75	227.38
	Літо	227.38	285.75	345.10	345.10	266.18	208.13
Навантаження системи, %	Зима	55	70	95	85	80	80
	Літо	50	65	90	80	75	75
Навантаження системи, МВт	Зима	473.00	602.00	817.00	731.00	602.00	516.00
	Літо	430.00	559.00	774.00	688.00	559.00	430.00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
	Літо	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	36.42	59.00	108.66	86.99	59.00	43.34
	Літо	30.10	50.87	97.52	77.06	50.87	30.10
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	526.62	678.20	942.86	835.19	678.20	576.54
	Літо	477.30	627.07	888.72	782.26	627.07	477.30
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	Зима	773.35	983.62	1307.96	1200.28	963.95	803.92
	Літо	704.68	912.82	1233.82	1127.35	893.25	685.43
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	75.57	84.74	98.88	94.19	83.88	76.90
	Літо	72.58	81.65	95.65	91.01	80.80	71.74
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	848.92	1068.36	1406.83	1294.47	1047.83	880.82
	Літо	777.25	994.47	1329.47	1218.36	974.05	757.17

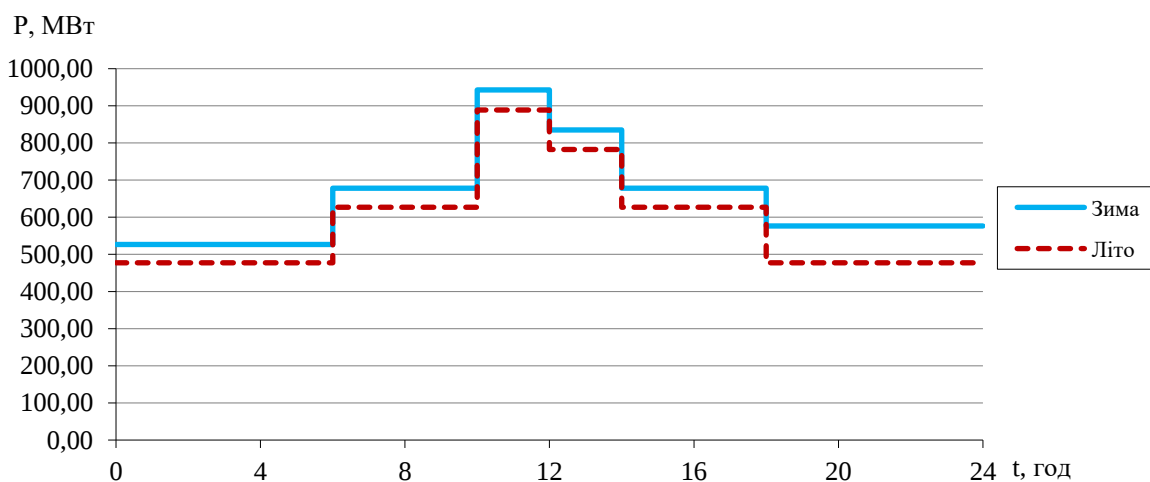


Рисунок 2.2 – Потужність, яка віддається в систему

3) Середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_p}{T}, \quad (2.10)$$

$$P_{cp} = \frac{8473068.3}{8760} = 967.25 \text{ (МВт)}.$$

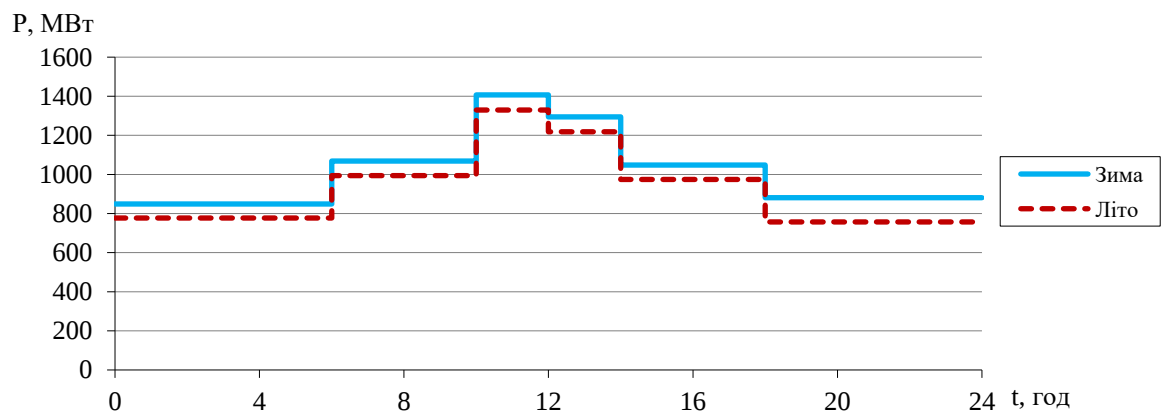


Рисунок 2.3 – Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

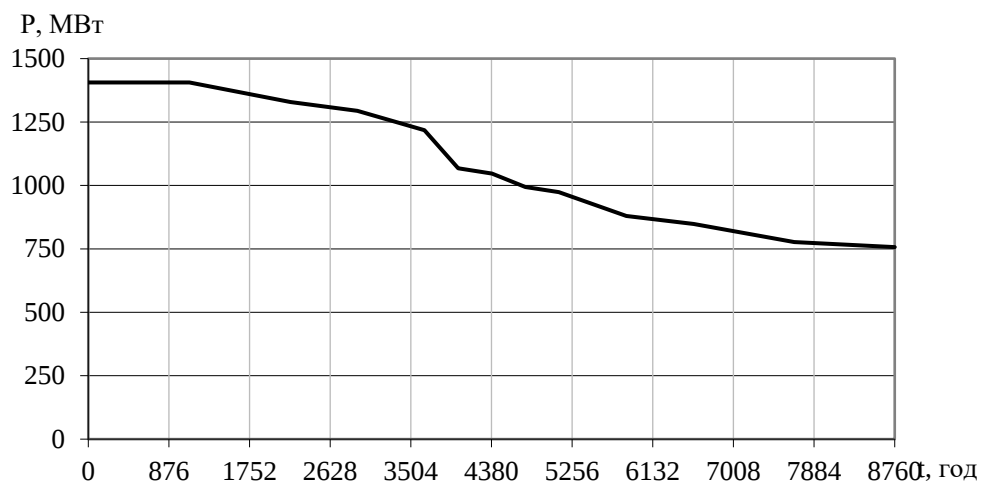


Рисунок 2.4 – Річний графік

4) Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}, \quad (2.11)$$

$$K_3 = \frac{967.25}{1406,83} = 0,687.$$

5) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_y = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}, \quad (2.12)$$

$$K_y = \frac{967.25}{1440} = 0,617.$$

6) Кількість годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}, \quad (2.13)$$

$$T_{\max} = \frac{8473068.34}{1406,83} = 6022.78 \text{ (год)}.$$

7) Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}, \quad (2.14)$$

$$T_{вст} = \frac{8473068.34}{1440} = 5884.07 \text{ (год)}.$$

8) Коефіцієнт резерву:

$$K_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{\max}}, \quad (2.15)$$

$$K_{рез} = \frac{1440}{1406,83} = 1,02.$$

Розрахувавши техніко-економічні показники, можна сказати, що дана електрична станція має невеликий запас резервної потужності ($K_{рез} \approx 1,05$). По річному графіку можна побачити, що виготовлення електроенергії станцією продовж року тримається в середніх значеннях потужності. А отже станція працює в базисній частині графіка.

2.2 Вибір основного обладнання

Основне обладнання по можливості потрібно вибирати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання АЕС відносяться парогенератори і турбіни.

2.2.1 Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, встановлюваних на проєктованій ТЕС, визначаються в залежності від типу (АЕС, ТЕЦ) і потужності станції; на АЕС – конденсаційні турбіни типу К.

Параметри турбін з [8] заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Вибір турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, атм	Температура свіжого пару, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
К-1000-60/1500	1000	60	274	-	-
К-220-44	220	44	255	-	1445

2.2.2 Вибір парогенераторів

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на АЕС визначаються зробленим раніше вибором парових турбін. Паропроодуктивність парогенераторів вибирається: для блочних АЕС – по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з урахуванням власних потреб і запасом до 3%.

Реактор ВВЕР – водо-водяний енергетичний реактор корпусного типу, з водою під тиском. Термін "водо-водяний" означає, що сповільнювачем нейтронів і теплоносієм, який відводить тепло, що виділяється в реакторі,

служить знесолена вода з розчином бору. Номінальні дані парогенераторів [8] заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики реактора

Марка	Потужність електрична, МВт	ККД, %	Параметри пари перед турбіною		Кількість ГЦН	Число петель	n
			Тиск, МПа	Температура, t, °C			
ВВЕР-1000	1000	32,0	15,7	289	4	4	1
ВВЕР-440	440	32,0	12,3	269	6	6	1

2.2.3 Вибір генераторів

Число і одинична потужність генераторів повинні співпадати з числом і електричною потужністю турбін. Напруга генераторів великої потужності (вище 60 МВт) приймається виходячи з умов їх виготовлення, причому перевага надається більш високим напругам.

Таблиця 2.3 – Вибір генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S, МВА	P, МВт				
ТВВ-220-2ЕУЗ	258,3	220	15,75	8,625	0,85	0,1906
ТВВ-1000-2УЗ	1111	1000	24	26,73	0,9	0,269

Вибране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції, а також можливість виробництва електричної енергії по заданих графіках навантаження.

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною частиною в проектуванні електричної частини електростанції, бо він визначає повний склад

елементів і зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему.

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає у виборі напруг, на яких буде видаватися електроенергія, та кількості ЛЕП на кожній напрузі. У відповідності з різноманітністю вихідних умов, видача електроенергії з електростанції може здійснюватися на одній, двох чи трьох підвищених напругах.

В більшості випадків видача потужності відбувається на двох напругах: 110-220 кВ – в місцевий район навантаження (в радіусі 30-150 км) і 330-750 кВ – в основну мережу енергосистеми або в основні мережі двох напруг (за відсутності живлення місцевого району) – 220-330 і 500-750 кВ.

Метою даного розділу є вибір напруги, на який буде віддаватись електроенергія, числа та пропускної спроможності ЛЕП на кожній напрузі.

Вибір числа та пропускної спроможності ЛЕП здійснюється згідно вимог:

1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватися видача всієї потужності електростанції;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, яка видається електростанцією, але, бажано, без зупинки блоку.

Для вибору кількості ліній, що відходять від РП використовуємо дані таблиця 2.1 [8].

Згідно приведених вимог кількість ЛЕП, що відходять від РП визначається:

$$n_c = \frac{P_{c.\max}}{P_{ep}}; \quad (2.16)$$

$$n_{mp} = \frac{P_{m.p.\max}}{P_{ep}}. \quad (2.17)$$

де $P_{гр}$ – максимально можлива потужність, яку може передати одна ЛЕП [8];

$P_{гр}$ – значення пропускної здатності ЛЕП – беремо з [1, таблиця 2.1].

P_{max} – максимальна потужність, що віддається з РП по всіх ЛЕП.

Для ВРУ-220 кВ:

$$n = \frac{360}{200} + 1 = 2,8 \approx 3 \text{ лінії.}$$

Для ВРУ-750 кВ:

$$n = \frac{860}{2200} + 1 = 1,4 \approx 1 \text{ лінія.}$$

Структурна схема електричної частини ЕС визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, склад блоків генератор - трансформатор і вид електричних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні).

Розподіл генераторів між РП різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин РП різних напруг.

Використовуючи рекомендації [8] приймаємо структурну схему станції, що зображена на рисунку 2.5.

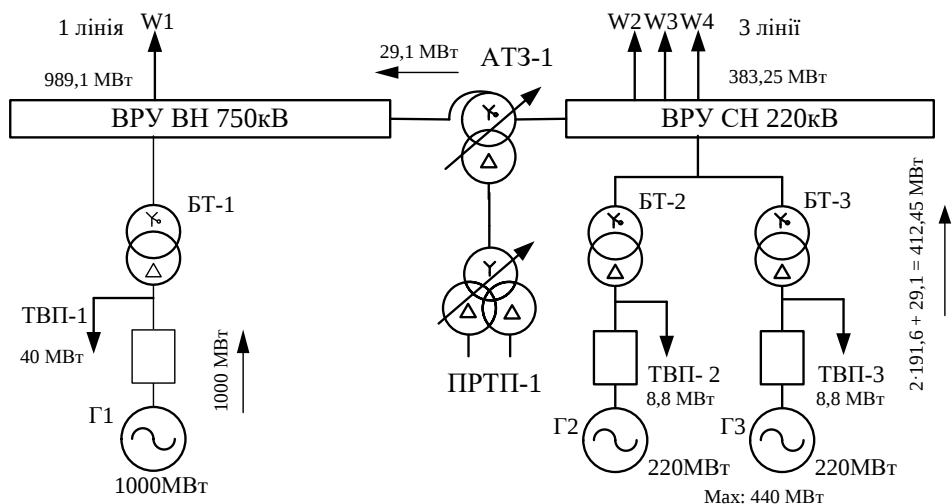


Рисунок 2.5 – Структурна схема станції

Номінальна потужність робочих ТВП вибирається у відповідності з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, що

пред'являються до системи власних потреб електростанції, перевантаження робочих ТВП недопустиме.

Так як дані для визначення розрахункового навантаження на валу двигунів наперед не відомі, то визначаємо потужність робочих ТВП наближено за формулою, приведеною в [8].

$$S_{\text{ТВП}} \geq P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{НОМ.Г}} \cdot K_{\text{П}}, \quad (2.20)$$

де $P_{\text{НОМ.Г}}$ — номінальна потужність генератора.

Для блоків ТВВ-1000-2УЗ: $S_{\text{ТВП}} \geq 0,8 \cdot 0,05 \cdot 1111 = 44,44$ (МВА);

$$P_{\text{ТВП}} \geq 0,8 \cdot 0,05 \cdot 1000 = 40 \text{ (МВА)};$$

Для блоків ТВВ-220-2ЕУЗ: $S_{\text{ТВП}} \geq 0,8 \cdot 0,05 \cdot 258,3 = 10,33$ (МВА);

$$P_{\text{ТВП}} \geq 0,8 \cdot 0,05 \cdot 220 = 8,8 \text{ (МВА)};$$

Станція складається з 2 блоків, то згідно [8] встановлюємо два ПРТВП. Потужність ПРТВП повинна забезпечити заміну самого крупного робочого ТВП одного блока і одночасний пуск або аварійну зупинку другого блока. Згідно [8] їх розрахункова потужність:

$$S_{\text{ПРТВП}} = S_{\text{ТВП розр}}; \quad (2.21)$$

$$S_{\text{ПРТВП}} = 44,44 \text{ (МВА)}.$$

Так як кожен генератор включається в блок з трансформатором і на відгалуження до блоку підключається лише навантаження власних потреб, то згідно умови:

$$S_{\text{НОМ.Т}} > S_{\text{НОМ.Г}} - S_{\text{ТВП}}, \quad (2.22)$$

де $S_{\text{ТВП}}$ — потужність ТВП;

$S_{\text{НОМ.Г}}$ — номінальна потужність генератора.

Для блоків ТВВ-1000-2УЗ:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq 1111 - 44,44 = 1066,56 \text{ (МВА)};$$

Для блоків ТВВ-220-2ЕУЗ:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq 258,3 - 10,33 = 247,97 \text{ (МВА)};$$

Вибір автотрансформаторів зв'язку здійснюється на підставі аналізу перетоків потужності між РП в різних режимах:

а) Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{p.\max} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.}i} - S_{\text{вп.ном}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (2.23)$$

де $S_{\text{ном.Г}}$ – номінальна потужність генераторів, ввімкнених на шини місцевого району;

$S_{p.\text{від.}\max}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1);

$S_{\text{вп.ном}}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням.

$$S_{p.\max} = 2 \cdot (258,3 - 10,33) - 383,25 = 112,75 \text{ (МВА)}.$$

б) Режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю:

$$S_{p.\min} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.}i} - S_{\text{вп.ном}} - S_{p.\text{від.}\min}, \quad (2.24)$$

де $S_{p.\min}$ – мінімальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

$$S_{p.\min} = 2 \cdot (258,3 - 10,33) - 208,13 = 287,87 \text{ (МВА)}.$$

в) Аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{p.\text{ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{ном.}i} - S'_{\text{в.п.}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (2.25)$$

де $S'_{\text{в.п.}}$ – потужність власних потреб блоків м. р., що залишилися в роботі.

$$S_{p.\text{ав}} = 258,3 - 10,33 - 383,25 = 39,87 \text{ (МВА)}.$$

Для автотрансформатора необхідно враховувати, що він повинен забезпечити перетік потужності в режимі максимальних навантажень з врахуванням допустимих перевантажень:

$$S'_{\text{ном.Т}} \geq |S_{p.\max}| / 1,4;$$

$$S''_{\text{ном.Т}} \geq |S_{p.\min}| / 1,4;$$

$$S'''_{\text{ном.Т}} \geq |S_{p.\text{ав}}| / 2;$$

$$S'_{\text{НОМ.Т}} = 112,75 / 1,4 = 80,17 \text{ (МВА)};$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} = 287,87 / 1,4 = 205,62 \text{ (МВА)};$$

$$S'''_{\text{НОМ.Т}} = 39,87 / 2 = 19,935 \text{ (МВА)}.$$

По найбільшому з цих значень ($S'_{\text{НОМ.Т}}$, $S''_{\text{НОМ.Т}}$, $S'''_{\text{НОМ.Т}}$) виконується вибір потужності ТЗ (в даному випадку це $S'''_{\text{НОМ.Т}} = 205,62 \text{ МВА}$).

Вибираємо автотрансформатор АОДЦТН-267000/750/220 [7].

Обираємо даний трансформатор на більшу потужність з урахуванням подальшого розширення, та відсутності необхідного трансформатора.

Всі марки та параметри трансформаторів зводимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Блочні трансформатори

Позначення на схемі	Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$			Втрати, кВт		U_k , %			I_x , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P_x , кВт	P_k , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
БТ 1	ОРЦ-417000/750	417	787/ $\sqrt{3}$	-	24-24	320	800	-	14	45	0,35	14312
БТ 2-3	ТДЦ (ТЦ)-250000/220	250	242	-	15,75	207	600	-	11	-	0,5	2272

Таблиця 2.5 – Трансформатори власних потреб

Позначення на схемі	Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$			Втрати, кВт		U_k , %			I_x , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P_x , кВт	P_k , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТВП 1	ТРДНС-63000/35	63	24	-	6.3-6.3	50	250	-	12,7	40	0,45	856
ТВП 2-3	ТДНС-16000/35	16	15,75	-	6.3	17	85	-	10	-	0,7	537

Таблиця 2.6 – Пуско-резервний трансформатор власних потреб

Позна-чення на схемі	Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$			Втрати, кВт		U_k , %			I_x , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P_x , кВт	P_k , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		

ПРТВП1	ТРДНС-63000/35	63	10,5	-	6,3-6,3	50	250	-	12,7	40	0,45	856
--------	----------------	----	------	---	---------	----	-----	---	------	----	------	-----

Таблиця 2.7 – Автотрансформатор зв'язку

Позначення на схемі	Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном}			Втрати, кВт				U _k , %			I _x , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P _x , кВт	P _{кВН-СН} , кВт	P _{кВН-НН} , кВт	P _{кСН-НН} , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
АТЗ 1	АОДЦТН-267000/750/220	267	750/√3	230/√3	10,5	200	600	145	140	13	31	17	-	9360

Таблиця 2.8 – Вартість обладнання

Обладнання	Вартість одиниці, тис.грн	Кількість	Загальна вартість, тис.грн
ОРЦ-417000/750	14312	3	42936
ТДЦ (ТЦ)-250000/220	2272	4	9096
Вимикачі 750 кВ	700	6	4200
Вимикачі 220 кВ	85	4	340
АОДЦТН-267000/750/220	9360	1	9360
МГУ-24	38	1	38
ВМГ-15	32	2	32
Всього тис.грн.	-	-	66002

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

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.15)$$

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

ΔP_x , ΔP_K – втрати ХХ та КЗ трансформаторів, кВт;

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

$$\Delta W_{BT1} = 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 800 \cdot \left(\frac{989,1}{1251} \right)^2 \cdot 4263,8 = 9120370 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{BT2-3} = 2 \cdot 2 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 600 \cdot \left(\frac{383,25}{250} \right)^2 \cdot 4263,8 = 8756326,42 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{BT} = \Delta W_{BT1-2} + \Delta W_{BT3-4}; \quad (2.18)$$

$$\Delta W_{BT} = 9120370 + 8756326,42 = 17876696,42 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{AT3} = 3 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 600 \cdot \left(\frac{234,72}{801} \right)^2 \cdot 4263,8 = 5329230 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma 2} = W_{BT} + \Delta W_{AT3}, \quad (2.19)$$

$$\Delta W_{\Sigma 2} = 17876696 + 5329230 = 23205926,42 \text{ (кВт·год)}.$$

$$B = \frac{8,4}{100} \cdot 66002 + 30 \cdot 23205926,42 \cdot 10^{-5} = 14882,01 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$Z = 0,12 \cdot 66002 + 14882,01 = 22802,25 \text{ (тис. грн.)}.$$

2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ 220 кВ та 750 кВ

Відповідно до вимог надійності й економічності роботи станції схеми 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням вимог.

Видача потужності зі станції здійснюється з шин ВРУ 220 і 750 кВ. Критерієм вибору варіанту ВРУ є такі показники як надійність, економічність, можливість подальшого розширення (розвитку), задоволення технічних вимог, і т.п.

Для ВРУ 220 кВ вибираємо схему збірних шин з обхідною, а для ВРУ 750 кВ – схему 4/3.

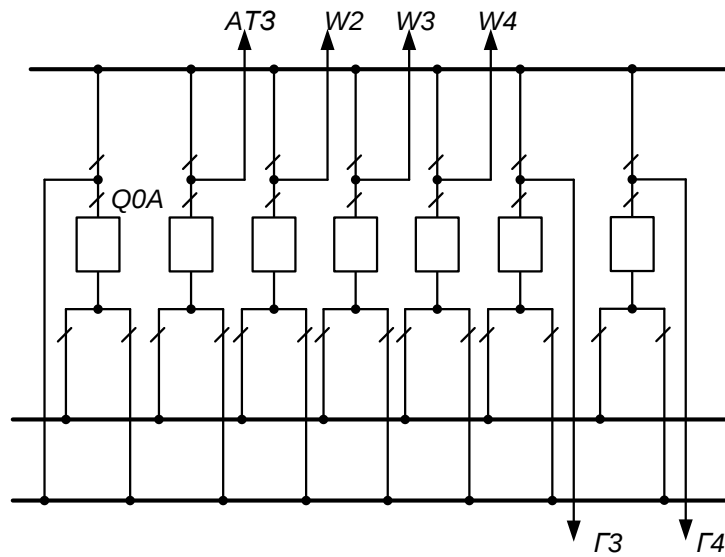


Рисунок 2.6 – Схема ВРУ-220 кВ

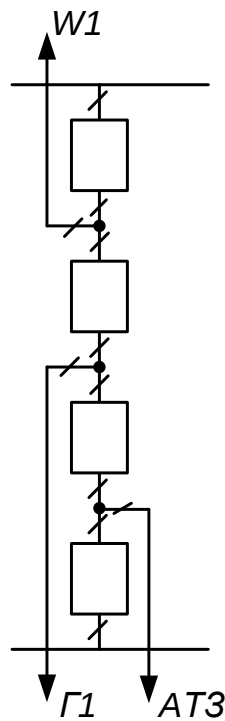


Рисунок 2.7 – Схема ВРУ-750кВ

2.5 Схема власних потреб електростанції

Виробництво електроенергії на АЕС повністю механізоване. Велика кількість механізмів забезпечують роботу різних агрегатів електростанції. Тому

нормальна робота ЕС можлива лише при надійній роботі всіх механізмів власних потреб, що можливо лише при їх надійному живленні. Споживачі ВП відносяться до споживачів I категорії.

Основними напругами, які застосовуються в системі ВП, є 6 кВ (для двигунів потужністю більше 200 кВт) та 0,38/0,23 кВ для всіх інших споживачів. Розробляємо схему живлення ВП, користуючись рекомендаціями, викладеними в [8].

Секції попарно приєднуються до окремого джерела робочого живлення, у нашому випадку до різних обмоток НН блочних ТВП. Резервне живлення секцій ВП виконується від резервних магістралей, зв'язаних з пускорезервними трансформаторами власних потреб. Резервні магістралі секціонуються вимикачами через два-три блоки. Виходячи з приведених вимог, схема електрозабезпечення системи власних потреб проектованої АЕС буде мати вигляд (рисунок 2.8).

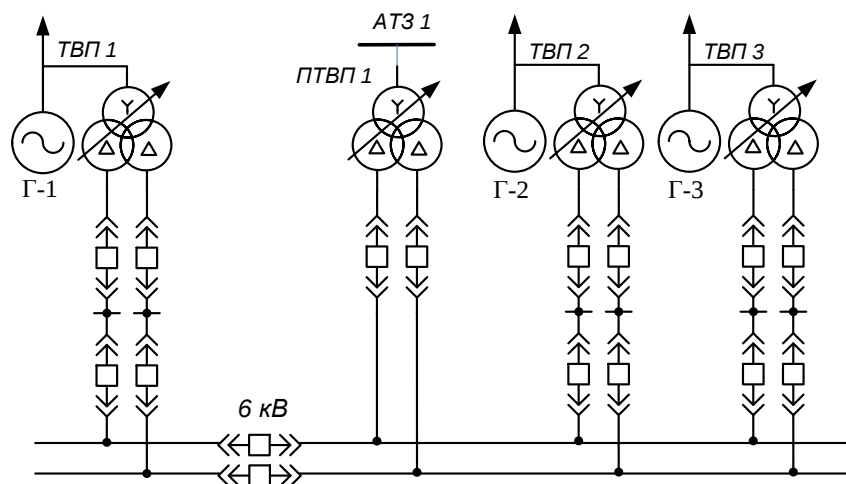


Рисунок 2.8 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції 6 кВ

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

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

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рисунок 2.9).

Складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними (рисунок 2.10).

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [8, таблиця 5.1–5.3].

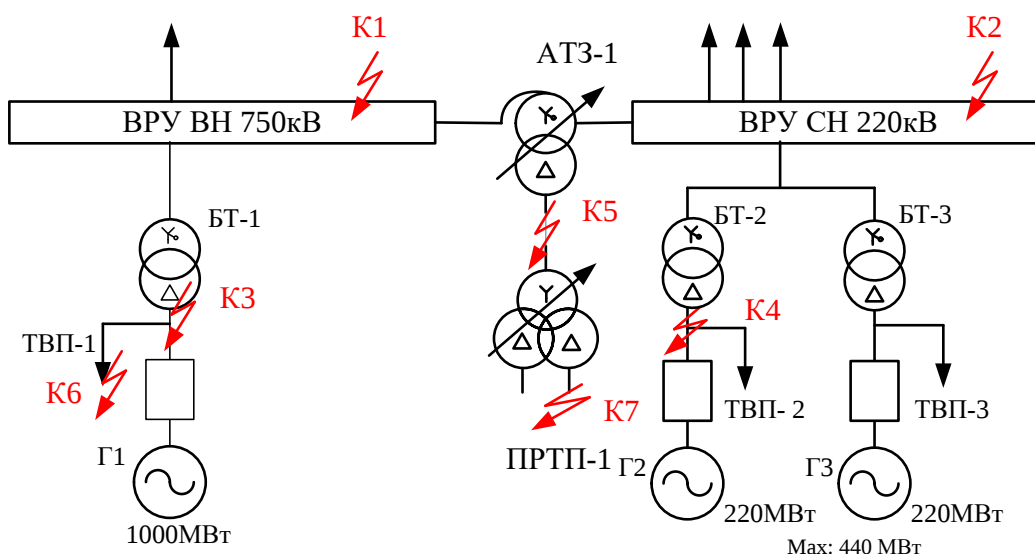


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема установки.

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

$$\text{- БТ1:} \quad x_{*5} = x_{\text{от}} = \frac{u_{\text{KB-H}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.26)$$

$$x_{*5} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{417 \cdot 3} = 0,112;$$

$$\text{- БТ2,3:} \quad x_{*6} = x_{\text{от2}} = \frac{u_{\text{KB-H}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.27)$$

$$x_{*6} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44;$$

$$\text{- генераторів Г1:} \quad x_{*3} = x_{\text{Г1}} = x_{\text{д*НОМ}}'' \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.28)$$

$$x_{*3} = 0,269 \cdot \frac{1000}{1111} = 0,242;$$

$$\text{- генераторів Г2-3:} \quad x_{*4} = x_{*2} = x_{\text{д*НОМ}}'' \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.29)$$

$$x_{*4} = 0,1906 \cdot \frac{1000}{258,3} = 0,738;$$

$$\text{- системи:} \quad x_{*1} = x_{\text{с}} = x_{\text{сНОМ}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.30)$$

$$x_{*1} = 0,18 \cdot \frac{1000}{20600} = 0,0087;$$

$$\text{- ПЛЕП 750:} \quad x_{*2} = x_{\text{л}} = x_{\text{Плт}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{u_{\text{б1}}^2}, \quad (2.31)$$

$$x_{*2} = 0,28 \cdot 800 \cdot \frac{1000}{770^2} = 0,38;$$

$$\text{- ПРТВП1:} \quad x_{10} = x_{*11} = 1,875 \cdot \frac{u_{\text{KB-H}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.32)$$

$$x_{10} = 1,875 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,77;$$

$$\text{- ТВП1:} \quad x_{10} = x_{*11} = 1,875 \cdot \frac{u_{\text{KB-H}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.33)$$

$$x_{10} = 1,875 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,77;$$

$$- \text{ AT3: } u_{KB\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KB-H\%}), \quad (2.35)$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (13 + 31 - 17) = 13,5\%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KB-H\%} - u_{KB-H\%}), \quad (2.36)$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (13 + 17 - 31) = -0,5\%;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KB-C\%}), \quad (2.37)$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (17 + 31 - 13) = 17,5\%.$$

$$x^*_{*B} = x^*_{*7} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}}, \quad (2.38)$$

$$x^*_{*7} = \frac{13,5}{100} \cdot \frac{1000}{801} = 0,1685;$$

$$x^*_{*C} = x^*_{*8} = 0; \quad (2.39)$$

$$x^*_{*C} = x^*_{*8} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}} \quad (2.40)$$

$$x^*_{*8} = \frac{-0,5}{100} \cdot \frac{1000}{801} = -0,006242;$$

$$x^*_{*H} = x^*_{*9} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}} \quad (2.41)$$

$$x^*_{*9} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{1000}{801} = 0,02185;$$

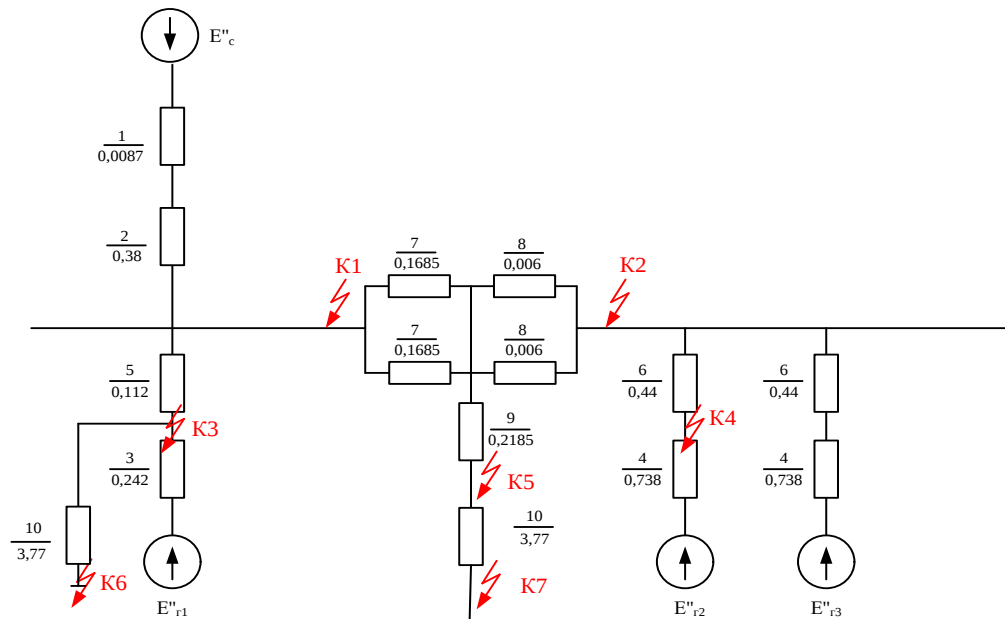


Рисунок 2.10 - Заступна схема

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

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

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E''}{X_{\text{рез}^*}} \cdot I_{\text{Б}},$$

де E''^* – ЕРС джерела, в.о.;

$X_{\text{рез}^*}$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов;

$I_{\text{Б}}$ – базисний струм, кА.

$$I_{\text{Б}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}.$$

К₁ Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₁ (рисунок 2.11). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.12).

$$X_{*12} = X_{*1} + X_{*2} = 0,0087 + 0,38 = 0,3887;$$

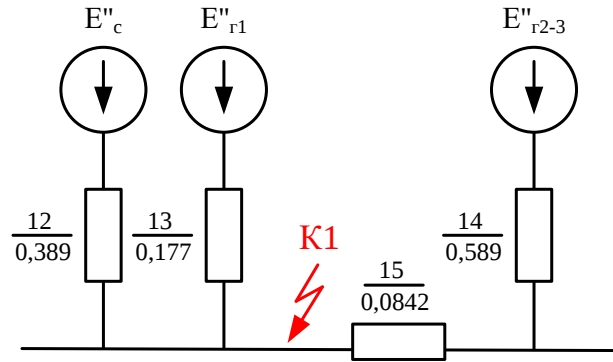


Рисунок 2.11 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_1

$$X_{*13} = \frac{X_{*3} + X_{*5}}{2},$$

$$X_{*13} = \frac{0,242 + 0,112}{2} = 0,177;$$

$$X_{*14} = \frac{X_{*4} + X_{*6}}{2},$$

$$X_{*14} = \frac{0,738 + 0,44}{2} = 0,589;$$

$$X_{*15} = \frac{X_{*7} + X_{*8}}{2},$$

$$X_{*15} = \frac{0,1685 + 0}{2} = 0,0842;$$

$$X_{*16} = X_{*14} + X_{*15},$$

$$X_{*16} = \frac{0,589 + 0,0842}{2} = 0,673;$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}},$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,75 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''_{*C}}{X_{12''}},$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1}{0,389} \cdot 0,75 = 1,93 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ1-2}} = \frac{E''_{*\Gamma}}{X_{13}} \cdot I_6,$$

$$I_{\text{поГ1}} = \frac{1,13}{0,177} \cdot 0,75 = 4,79 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ3-4}} = \frac{E''_{*\Gamma}}{X_{16}} \cdot I_6,$$

$$I_{\text{поГ2-3}} = \frac{1,13}{0,673} \cdot 0,75 = 1,26 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_2}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_2 представлена на рисунку 2.12.

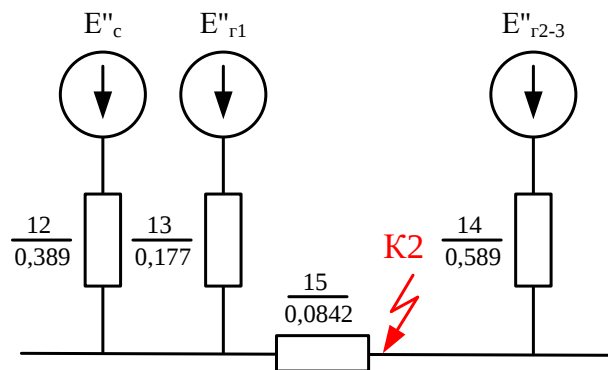


Рисунок 2.12 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_2

$$X_{*\Delta} = X_{*15} \cdot (X_{*12} + X_{*13}),$$

$$X_{*\Delta} = 0,0842 \cdot (0,389 + 0,177) = 0,011;$$

$$X_{*17} = X_{12} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*13}},$$

$$X_{*17} = 0,389 + \frac{0,011}{0,177} = 0,45;$$

$$X_{*18} = X_{*13} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*12}},$$

$$X_{*18} = 0,177 + \frac{0,011}{0,389} = 0,21;$$

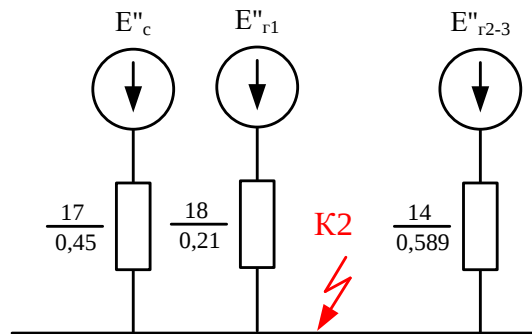


Рисунок 2.13 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₂

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}},$$

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

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''_{*C}}{X_{*17}} \cdot I_{62},$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1}{0,45} \cdot 2,51 = 5,57 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ1}} = \frac{E''_{*\Gamma}}{X_{18}} \cdot I_{62},$$

$$I_{\text{поГ1}} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 2,51 = 13,5 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ3-4}} = \frac{E''_{*\Gamma}}{X_{*14}} \cdot I_{62},$$

$$I_{\text{поГ3-4}} = \frac{1,13}{0,589} \cdot 2,51 = 4,82 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_3}$:

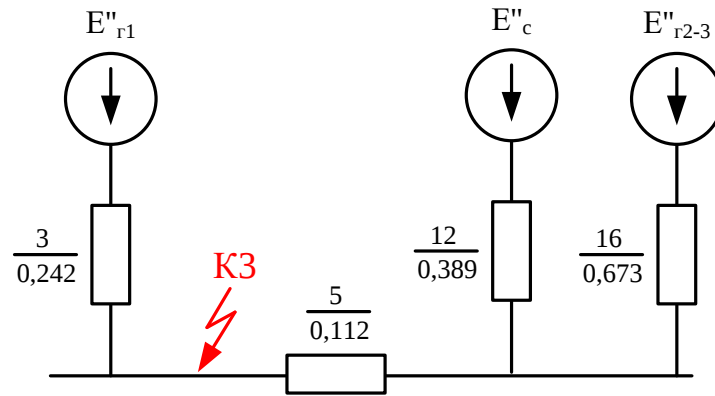


Рисунок 2.14 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці КЗ

$$x_{*\Delta} = x_{*5} \cdot (x_{*12} + x_{*16}),$$

$$x_{*\Delta} = 0,112 \cdot (0,389 + 0,673) = 0,012;$$

$$x_{*19} = x_{*12} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*16}},$$

$$x_{*19} = 0,389 + \frac{0,12}{0,673} = 0,56;$$

$$x_{*20} = x_{*16} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*12}},$$

$$x_{*20} = 0,673 + \frac{0,012}{0,389} = 0,98;$$

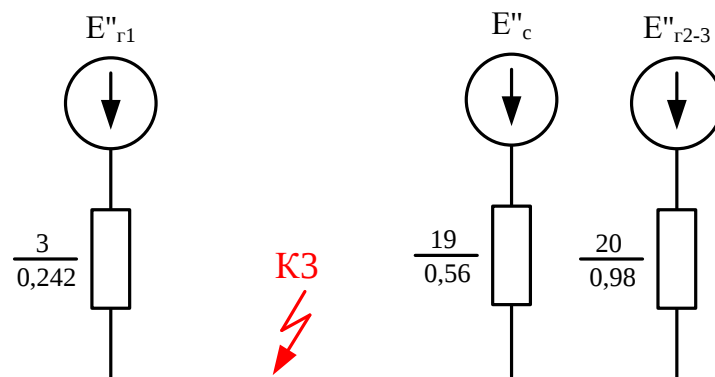


Рисунок 2.15 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₃

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}},$$

$$I_{63} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24,1 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ1}} = \frac{E''_{*\Gamma}}{X_{*3}} \cdot I_{63},$$

$$I_{\text{поГ1}} = \frac{1,13}{0,242} \cdot 24,1 = 113,0 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''_{*C}}{X_{*19}} \cdot I_{63},$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1}{0,56} \cdot 24,1 = 43,03 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ2-3}} = \frac{E''_{*\Gamma}}{X_{*20}} \cdot I_{63},$$

$$I_{\text{поГ2-3}} = \frac{1,13}{0,98} \cdot 24,1 = 24,6 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_4}$:

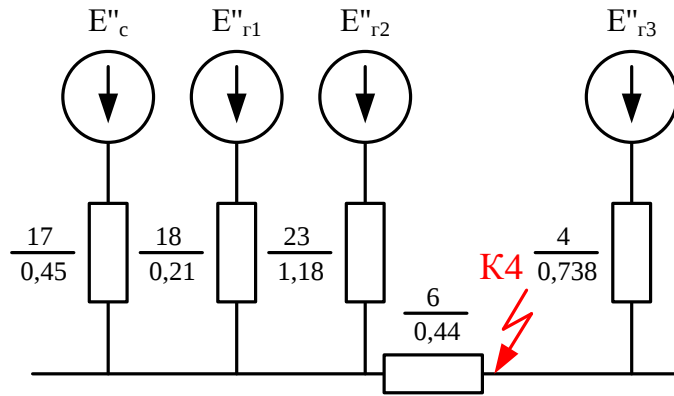


Рисунок 2.16 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К4

$$x_{*23} = \frac{x_{*4} + x_{*6}}{2 - 1};$$

$$x_{*23} = \frac{0,738 + 0,44}{1} = 1,18;$$

$$x_{*\Delta} = x_{*6} \cdot (x_{*17} \cdot x_{*18} + x_{*17} \cdot x_{*23} + x_{*18} \cdot x_{*23}),$$

$$x_{*\Delta} = 0,44 \cdot (0,45 \cdot 0,21 + 0,45 \cdot 1,18 + 0,21 \cdot 1,18) = 0,384;$$

$$x_{*24} = x_{*17} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*18} \cdot x_{*23}},$$

$$x_{*24} = 0,45 + \frac{0,384}{0,21 \cdot 1,18} = 1,99;$$

$$x_{*25} = x_{*18} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*17} \cdot x_{*23}},$$

$$x_{*25} = 0,21 + \frac{0,384}{0,45 \cdot 1,18} = 0,93;$$

$$x_{*26} = x_{*23} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*17} \cdot x_{*18}},$$

$$x_{*26} = 1,18 + \frac{0,389}{0,45 \cdot 0,21} = 5,21;$$

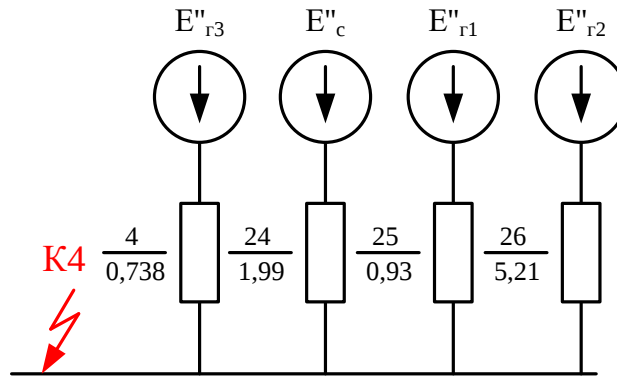


Рисунок 2.17 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₄

$$I_{\delta 4} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 4}},$$

$$I_{\delta 4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ2}} = \frac{E''_{*\Gamma}}{X_{*4}} \cdot I_{\delta 4},$$

$$I_{\text{поГ2}} = \frac{1,13}{0,738} \cdot 36,7 = 56,2 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''_{*C}}{X_{*24}} \cdot I_{\delta 4},$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1}{1,99} \cdot 36,7 = 18,4 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ1}} = \frac{E''_{*\Gamma}}{X_{*25}} \cdot I_{\delta 4},$$

$$I_{\text{поГ1}} = \frac{1,13}{0,93} \cdot 36,7 = 44,59 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поГ3}} = \frac{E''_{*\Gamma}}{X_{*26}} \cdot I_{\delta 4},$$

$$I_{\text{поГ3}} = \frac{1,13}{5,21} \cdot 36,7 = 7,96 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки K_5 :

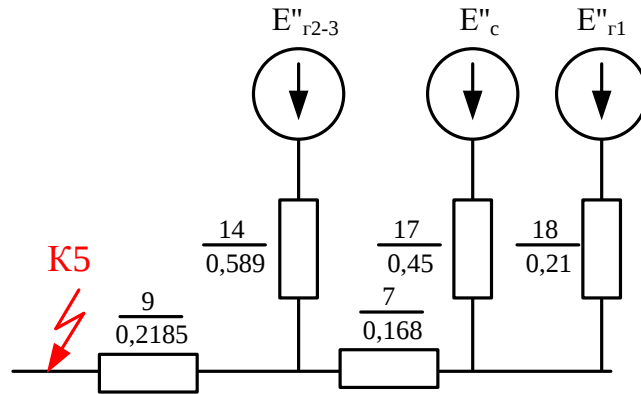


Рисунок 2.18 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_5

$$X_{*\Delta} = X_{*7} \cdot (X_{*17} + X_{*18}),$$

$$X_{*\Delta} = 0,168 \cdot (0,45 + 0,21) = 0,11;$$

$$X_{*21} = X_7 + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*17}},$$

$$X_{*21} = 0,168 + \frac{0,11}{0,45} = 0,41;$$

$$X_{*22} = X_{*7} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*18}},$$

$$X_{*21} = 0,168 + \frac{0,11}{0,21} = 0,69;$$

$$X_{*\Delta} = X_{*9} \cdot (X_{*21} \cdot X_{*22} + X_{*21} \cdot X_{*14} + X_{*22} \cdot X_{*14}),$$

$$X_{*\Delta} = 0,2185 \cdot (0,41 \cdot 0,69 + 0,41 \cdot 0,589 + 0,69 \cdot 0,589) = 0,203;$$

$$X_{*27} = X_{*21} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*22} \cdot X_{*14}},$$

$$X_{*27} = 0,41 + \frac{0,203}{0,69 \cdot 0,589} = 0,9;$$

$$X_{*28} = X_{*22} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*21} \cdot X_{*14}},$$

$$x_{*28} = 0,69 + \frac{0,203}{0,41 \cdot 0,589} = 1,53;$$

$$x_{*29} = x_{*14} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*21} \cdot x_{*22}},$$

$$x_{*29} = 0,589 + \frac{0,203}{0,41 \cdot 0,69} = 1,3;$$

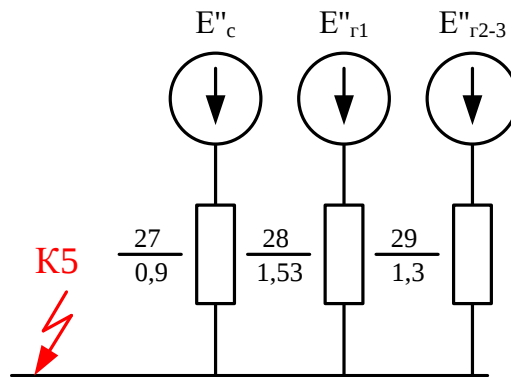


Рисунок 2.19 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₅

$$I_{65} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{65}},$$

$$I_{65} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,0 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{E_{*C}}{x_{*27}} \cdot I_{65},$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,9} \cdot 55,0 = 61,1 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1}} = \frac{E_{*\Gamma}}{x_{*28}} \cdot I_{65},$$

$$I_{\text{по Г1}} = \frac{1,13}{1,53} \cdot 55,0 = 40,62 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г2-3}} = \frac{E_{*\Gamma}}{x_{*29}} \cdot I_{65},$$

$$I_{\text{по Г2-3}} = \frac{1,13}{1,3} \cdot 55,0 = 47,8 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок струмів КЗ в системі власних потреб електростанції визначається:

Розрахунок точки K_6 на ПРТВП-1:

В цьому випадку суттєвий вплив на характер процесу мають струми групи потужних електродвигунів, ввімкнених поблизу місця пошкодження. Напруга на виводах двигуна при цьому виявляється менше їх ЕРС, внаслідок чого вони переходять в режим генератора, який посиляє струм в місце пошкодження.

При розрахунку КЗ в системі ВП користуємось рекомендаціями, викладеними в [8].

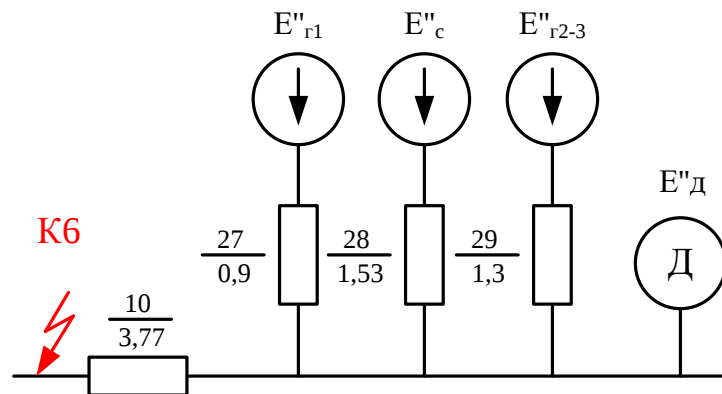


Рисунок 2.20 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці K_6

$$X_{*\Delta} = X_{*10} \cdot (X_{*27} \cdot X_{*28} + X_{*27} \cdot X_{*29} + X_{*28} \cdot X_{*29}),$$

$$x_{*\Delta} = 3,77 \cdot (0,9 \cdot 1,53 + 0,9 \cdot 1,3 + 1,53 \cdot 1,3) = 17,1;$$

$$X_{*30} = X_{*27} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*28} \cdot X_{*29}},$$

$$x_{*30} = 0,9 + \frac{17,1}{1,53 \cdot 1,3} = 7,73;$$

$$X_{*31} = X_{*28} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*27} \cdot X_{*29}},$$

$$x_{*31} = 1,53 + \frac{17,1}{0,9 \cdot 1,3} = 22,36;$$

$$X_{*32} = X_{*29} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*27} \cdot X_{*28}},$$

$$x_{*32} = 1,3 + \frac{17,1}{0,9 \cdot 1,53} = 16,1;$$

$$X_{*33} = \frac{1}{\frac{1}{X_{*30}} + \frac{1}{X_{*31}} + \frac{1}{X_{*32}}} + X_{*\text{ТВП}},$$

$$x_{*33} = \frac{1}{\frac{1}{7,73} + \frac{1}{22,36} + \frac{1}{16,1}} + 3,77 = 8;$$

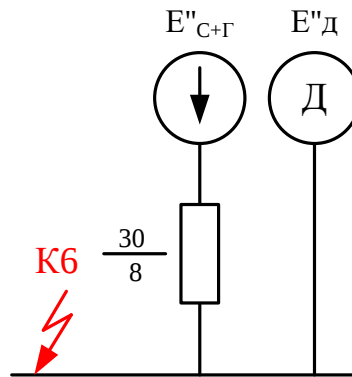


Рисунок 2.21 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₆

$$I_{66} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{66}},$$

$$I_{66} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по}\Sigma} = \frac{E''_{\Sigma} \cdot I_{66}}{X_{*30}},$$

$$I_{\text{по}\Sigma} = \frac{1 \cdot 91,6}{8} = 11,45 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПО Д}} = 4 \cdot \Sigma P_{\text{НОМ}} / 2 \cdot U_{\text{НОМ}},$$

де $\Sigma P_{\text{НОМ}}$ – сумарна номінальна потужність всіх двигунів власних потреб, які електрично зв'язані з місцем КЗ;

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга двигунів.

Згідно [8] при живленні від ПРТВП:

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot S_{\text{НОМ ПРТВП}};$$

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot 63 = 78,75 \text{ (МВт)};$$

$$I_{\text{ПО Д}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 63}{2 \cdot 6} = 26,25 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки $\boxed{K_7}$ на ТВП1:

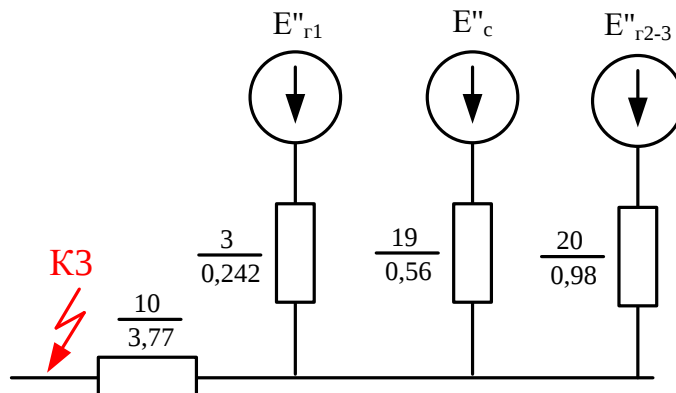


Рисунок 2.22 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці K_7

$$X_{*\Delta} = X_{*10} \cdot (X_{*3} \cdot X_{*19} + X_{*20} \cdot X_{*19} + X_{*3} \cdot X_{*20}),$$

$$X_{*\Delta} = 3,77 \cdot (0,242 \cdot 0,56 + 0,56 \cdot 0,98 + 0,242 \cdot 0,98) = 3,47;$$

$$X_{*34} = X_{*3} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*19} \cdot X_{*20}},$$

$$x_{*34} = 0,242 + \frac{3,47}{0,56 \cdot 0,98} = 6,56;$$

$$X_{*35} = X_{*19} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*3} \cdot X_{*2}},$$

$$x_{*35} = 0,56 + \frac{3,47}{0,242 \cdot 0,98} = 15,19;$$

$$X_{*36} = X_{*20} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*3} \cdot X_{*19}},$$

$$x_{*36} = 0,98 + \frac{3,47}{0,242 \cdot 0,56} = 26,56;$$

$$x_{*37} = \frac{1}{\frac{1}{x_{*34}} + \frac{1}{x_{*35}} + \frac{1}{x_{*36}}} + X_{*10},$$

$$x_{*37} = \frac{1}{\frac{1}{6,56} + \frac{1}{15,19} + \frac{1}{26,56}} + 3,77 = 7,6;$$

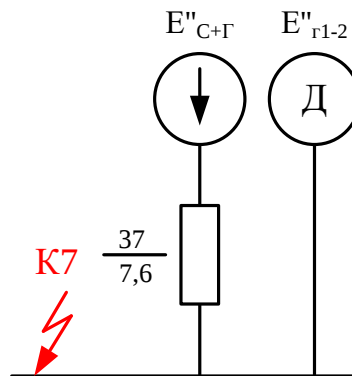


Рисунок 2.23 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₇

$$I_{67} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{67}},$$

$$I_{67} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ (кА)};$$

$$E''_{*\Sigma} = 1;$$

$$I_{\text{по}\Sigma} = \frac{E''_{*\Sigma}}{X_{*37}} \cdot I_{67},$$

$$I_{\text{по}\Sigma} = \frac{1}{7,6} \cdot 91,6 = 12,05 \text{ (кА)};$$

$$\Sigma P_{\text{ном}} = 1,25 \cdot S_{\text{ном.ТВП}},$$

$$\Sigma P_{\text{ном}} = 1,25 \cdot 63 = 78,75 \text{ (МВт)};$$

$$I_{\text{поД}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 63}{2 \cdot 6} = 39,37 \text{ (кА)};;$$

2.6.2 Розрахунок ударного струму КЗ аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot k_y$$

де $I_{\text{по}}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ;

k_y - ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [8, таблиця 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [8, таблиця 5.7].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{\text{св откл}} + 0,01,$$

де $t_{\text{св откл}}$ — власний час відключення вимикача.

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі (таблиця 2.8).

Таблиця 2.8 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{ВЧ\text{ відкл.}}, \text{с}$	$\tau, \text{с}$
ВРУ 750 кВ	ВГБ-750У1	0,02	0,03
ВРУ 220 кВ	ВГБУ-220У1	0,035	0,045
Генератор 1000 МВт	МГУ 24	0,15	0,16
Генератор 220 МВт	МГУ 15	0,15	0,16
НН АТЗ – 10,5кВ	ВГГ-10	0,08	0,09
РПВП – 6кВ	ВРС-6	0,05	0,06

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}},$$

Підберемо всі необхідні величини з [8] і занесемо їх до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Дані для розрахунку складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
К1	С	1,93	0,03	0,08	1,895	0,687
	Г 1	4,79	0,03	0,3	1,967	0,905
	Г 2-3	1,26	0,03	0,26	1,955	0,891
	Σ	7,98	-	-	-	-
К2	С	5,57	0,045	0,08	1,895	0,570
	Г 1	13,5	0,045	0,3	1,967	0,861
	Г 2-3	4,82	0,045	0,26	1,955	0,841
	Σ	23,89	-	-	-	-
К3	С	43,03	0,16	0,08	1,895	0,687
	Г 1	113	0,16	0,3	1,967	0,905
	Г 2-3	24,6	0,16	0,26	1,955	0,891
	Σ без Г1	67,63	-	-	-	-
К4	С	18,4	0,16	0,08	1,895	0,570
	Г 1	44,6	0,16	0,3	1,967	0,861
	Г 2	56,7	0,16	0,26	1,955	0,841
	Σ без Г2	70,96	-	-	-	-
	Г 3	7,96	0,16	0,326	1,97	0,871
К5	С	61,1	0,09	0,08	1,895	0,325
	Г 1	40,62	0,09	0,3	1,967	0,741
	Г2-3	47,8	0,09	0,26	1,955	0,707
	Σ	149,52	-	-	-	-
К6	С+Г	11,45	0,06	0,056	1,834	0,200
	Д	26,25	0,06	0,04	1,65	0,105
К7	С+Г	12,05	0,06	0,056	1,834	0,200
	Д	39,37	0,06	0,04	1,65	0,105

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

Розрахунок точки K_1 :

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{п0C} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 1,895 \cdot 1,93 = 5,17 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma1} = \sqrt{2} \cdot I_{п\Gamma1} \cdot k_y,$$

$$i_{y\Gamma1} = \sqrt{2} \cdot 1,967 \cdot 4,79 = 13,3 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{п\Gamma2-3} \cdot k_{y\Gamma2-3},$$

$$i_{y\Gamma2-3} = \sqrt{2} \cdot 1,955 \cdot 1,26 = 3,48 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{атC} = \sqrt{2} \cdot I_{п0C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}},$$

$$i_{атC} = \sqrt{2} \cdot 5,36 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,08}} = 1,87 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат\Gamma1} = \sqrt{2} \cdot I_{п0\Gamma1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma1}}},$$

$$i_{ат\Gamma1} = \sqrt{2} \cdot 4,79 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,3}} = 6,13 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат\Gamma2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{п0\Gamma2-3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma2-3}}},$$

$$i_{ат\Gamma2-3} = \sqrt{2} \cdot 1,26 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,26}} = 1,59 \text{ (кА)};$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{п\tau C} = I_{п0C} = 1,93 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [1, рисунок 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{\text{ном}G} = \frac{S_{\text{ном}G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{бл}}}$$

2) Знаходимо відношення $I_{\text{по}G} / I'_{\text{ном}G}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{\text{пт}G} / I_{\text{по}G}$, з якого і отримаємо значення $I_{\text{пт}G}$.

$$I'_{\text{ном} \Gamma 1} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,835 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по} \Gamma 1}}{I'_{\text{ном} \Gamma 1}} = \frac{4,79}{0,835} = 5,73, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 1}}{I_{\text{по} \Gamma 1}} = 0,951;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 1} = 0,951 \cdot 4,79 = 4,56 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном} \Gamma 2-3} = \frac{258,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,387 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по} \Gamma 2-3}}{I'_{\text{ном} \Gamma 2-3}} = \frac{1,26}{0,387} = 3,26, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 2-3}}{I_{\text{по} \Gamma 2-3}} = 0,975;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 2-3} = 0,975 \cdot 1,26 = 1,23 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_2}$:

Розрахунок проводиться аналогічно до точки $\boxed{K_1}$.

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}C} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 5,57 \cdot 1,895 = 14,9 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по} \Gamma 1} \cdot k_y,$$

$$i_{y \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 13,5 \cdot 1,967 = 37,5 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по} \Gamma 2-3} \cdot k_{y \Gamma 2-3},$$

$$i_{y \Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot 4,82 \cdot 1,955 = 13,3 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат\ C} = \sqrt{2} \cdot I_{по\ C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\ C}}},$$

$$i_{ат\ C} = \sqrt{2} \cdot 5,57 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,08}} = 4,48 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат\ Г1} = \sqrt{2} \cdot I_{по\ Г1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\ Г1}}},$$

$$i_{ат\ Г1} = \sqrt{2} \cdot 13,5 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,3}} = 16,4 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат\ Г2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{по\ Г2-3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\ Г2-3}}},$$

$$i_{ат\ Г2-3} = \sqrt{2} \cdot 4,82 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 5,73 \text{ (кА)};$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{п\tau\ C} = I_{по\ C} = 4,48 \text{ (кА)};$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [1, рисунок 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{ном\ G} = \frac{S_{ном\ G} \cdot n_{Б1}}{\sqrt{3} \cdot U_{Б1}}.$$

2) Знаходимо відношення $I_{по\ G} / I'_{ном\ G}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{п\tau\ G} / I_{по\ G}$, з якого і отримаємо значення $I_{п\tau\ G}$.

$$I'_{ном\ Г1-2} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,79 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по\ Г1}}{I'_{ном\ Г1}} = \frac{16,4}{2,79} = 5,87, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{п\tau\ Г1}}{I_{по\ Г1}} = 0,944;$$

$$I_{\text{пт}\Gamma 1} = 0,944 \cdot 16,4 = 15,48 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном}\Gamma 2-3} = \frac{258,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1,3 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}\Gamma 2-3}}{I'_{\text{ном}\Gamma 2-3}} = \frac{4,82}{1,3} = 3,71, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт}\Gamma 2-3}}{I_{\text{по}\Gamma 2-3}} = 0,984;$$

$$I_{\text{пт}\Gamma 2-3} = 0,984 \cdot 4,82 = 4,74 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_3}$:

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}C} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 43,03 \cdot 1,895 = 115,3 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}\Gamma 1} \cdot k_{y\Gamma 1}, i_{y\Gamma 1},$$

$$i_{y\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 113 \cdot 1,967 = 315 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}\Gamma 2-3} \cdot k_y,$$

$$i_{y\Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot 24,6 \cdot 1,955 = 68 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму K_3 :

$$i_{\text{ат}C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}},$$

$$i_{\text{ат}C} = \sqrt{2} \cdot 43,03 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,08}} = 8,24 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат}\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}\Gamma 1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma 1}}},$$

$$i_{\text{ат}\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 113 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,3}} = 93,75 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат}\Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}\Gamma 2-3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma 2-3}}},$$

$$i_{\text{ат}\Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot 24,6 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,26}} = 20,4 \text{ (кА)};$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{\pi\tau C} = I_{\pi 0 C} = 43,03 \text{ (кА)};$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [1, рисунок 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{\text{ном} G} = \frac{S_{\text{ном} G} \cdot n_{B1}}{\sqrt{3} \cdot U_{61}}.$$

2) Знаходимо відношення $I_{\pi 0 G} / I'_{\text{ном} G}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{\pi\tau G} / I_{\pi 0 G}$, з якого і отримаємо значення $I_{\pi\tau G}$.

$$I'_{\text{ном} \Gamma 1} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24} = 26,7 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\pi 0 \Gamma 1}}{I'_{\text{ном} \Gamma 1}} = \frac{113}{26,7} = 4,23, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\pi\tau \Gamma 1}}{I_{\pi 0 \Gamma 1}} = 0,952;$$

$$I_{\pi\tau \Gamma 1} = 0,952 \cdot 113 = 107,6 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном} \Gamma 2-3} = \frac{258,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 24} = 12,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\pi 0 \Gamma 2-3}}{I'_{\text{ном} \Gamma 2-3}} = \frac{20,4}{12,4} = 1,64, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\pi\tau \Gamma 2-3}}{I_{\pi 0 \Gamma 2-3}} = 0,989;$$

$$I_{\pi\tau \Gamma 2-3} = 0,989 \cdot 20,4 = 20,17 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_4}$:

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\pi 0 C} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 30,8 \cdot 1,895 = 82,5 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\pi \Gamma 1} \cdot k_y,$$

$$i_{y\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 18,4 \cdot 1,967 = 38,9 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 2} = \sqrt{2} \cdot I_{\Gamma 2} \cdot k_y,$$

$$i_{y\Gamma 2} = \sqrt{2} \cdot 7,96 \cdot 1,955 = 22 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma 3} = \sqrt{2} \cdot I_{\Gamma 3} \cdot k_{y\Gamma 3},$$

$$i_{y\Gamma 3} = \sqrt{2} \cdot 56,2 \cdot 1,97 = 157 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат C} = \sqrt{2} \cdot I_{по C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}},$$

$$i_{ат C} = \sqrt{2} \cdot 18,4 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,08}} = 3,52 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{по \Gamma 1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}},$$

$$i_{ат \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 44,59 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,3}} = 37 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат \Gamma 2} = \sqrt{2} \cdot I_{по \Gamma 2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma 2}}},$$

$$i_{ат \Gamma 2} = \sqrt{2} \cdot 7,96 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,26}} = 6,08 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат \Gamma 3} = \sqrt{2} \cdot I_{по \Gamma 3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma 3}}},$$

$$i_{ат \Gamma 3} = \sqrt{2} \cdot 56,2 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,326}} = 48,7 \text{ (кА)};$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{п\tau C} = I_{по C} = 18,4 \text{ (кА)};$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [1, рисунок 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{\text{ном}G} = \frac{S_{\text{ном}G} \cdot n_{B1}}{\sqrt{3} \cdot U_{61}}.$$

2) Знаходимо відношення $I_{\text{по}G} / I'_{\text{ном}G}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{\text{пт}G} / I_{\text{по}G}$, з якого і отримаємо значення $I_{\text{пт}G}$.

$$I'_{\text{ном} \Gamma 1-2} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 15,5} = 40,75 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по} \Gamma 1}}{I'_{\text{ном} \Gamma 1}} = \frac{44,59}{40,75} = 1,09, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 1}}{I_{\text{по} \Gamma 1}} = 0,99;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 1} = 0,99 \cdot 44,59 = 44,1 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном} \Gamma 2} = \frac{258,3 \cdot (2-1)}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,47 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по} \Gamma 2}}{I'_{\text{ном} \Gamma 2}} = \frac{7,96}{9,47} = 0,91, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 2}}{I_{\text{по} \Gamma 2}} = 1;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 2} = 1 \cdot 7,96 = 7,96 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном} \Gamma 3} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,47 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по} \Gamma 3}}{I'_{\text{ном} \Gamma 3}} = \frac{56,2}{9,47} = 5,93, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 3}}{I_{\text{по} \Gamma 3}} = 0,931;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 3} = 0,9 \cdot 56,2 = 52,3 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_5}$:

Розрахунок проводиться аналогічно до точки $\boxed{K_1}$.

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}C} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 6,1 \cdot 1,895 = 163 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по} \Gamma 1} \cdot k_y,$$

$$i_{y \Gamma 1-2} = \sqrt{2} \cdot 40,62 \cdot 1,967 = 113 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{п \Gamma 2-3} \cdot k_{y \Gamma 2-3},$$

$$i_{y \Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot 47,8 \cdot 1,955 = 132 (\text{кА});$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат C} = \sqrt{2} \cdot I_{по C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}},$$

$$i_{ат C} = \sqrt{2} \cdot 61,1 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,08}} = 28 (\text{кА});$$

$$i_{ат \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{по \Gamma 1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a \Gamma 1}}},$$

$$i_{ат \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 40,62 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,3}} = 42,6 (\text{кА});$$

$$i_{ат \Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{по \Gamma 2-3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a \Gamma 2-3}}},$$

$$i_{ат \Gamma 2-3} = \sqrt{2} \cdot 47,8 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,26}} = 47,8 (\text{кА});$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{п\tau C} = I_{по C} = 61,1 (\text{кА}).$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [1, рисунок 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{ном G} = \frac{S_{ном G} \cdot n_{B1}}{\sqrt{3} \cdot U_{61}}.$$

2) Знаходимо відношення $I_{по G} / I'_{ном G}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{п\tau G} / I_{по G}$, з якого і отримаємо значення $I_{п\tau G}$.

$$I'_{\text{ном } \Gamma 1} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 61 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1}} = \frac{40,62}{61} = 0,66, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1}}{I_{\text{по } \Gamma 1}} = 1;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1} = 1 \cdot 40,62 = 40,62 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 2-3} = \frac{258,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 28,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 2-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 2-3}} = \frac{47,8}{28,4} = 1,68, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 2-3}}{I_{\text{по } \Gamma 2-3}} = 0,986;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 2-3} = 0,986 \cdot 38,8 = 47,13 \text{ (кА)}.$$

2.6.3 Розрахунок ударного струму КЗ аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$ в системі власних потреб електростанції

Розрахунок точки $\boxed{K_6}$ на ТВП1:

Ударний струм:

$$i_{\text{yc.}\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по } \Sigma} \cdot k_{\Sigma},$$

$$i_{\text{yc.}\Gamma} = \sqrt{2} \cdot 23,5 \cdot 1,834 = 29,7 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по д}} \cdot k_{\text{уд}},$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 11,45 \cdot 1,65 = 26,7 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{ат } \text{C.}\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по } \Sigma} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Sigma}}},$$

$$i_{\text{ат } \text{C.}\Gamma} = \sqrt{2} \cdot 11,45 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,056}} = 5,55 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат д} = \sqrt{2} \cdot I_{по д} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ад}}},$$

$$i_{ат д} = \sqrt{2} \cdot 26,25 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,04}} = 8,28 \text{ (кА)};$$

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

$$I_{пт С.Г} = I_{по \Sigma} = 11,45 \text{ (кА)};$$

$$i_{пт д} = I_{по д} \cdot e^{-\frac{\tau}{0,07}},$$

$$i_{пт д} = \sqrt{2} \cdot 26,25 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,07}} = 15,75 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки K_7 на ПРТВП1:

Розрахунок проводиться аналогічно до точки K_6 .

Ударний струм:

$$i_{уС.Г} = \sqrt{2} \cdot I_{по \Sigma} \cdot k_{у \Sigma},$$

$$i_{уС.Г} = \sqrt{2} \cdot 12,05 \cdot 1,834 = 31,25 \text{ (кА)};$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по д} \cdot k_{уд},$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 39,37 \cdot 1,65 = 91,86 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат С.Г} = \sqrt{2} \cdot I_{по \Sigma} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{а \Sigma}}},$$

$$i_{ат С.Г} = \sqrt{2} \cdot 12,05 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,056}} = 5,83 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат д} = \sqrt{2} \cdot I_{по д} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ад}}},$$

$$i_{ат д} = \sqrt{2} \cdot 16,7 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,04}} = 12,4 \text{ (кА)};$$

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

$$I_{пт С.Г} = I_{по \Sigma} = 12,05 \text{ (кА)};$$

$$i_{пт д} = I_{по д} \cdot e^{-\frac{\tau}{0,07}},$$

$$i_{пт д} = \sqrt{2} \cdot 39,37 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,07}} = 23,6 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ приведено в таблиці 2.10.

Таблиці 2.10 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{пт}$, кА	$i_{ат}$, кА
К1	С	1,93	5,17	1,93	1,87
	Г 1	4,79	13,3	4,56	6,13
	Г 2-3	1,26	3,48	1,23	1,59
	Σ	7,98	21,95	7,72	9,59
К2	С	5,57	14,9	4,48	4,48
	Г 1	13,5	37,5	15,48	16,4
	Г 2-3	4,82	13,3	4,74	5,73
	Σ	23,89	65,7	24,7	26,61
К3	С	43,03	115,3	43,03	8,24
	Г 1	113	315	107,6	93,75
	Г 2-3	24,6	68	20,17	20,4
	Σ без Г1	67,63	183,3	63,2	28,64
К4	С	18,4	82,5	18,4	3,52
	Г 1	44,6	38,8	44,1	37
	Г 2	56,7	22	7,96	6,08
	Σ без Г2	70,96	278,3	114,8	89,22
	Г 3	7,96	157	52,3	48,7
К5	С	61,1	63	61,1	28
	Г 1	40,62	113	40,62	42,6
	Г2-3	47,8	132	47,13	47,8
	Σ	149,52	308	148,9	118,4
К6	С+Г	11,45	29,7	11,45	5,55
	Д	26,25	26,7	15,75	8,28
К7	С+Г	12,05	31,25	12,05	5,83
	Д	39,37	91,86	23,6	12,4

2.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Кількість в провіднику теплоти, що виділилася при КЗ, прийнято характеризувати тепловим імпульсом B_K короткого замикання. Він визначається по-різному в залежності від місця КЗ: віддалене КЗ (точка K_1, K_2, K_5), КЗ поблизу генератора (K_3, K_4) і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів (K_6).

K₁

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_a), \quad (2.42)$$

де $t_{\text{відк}}$ – час відключення [1, табл. 6.2].

$$B_K = 7,98^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 29,29 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

K₂

$$B_K = 23,89^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 262,5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

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

$$B_K = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}}, \quad (2.43)$$

де $B_{\text{ка}}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи:

$$B_{\text{ка}} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{\text{поГ}}^2 \cdot T_{aГ} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{\text{поГ}}}{T_{aC}^{-1} + T_{aГ}^{-1}}; \quad (2.44)$$

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

$$B_{\text{кп}} = B_{KC} + B_{KГ} + B_{KГC}; \quad (2.45)$$

$$B_{KC} = I_C^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.46)$$

$$B_{KГ} = B_* \cdot I_{\text{поГ}}^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.47)$$

$$B_{\text{кГC}} = 2 \cdot I_{\text{C}} \cdot T^* \cdot I_{\text{поГ}} \cdot t_{\text{відк}}, \quad (2.48)$$

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

$$B_{\hat{a}} = 67,63^2 \cdot 0,26 + 113^2 \cdot 0,44 + \frac{4 \cdot 70,96 \cdot 56,2}{0,26^{-1} + 0,44^{-1}} = 8375 (\hat{\text{A}}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\hat{N}} = 67,63^2 \cdot 4 = 18295,3 (\hat{\text{A}}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\hat{G}} = 0,32 \cdot 113^2 \cdot 4 = 16344,3 (\hat{\text{A}}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\hat{\text{GC}}} = 2 \cdot 67,63 \cdot 0,54 \cdot 56,194 \cdot 4 = 16417,7 (\hat{\text{A}}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\hat{\text{і}}} = 18295,3 + 16344,3 + 16417,7 = 51057,3 (\hat{\text{A}}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\hat{e}} = 51057,3 + 8375 = 59432,3 (\hat{\text{A}}^2 \cdot \text{c});$$

K₄

$$B_{\text{ка}} = 70,96^2 \cdot 0,26 + 56,2^2 \cdot 0,326 + \frac{4 \cdot 70,96 \cdot 56,2}{0,26^{-1} + 0,326^{-1}} = 4624,22 (\text{кA}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\text{кC}} = 70,96^2 \cdot 4 = 20141 (\text{кA}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\text{кG}} = 0,32 \cdot 56,2^2 \cdot 4 = 4041,94 (\text{кA}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\hat{\text{GC}}} = 2 \cdot 70,96 \cdot 0,54 \cdot 56,194 \cdot 4 = 17227,25 (\hat{\text{A}}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\text{кп}} = 20141 + 4041,94 + 17227,25 = 41410,19 (\text{кA}^2 \cdot \text{c});$$

$$B_{\text{к}} = 41410,19 + 4624,22 = 46034,41 (\text{кA}^2 \cdot \text{c});$$

K₅

$$B_{\text{к}} = 149,52^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 10283 (\text{кA}^2 \cdot \text{c});$$

K₆

$$B_{\text{к}} = I_{\text{поC}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_{\text{а,сх}}) + I_{\text{поД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{\text{Д}} + T_{\text{а,сх}}) + 2 \cdot I_{\text{поД}} \cdot I_{\text{поC}} \cdot (T'_{\text{Д}} + T_{\text{а,сх}}),$$

$$\text{де} \quad T_{a, \text{сх}} = \frac{I_{\text{поС}} \cdot T_{aC} + I_{\text{поД}} \cdot T_{aД}}{I_{\text{поС}} + I_{\text{поД}}},$$

$$T_{a, \text{сх}} = \frac{11,45 \cdot 0,056 + 26,25 \cdot 0,04}{11,45 + 26,25} = 0,044.$$

$$B_K = 11,45^2 \cdot (0,2 + 0,044) + 26,25^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,044) + 2 \cdot 11,45 \cdot 26,25 \cdot (0,07 + 0,044);$$

$$B_K = 155,95 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

К₇

$$B_K = I_{\text{поС}}^2 \cdot (t_{\text{відк}} + T_{a, \text{сх}}) + I_{\text{поД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{Д} + T_{a, \text{сх}}) + 2 \cdot I_{\text{поД}} \cdot I_{\text{поС}} \cdot (T'_{Д} + T_{a, \text{сх}}),$$

$$\text{де} \quad T_{a, \text{сх}} = \frac{I_{\text{поС}} \cdot T_{aC} + I_{\text{поД}} \cdot T_{aД}}{I_{\text{поС}} + I_{\text{поД}}},$$

$$T_{a, \text{сх}} = \frac{12,05 \cdot 0,056 + 39,37 \cdot 0,04}{12,05 + 26,25} = 0,058.$$

$$B_K = 12,05^2 \cdot (0,2 + 0,058) + 39,37^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,058) + 2 \cdot 12,05 \cdot 39,37 \cdot (0,07 + 0,058);$$

$$B_K = 303,06 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

Результати розрахунку теплових імпульсів зводимо до табл. 2.11.

Таблиця 2.11 - Результати розрахунку теплових імпульсів

ТКЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7
$B_K, \text{кА} \cdot \text{с}^2$	29,29	262,5	59432	46034,41	10283	155,95	303,06

2.8 Вибір комутаційного обладнання

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

Визначаємо робочі максимальні струми приєднань:

ВРУ ВН:

- струм від генератора:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}, \quad (2.49)$$

$$I_{p.\max} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 0,900 \text{ (кА)};$$

- струм від ЛЕП:

$$I_{p.\max} = \frac{P_{Гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.50)$$

$$I_{p.\max} = \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1,882 \text{ (кА)};$$

- струм від автотрансформатора:

$$I_{p.\max} = 1,5 \cdot \frac{S_{НОМ.АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (2.51)$$

$$I_{p.\max} = \frac{1,5 \cdot 801}{\sqrt{3} \cdot 750} = 0,925 \text{ (кА)};$$

ВРУ СН:

$$I_{p.\max} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 0,714 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.\max} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.\max} = \frac{1,5 \cdot 801}{\sqrt{3} \cdot 220} = 3,153 \text{ (кА)};$$

генератор:

$$I_{p.\max} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,967 \text{ (кА)};$$

РУ ВП:

$$I_{p.\max} = \frac{55,55}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 2,545 \text{ (кА)};$$

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-750 кВ. Вибираємо вимикач [2, с. 238] типу ВГБ-750У1.

- за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$750 \text{ кВ} \leq 750 \text{ кВ};$$

- за тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$1882 \text{ А} \leq 4000 \text{ А};$$

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача:

- перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{\text{п.}\tau} \leq I_{\text{відк.ном}},$$

$$7,72 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{\text{а.}\tau} \leq i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{відк.ном}}}{100},$$

де $i_{\text{а.ном}}$ - номінальне допустиме значення аперіодичної складової в струмі, який відключається, для часу τ ;

τ - найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів;

β - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ,

$$9,59 \text{ кА} \leq \frac{\sqrt{2} \cdot 64 \cdot 50}{100} = 45,25 \text{ кА};$$

- перевірка за вимикаючою здатністю за повним струмом КЗ:

$$\sqrt{2} I_{\text{п.}\tau} + i_{\text{а.}\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{відк.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right),$$

$$\sqrt{2} \cdot 7,72 + 9,59 = 17,31 \text{ (кА)} \leq \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{64}{100} \right) = 116,00 \text{ (кА)};$$

б) на електродинамічну стійкість:

$$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{дин}},$$

$$7,98 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}},$$

$$21,95 \text{ кА} \leq 162 \text{ кА},$$

умови виконуються.

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

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

в) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

$$29,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

де B_k - розрахунковий тепловий імпульс струму КЗ;

I_T - середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) за каталогом;

t_T - тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом, с;

умова виконується.

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 273] типу РНВЗ.1-750/4000 У1.

- за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$750 \text{ кВ} \leq 750 \text{ кВ};$$

- за тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$1882 \text{ А} \leq 4000 \text{ А};$$

Проводимо перевірку:

$$i_y \leq i_{\text{дин}},$$

$$21,95 \text{ кА} \leq 160 \text{ кА};$$

- на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

$$29,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

умови виконуються. Вибір комутаційних апаратів у інших точках проводимо аналогічно. Результати зведені у табл. 2.12

Таблиця 2.12 – Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП-750 кВ	ВГБ-750У1	РНВЗ.1-750/4000 У1
$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1,882 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 7,72 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 9,59 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{відк.ном}} \beta_{\text{н}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,64 = 45,25 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 7,98 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 21,95 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 162 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 29,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т.т}}^2 = 63^2 \cdot 3 =$ $11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т.т}}^2 = 63^2 \cdot 2 =$ $7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП-220 кВ	ВГБУ-220У1	РНДЗ.1-220/3200 У1
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 3153 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 24,7 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 26,61 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{відк.ном}} \beta_{\text{н}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,45 = 31,82 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 23,89 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 24,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 162 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 262,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т.т}}^2 = 63^2 \cdot 3 =$ $11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т.т}}^2 = 50^2 \cdot 3 =$ $7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор 1000 МВт	КАГ-24-30/30000УЗ	РВПЗ-1-20/12500УЗ
$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 28134 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 30000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 63,2 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 30 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 28,64 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 127,3 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 67,63 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	—

$i_y = 183,3 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 310 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 490 \text{ кА}$
$B_k = 59432 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	—	$I_{\text{тт}}^2 = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.12

Генератор 220 МВт	ВМГ-15	РВП-20/12500 УЗ
$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 9967 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 11200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 114,8 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 90 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 89,22 \text{ кА}$	—	—
$I_{\text{п.0}} = 70,96 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	—
$i_y = 278,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 320 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 490 \text{ кА}$
$B_k = 46034 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	—	$I_{\text{тт}}^2 = 180^2 \cdot 4 = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВП-6 кВ	ВРС-6	КУ6С
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 2545 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 11,45 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 5,55 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{відк.ном}} \beta_{\text{н}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,33 = 18,67 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 11,45 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 29,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 155,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тт}}^2 = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тт}}^2 = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

Вибір збірних шин ВРУ– 750кВ проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є ЛЕП. Згідно [8]: Вибираємо шини з проводу $4 \times \text{АС}700/86$, каталожні дані взято з [3], с. 624: $I_{\text{дон}} = 4 \times 1180 \text{ А}$; $d = 36,2 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{дон}} = 4 \cdot 1180 = 4720 \text{ A} > I_{\text{max}} = 1,882 \text{ A}.$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (2.52)$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [8]); $r_0 = d / 20 = 1,81 \text{ см}$ – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,81}} \right) = 30,37 \text{ (кВ / см)}; .$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.54)$$

де n – кількість проводів в фазі.

K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі [1, табл. 7.4]:

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a}, \quad (2.55)$$

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{1,81}{40} = 1,192$$

де $r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [1, табл. 7.4]:

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}, \quad (2.56)$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 40^3} = 20,10 \text{ (см)};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (2.57)$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 1000 = 1260 \text{ (см)};$$

$$E = 1,192 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,81 \cdot \lg(1260 / 20,10)} = 25,53 \text{ (кВ / см)};$$

$$0,9 \cdot 30,37 = 27,33 \text{ (кВ / см)} > 1,07 \cdot 25,53 = 27,31 \text{ (кВ / см)};$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

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

Вибір збірних шин ВРУ– 220кВ проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є АТЗ. Згідно [8]: Вибираємо шини з проводу $3 \times AC700/86$, каталожні дані взято з [3], с. 624: $I_{don} = 3 \times 1180 \text{ А}$; $d = 36,2 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{don} = 3 \cdot 1180 = 3540 \text{ А} > I_{max} = 3,153 \text{ А}.$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,81}} \right) = 30,37 \text{ (кВ / см)};$$

де $r_0 = d / 20 = 1,81 \text{ см}$ – радіус проводу.

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

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1,81}{20} = 1,314$$

$$r_{ek} = \sqrt[3]{1,81 \cdot 20^2} = 8,98 \text{ (см)};$$

$$E = 1,314 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{3 \cdot 1,81 \cdot \lg(504 / 8,98)} = 11,85 \text{ (кВ / см)};$$

$$0,9 \cdot 30,37 = 27,33 \text{ (кВ / см)} > 1,07 \cdot 11,85 = 12,68 \text{ (кВ / см)};$$

Виконаємо перевірку шин на електродинамічну стійкість, користуючись методикою, викладеною в [1, с. 44].

Зусилля від тривалого протікання струму 2-ф. КЗ, [Н/м]:

$$f = \frac{0,15 \cdot I_{no}^{(3)2}}{D}, \quad (2.58)$$

де $I_{no}^{(3)}$ – з табл. 6.4.3.

$$f = \frac{0,15 \cdot 25,67^2}{4} = 24,71, \text{ (Н/м)}.$$

Сила тяжіння 1 м струмопроводу, [Н/м]:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m, \quad (2.59)$$

де m – маса 1 м струмопроводу, [кг], з [2, табл. 7.35].

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 2,575 = 27,76 \text{ (Н/м)} \text{ (Н/м)}.$$

Приймаючи час дії релейного диференційного захисту $t_3 = 0,1$ с, знаходимо еквівалентний по імпульсу час дії швидкодіючого захисту $t_{ек}$. Для кіл генераторів і трансформаторів в середньому:

$$t_{ек} = t_3 + 0,05, \quad (2.60)$$

$$t_{ек} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ (с)}.$$

Визначаємо відношення $\sqrt{h}/t_{ек}$, де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному прогоні при максимальній розрахунковій температурі, по [8] для ВРП $h = 2,5$ м.

$$\sqrt{h}/t_{ек} = \sqrt{2,5}/0,15 = 10,5.$$

По діаграмі рис. 4.9, [3] для значення $\frac{f}{g} = \frac{24,71}{27,76} = 0,890$; знаходимо відношення $b/h = 0,3$ де b – відхилення проводу, [м]. Звідки

$$b = 0,3 \cdot 2,5 = 0,75 \text{ м}.$$

Допустиме відхилення фази, м:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2}, \quad (2.61)$$

де $a_{доп}$ – найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення, з табл. 7.3 [8];

d – діаметр фази.

$$b_{don} = \frac{4 - 0,0362 - 0,95}{2} = 1,507 \text{ (м)}.$$

$$b = 0,75 \text{ м} < b_{don} = 1,507 \text{ м}, \quad \text{отже умова виконується.}$$

Перевіряємо струмопровід на електродинамічну взаємодію провідників однієї фази.

Зусилля на кожен провід:

$$f_{\text{ц}} = \frac{n-1}{n^2} \cdot 0,2 \cdot \frac{I_{\text{по}}^2}{d}, \quad (2.62)$$

$$f_{\text{ц}} = \frac{3-1}{3^2} \cdot 0,2 \cdot \frac{25,67^2}{72,4 \cdot 10^{-3}} = 15,76 \text{ (Н/м)}.$$

Питоме навантаження на кожен провід від взаємодії при КЗ:

$$\gamma_{\kappa} = \frac{f_{\text{ц}}}{q}, \quad (2.63)$$

$$\gamma_{\kappa} = \frac{15,76}{700} = 0,023 \text{ МПа/м}.$$

Питоме навантаження на кожен провід від власної ваги:

$$\gamma_1 = \frac{9,8 \cdot m_1}{q}, \quad (2.64)$$

$$\gamma_1 = \frac{9,8 \cdot 2,575}{700} = 0,04 \text{ МПа/м}.$$

Максимальна напруженість в проводі (при максимальному тяжінні на фазу в нормальному режимі $T_{\text{ф.мах}} = 100 \cdot 10^3 \text{ Н}$):

$$\sigma_{\text{мах}} = \frac{T_{\text{ф.мах}}}{n \cdot q}, \quad (2.64)$$

$$\sigma_{\text{мах}} = \frac{100 \cdot 10^3}{3 \cdot 700} = 48 \text{ МПа}.$$

Допустима відстань між розпірками в фазі:

$$l_p = K \cdot \sigma_{\text{мах}} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(K-1) \cdot \sigma_{\text{мах}} \cdot 24 \cdot B}{(\gamma_{\kappa} + K \cdot \gamma_1) \cdot (\gamma_{\kappa} - K \cdot \gamma_1)}}, \quad (2.65)$$

$$L_p = 1,8 \cdot 48 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(1,8-1) \cdot 47,62 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(0,022 + 1,8 \cdot 0,04) \cdot (0,022 - 1,8 \cdot 0,04)}} = 21,56 \text{ м}.$$

Встановлюємо дистанційні розпірки через кожні 15 м.

Для з'єднання виводів потужних генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП в наш час застосовується комплектні пофазно-екрановані струмопроводи, кожна фаза яких заключна в закритий металевий кожух.

Від виводів генератора ТВВ-220-2ЕУЗ до фасадної стіни головного корпусу станції струмоведучі частини виконаємо комплектним пофазно-екранованим струмопроводом. Вибір здійснюємо за номінальними параметрами генератора. Перевірка здійснюється за умовою

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (2.66)$$

де $i_{дин}$ – струм динамічної стійкості струмопроводу.

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більше розрахункового ударного струму КЗ приєднання.

Вибираємо струмопровід ГРТЕ-20-10000-300.

$I_{ном} = 9490$ А, $U_{ном} = 15,75$ кВ, $i_{дин} = 300$ кА.

Розрахуємо струм обтяженого режиму

$$I_{max} = \frac{S_{ном,г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}, \quad (2.68)$$

$$I_{max} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,967 \text{ (А)}.$$

Ударний струм у колі генератора $i_y = 156.556$ (кА).

$$i_y = 156.556 \text{ (кА)} < i_{дин} = 300 \text{ (кА)},$$

$$I_{max} = 9967 \text{ (А)} < I_{ном} = 10000 \text{ (А)}.$$

Обираємо струмопровід і номінальні дані струмопроводу порівнюємо з розрахунковими в таблиці 2.12.

Для з'єднання робочих та пускорезервних трансформаторів власних потреб зі збірними шинами 6 кВ використовуємо закриті струмопроводи. Дані струмопроводів беремо з [2] і зводимо в таблицю 2.13.

Таблиця 2.13 – Вибір струмопроводу

Турбогенератор ТВВ-200-2АУЗ	Струмопровід ТЭКН-Е-20-10000-300
$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 9,967 \text{ А}$ $i_y = 278,3 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$ $I_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$ ТС: ТШ-20-10000/5; ТШЛ-20Б-1-10000/5/5 ТН: ЗОМ-1/15; ЗНОМ-15
Турбогенератор ТВВ-1000-2ЕУЗ	ТЭКН-П-24-3000-560
$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 26700 \text{ А}$ $i_y = 183,3 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 30000 \text{ А}$ $I_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$ ТС: ТШВ-24-30000/5 ТН: ЗНОЛ.06-24
НН ПРТВП	ТЗК-10-3200-125
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 2545 \text{ А}$ $i_y = 31,25 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$ $I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$

Збірні шини ВП 6,3 кВ виконуємо жорсткими алюмінієвими шинами, які закріплюються на ізоляторах. Згідно §1.3. 28 ПУЕ збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РП всіх напруг по економічній густині струму не перевіряються. Вибір перерізу шин проводиться по нагріву (по допустимому струму).

$$I_{\text{мах}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{ном.ПРТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.67)$$

$$I_{\text{мах}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,887 (\text{кА}).$$

За умовами експлуатації беремо алюмінієві шини коробчастого перерізу [3, с. 625]: $2(100 \times 45 \times 6)$, $I_{\text{доп}} = 3500 \text{ (А)}$; $q = 2 \times 1010 = 2020 \text{ (мм}^2\text{)}$.

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\max} = 2887 \text{ A} < I_{\text{дон}} = 3500 \text{ A}.$$

Перевіримо шини *на термічну стійкість*:

$$q_{\min} = \sqrt{B_{\kappa}} / C, \quad (2.68)$$

де C – функція, значення якої наведено в [1, табл. 6.3]; B_{κ} – з табл. 6.6.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{255,4 \cdot 10^6}}{90} = 177,56 \text{ мм}^2.$$

$$q = 2020 \text{ мм}^2 > q_{\min} = 177,56 \text{ мм}^2 \Rightarrow \text{шини термічно стійкі.}$$

Перевіримо шини *на механічну міцність*. Шини коробчатого перерізу мають великий момент інерції, тому розрахунок виконується без врахування коливального процесу в механічній конструкції. Приймаємо, що швелери шин з'єднані жорстко по всій довжині зварювальним швом, тоді момент опору $W_{y0-y0} = 58 \text{ см}^3$ [3, табл. ПЗ.5]. При розташуванні шин у вершинах прямокутного трикутника розрахункову формулу приймаємо по [3, табл. 4.3]:

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа:

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8}, \quad (2.69)$$

де l – відстань між опорними ізоляторами, приймаємо $l = 2 \text{ м}$.

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2^2 \cdot 99910^2}{0,8 \cdot 58} = 18,931 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} = 18,931 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа.}$$

Таким чином, шини механічно міцні ($\sigma_{\text{доп}}$ – по [3, табл. 4.2]).

Вибір ізоляторів. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких виконуємо за наступними умовами:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (2.70)$$

де $U_{\text{уст}}$, $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга відповідно РП та ізолятора;

$F_{\text{доп}}$ – допустиме навантаження на ізолятор;

$F_{\text{розр}}$ – розрахункова сила, що діє на ізолятор.

Вибираємо по [2, с. 282] опорний ізолятор **И25-80 УХЛЗ**: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)}$,

$F_{\text{розр. max}} = 25 \text{ (кН)}$, висота ізолятора $H_{\text{із}} = 130 \text{ (мм)}$.

Максимальна сила, що діє на вигинання [3, табл. 4.3]:

$$F_B = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (2.71)$$

$$F_B = 1,62 \cdot \frac{99910^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 4042,71 \text{ (Н)}.$$

Поправка на висоту коробчатих шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{i3}} = \frac{H_{i3} + c + h/2}{H_{i3}}, \quad (2.72)$$

$$k_h = \frac{130 + 6 + 100/2}{130} = 1,431.$$

Розрахункове навантаження на ізолятор:

$$F_{\text{розр}} = k_h \cdot F_B, \quad (2.73)$$

$$F_{\text{розр}} = 1,431 \cdot 4042,71 = 5785,11 \text{ (Н)}.$$

Допустиме навантаження:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{розр}}, \quad (2.74)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 25000 = 15000 \text{ (Н)}.$$

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо по [2, с. 288] прохідний ізолятор **ІП-10/3150-3000 У,ХЛ,Т2**:

$$U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ (кВ)} < U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)};$$

$$I_{\text{max}} = 2,887 \text{ (кА)} < I_{\text{ном}} = 3,150 \text{ (кА)};$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_B = 0,5 \cdot 4042,71 = 2021,3 \text{ (Н)};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{розр.мах}} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ (Н)};$$

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}},$$

всі умови виконуються.

Таким чином, обрані струмоведучі частини зможуть забезпечити передачу потужностей і надійну роботу усіх елементів схем.

В залежності від місця прокладки, властивостей середовища, механічних зусиль, які діють на кабель, рекомендуються різні марки кабелів.

Вибір кабеля виконуємо для ЕД ВП АТ-13-42-6.

Паспортні дані його беремо з табл. 4.21 [2]: $P_{\text{ном}} = 400 \text{ кВт}$; $U_{\text{ном}} = 6 \text{ А}$;
 $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,88$.

по напрузі установки:

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

по економічній густині струму:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{43,739}{1,2} = 36,449 \quad (\text{мм}^2)$$

де $J_{\text{е}} = 1,2$ – економічна густина струму, табл. 4.5, с. 233 [3].

По конструкції (табл. 8.5 [8]): обираємо кабель ААГ.

Приймаємо трьохжильний кабель $3 \times 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп ном}} = 110 \text{ А}$, поправочний коефіцієнт на температуру повітря $k_2 = 0,87$ (с. 626–627 [3]).

По допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = k_2 \cdot I_{\text{доп ном}} = 0,87 \cdot 110 = 95,7 \text{ (А)}.$$

$$I_{\text{доп}} = 95,7 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 43,739 \text{ А}.$$

Мінімальний переріз по термічній стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{е}}}}{C} = \frac{\sqrt{303,06 \cdot 10^6}}{90} = 193,42 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

де $C = 90$ для кабелів з паперовою ізоляцією і алюмінієвими жилами.

Оскільки $q_{\text{min}} < 240 \text{ мм}^2$, то приймаємо кабель з найближчим більшим перерізом жил 240 мм^2 . Таким чином, остаточно приймаємо кабель ААГ 3×240 .

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму та напруги призначені для зменшення відповідно первинного струму та напруги до стандартних значень,

які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення вимірювальних кіл і систем захисту від первинних кіл високої напруги.

2.10.1. Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювального трансформатора струму проведемо на прикладі ТС, встановленого в коло генератора.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 4.11 [3]. Оскільки ділянка від виводів генератора до стіни турбінного відділення, то обираємо вбудований трансформатор струму **ТШВ-24-30000/5**, параметри якого з [2]: $U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 30 \text{ кА}$; $Z_{\text{ном}} = 4 \text{ Ом}$; $k_{\text{тер}} = 6$; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$, клас точності 0,2.

Його перевірку проводимо за умовами:

- По напрузі установки:

$$U_{\text{уст}} = 24 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

- По допустимому струму:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$I_{\text{д.іаєн}} = \frac{S_{\text{м}} \cdot \tilde{A}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{м}} \cdot 0,95},$$

$$I_{\text{д.іаєн}} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,95} = 28,133 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = 28,133 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 30 \text{ кА}.$$

- По електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{\text{дин.}}$$

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

- По термічній стійкості:

$$B_k \leq (k_{\text{тер}} \cdot I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}};$$

$$59432 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < (6 \cdot 30)^2 \cdot 3 = 97200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

- По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

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

$R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – опір контактів [8];

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

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

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення (рис. 9) і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (табл. 2.14).

З табл. 9.1. видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2\text{н}}^2 ,$$

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}} ,$$

$$R_{\text{з.пров.}} = 4 - 0,56 - 0,1 = 3,34 \text{ (Ом)}.$$

Переріз кабелю, мм²:

$$q = \rho \cdot l / R_{\text{з.пров.}} .$$

Відповідно [3], для електростанцій з генераторами 100 МВт і більше застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді $\rho = 0,0175$), орієнтовна довжина 40 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [8]: $l_{\text{розр}} = l = 40 \text{ м}$; тоді:

$$q = 0,0175 \cdot 40 / 3,34 = 0,21 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм².

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,5} + 0,1 + 0,56 = 1,127 \text{ Ом} < Z_{2\text{н}} = 4 \text{ (Ом)}.$$

Таблиця 2.14- Вимірювальні прилади, що підключені до ТС

№	Прилад	Тип	Навантаження фаз, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-344	—	10	—
2	Ватметр	Д-335	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	САЗ-И680	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-348	10	—	10
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-335	0,5	—	0,5
	Сумарне значення		14	10	14

2.10.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки. Для прикладу здійснимо вибір ВТН, встановленого біля генератора, $U_{уст} = 24$ кВ.

Приймаємо трансформатор напруги, вбудований в АЕС:

ЗНОЛ.06-24 УЗ, $U_{н1} = 24$ кВ.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 75$ (В·А) (в класі точності 0,5 [2]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

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

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 2.15.). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2]. Схема включення приладів зображена на рис. 9.

Таблиця 2.15 - Вимірювальні прилади, що підключені до ТН

Назва приладу	Тип	S однієї котушки	К-ть котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-335	1,5	2	1	0	3	—

Продовження таблиці 2.15

Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	И680	2 Вт	2	0,38	0,92 5	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Э-372	3	1	1	0	3	—
Частотомір (щит турбіни)	Э-372	3	1	1	0	3	—
Сумарне значення						71	9,7

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (2.75)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ (В}\cdot\text{А)};$$

$$S_{2\text{розр}} = 71,65 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{н}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А},$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

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

2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг. Їх вибір здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2]. В нейтралі блочних трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче номінальної напруги трансформатора.

Таблиця 2.16 – Вибір пристроїв обмеження перенапруг

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ 3-4 з боку ВРП 330 кВ	РВМГ–330 МУ1
Виводи БТ 1-2 з боку ВРП 750 кВ	РВМК–750 МУ1
Виводи БТ 1-2 з боку генераторів (1000 МВт)	РВМ–35У1
Виводи БТ 3-4 з боку генераторів (220 МВт)	РВМ–15У1
Нейтраль БТ 1-2	РВМГ – 500У1
Нейтраль БТ 3-4	РВМГ–220 МУ1
ЛЕП 220 кВ	РВМГ–220 МУ1
ЛЕП 750 кВ	РВМК–750 МУ1
Виводи ВН АТЗ	РВМК–750 МУ1
Виводи СН АТЗ	РВМГ–220 МУ1
Вимірювальний ТН на ВРП 750 кВ	РВМК–750 МУ1
Вимірювальний ТН на ВРП 220 кВ	РВМГ–220 МУ1

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 220 та 750 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 750 кВ:

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ліній}} \cdot \cos \varphi} \quad (2.76)$$

$$I_{\max} = \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1,882 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо загороджувач **ВЗ-2000-0,5У1.**

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}} \quad (2.77)$$

$$1,882 \text{ кА} < 2 \text{ кА};$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (2.78)$$

$$750 \text{ кВ} = 750 \text{ кВ}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}} \quad (2.79)$$

$$21,95 \text{ кА} < 102 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (2.80)$$

$$29,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі умови виконуються.

Аналогічно вибираємо загороджувач типу **ВЗ-2000-0,5У1** для ліній 220 кВ.

2.12 Вибір установки постійного струму

На атомних електростанціях акумуляторні батареї (АБ) є аварійним джерелом живлення систем безпеки, СУЗ, аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту. Для кожного енергоблоку встановлюється одна загальноблочна акумуляторна батарея, а також по одній АБ на кожну систему безпеки, по одній АБ на кожен дизель-генератор, для споживачів СУЗ передбачається окремі АБ на різні номінальні напруги; для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту елементів підвищеної напруги поза головним корпусом встановлюються АБ в зоні ВРП, по дві на ВРП 220 і 750 кВ.

Проведемо розрахунок загальноблочної АБ. Розрахунок її навантаження зведений в табл. 2.17

Таблиця 2.17– Підрахунок навантажень на АБ

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	$I_{\text{ав}},$ А	$I_T,$ А
Постійне навантаження	—	—	—	70	—	70	70
Аварійне освітлення	—	—	—	250	—	250	—
Привід вимикачів ПС-22	3	—	250	—	—	—	1000
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонаосу ущільнень генератора	1	25	168	120	300	120	—
Електродвигун аварійного маслонаосу змазки турбін	2	42	216	200	540	200	540
Разом						670	1640

Приймаємо до встановлення акумуляторну батарею типу СК. Батарея буде працювати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором (рис. 2.23).

Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год (оскільки електростанція зв'язана з енергосистемою). По [3] приймаємо: номінальна напруга на шинах установки $U_{\text{ш}} = 230$ В, напруга на елементі в режимі підзарядки $U_{\text{кз}} = 2,15$ В. Розрахункова температура електроліту $+25^{\circ}\text{C}$.

Розрахуємо кількість елементів батареї:

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

$$n_0 = \frac{U_{\theta}}{U_{\text{іс}}} \quad (2.81)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108;$$

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{\theta}}{U_p} \quad (2.82)$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130;$$

де $U_p = 1,75$ В [8] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0 \quad (2.83)$$

$$n_{\text{дод}} = 130 - 108 = 22.$$

В режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 В до шин приєднується

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

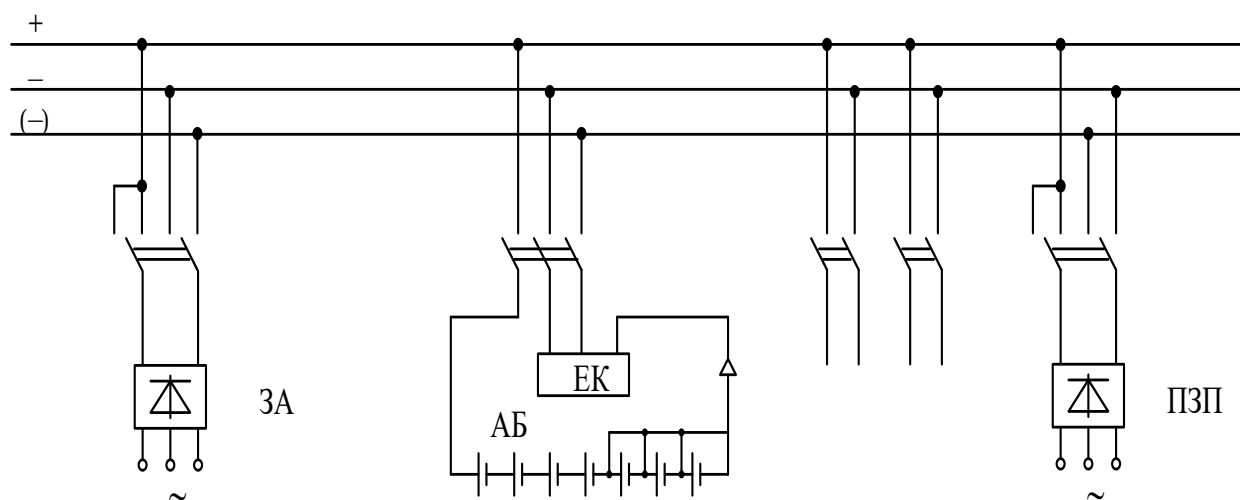


Рисунок 2.23 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – приводний електродвигун змінного струму).

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (2.84)$$

де $1,05$ – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів; $I_{\text{ав}}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А; $j = 25 \text{ А/Н}$ [8] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 670 / 25 = 28,14.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [8]: $N = 32$ (СК-32).

Перевіряємо по струму короточасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_{\text{т}} / 46 \quad (2.85)$$

$$N = 1640 / 46 = 35,65 > 32,$$

умова не виконується, отже, збільшуємо типовий номер до 44.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короточасного навантаження:

$$j > I_T / N, \quad (2.86)$$

де j визначається по кривим рис. 12.2 [8] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача 85% $U_{\text{ном}}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі 5% $U_{\text{ном}}$.

$$j = 38 \text{ A/N} > \frac{1640}{44} = 37,27 \text{ A/N}, \quad \text{умова виконується.}$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею СК-44.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним $0,15 \cdot N$ [8]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.87)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження (табл. 11).

$$I_{\text{ПЗП}} = 70 + 0,15 \cdot 44 = 76,6 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (2.88)$$

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

В якості ПЗП застосовуємо агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 80 А.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N \quad (2.89)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 44 = 2,2 \text{ (A)};$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}} \quad (2.90)$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою:

$$I_{зп} = I_{пост} + 5N \quad (2.91)$$

$$I_{зп} = 70 + 5 \cdot 44 = 290 \text{ (A)};$$

$$U_{зп} = U_3 \cdot n \quad (2.92)$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

Вибрана акумуляторна батарея задовольняє усім технічним вимогам і зможе підтримати роботу станції при аварійній ситуації на протязі часу, необхідного для відновлення нормального режиму.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМ ЗБУДЖЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ

3.1 Загальний огляд предмету дослідження

Систему збудження синхронної машини (СМ) називають сукупністю машин, апаратів і пристроїв, призначених для живлення обмотки збудження постійним струмом і регулювання значення цього струму. Системи відновлення СМ можна розділити на наступні основні групи:

- системи збудження із збудниками постійного струму;
- системи збудження із збудниками змінного струму;
- статичні системи збудження.

В даний час в основному випускаються безконтактні (безщіткові) синхронні машини. Вони застосовуються, перш за все, тоді, коли буде встановлено щиткового вузла утруднена по тих або інших причинах: великий струм збудження СМ, висока швидкість обертання валової машини, вибухонебезпечне навколишнє середовище і тому подібне. Гідність таких машин - підвищена надійність, за рахунок того, що застосовуються збудники змінного струму. Збудник змінного струму разом з обертовим перетворювачем, пристроями управління, діагностики і захисту безконтактної системи збудження. Такі системи знаходять широке застосування в синхронних двигунах, генераторах, компенсаторах при різних потужностях і частотах обертання. Основні вимоги до системи збудження:

- висока надійність у роботі;
- можливо велика простота і мала вартість; постійність напруги генератора.

Система збудження характеризується наступними основними параметрами: номінальний струм і напруга; граничний струм і напруга при форсуванні збудження; тривалість режиму форсування; швидкість підйому напруги. Синхронні генератори забезпечуються автоматичними регуляторами збудження (АРЗ). При повних змінах струму навантаження генератора АРЗ протягом пропорційного регулювання струму відновлення генератора. АРЗ

реагує на зміну напруги. При швидких змінах напруги генератора пропорційне регулювання малоефективне внаслідок електромагнітної інерції ланцюга збудження, що має велику індуктивність. Струм відновлення генератора змінюється із запізнюванням, підтримує $U = \text{const}$ з необхідною точністю неможливо. Тому в СМ застосовують АРЗ сильної дії, які реагують не тільки на відхилення певних параметрів, але і на значення їх похідних у часі.

При коротких замиканнях в мережі напруга генераторів різко падає, тому різко знижує їх потужність. Потужність турбіна залишаються незмінними, підтримує небезпека випадання генераторів з синхронізмом. У цих випадках для підтримки напруги на можливо вищому рівні і запобігання випаданню генераторів з синхронізмом форсування збудження. Напруга збудження u_{fm} повинно бути достатньо великою. Відповідно до стандарту коефіцієнта форсування збудження автономних генераторів середньої потужності $k_f \geq 2,75$. Швидкість наростання напруги збудження при форсуванні не менше 2х номіналів напруги збудження в секунду. Тривалість режиму форсування - не менше 3,5 - 5 сек.

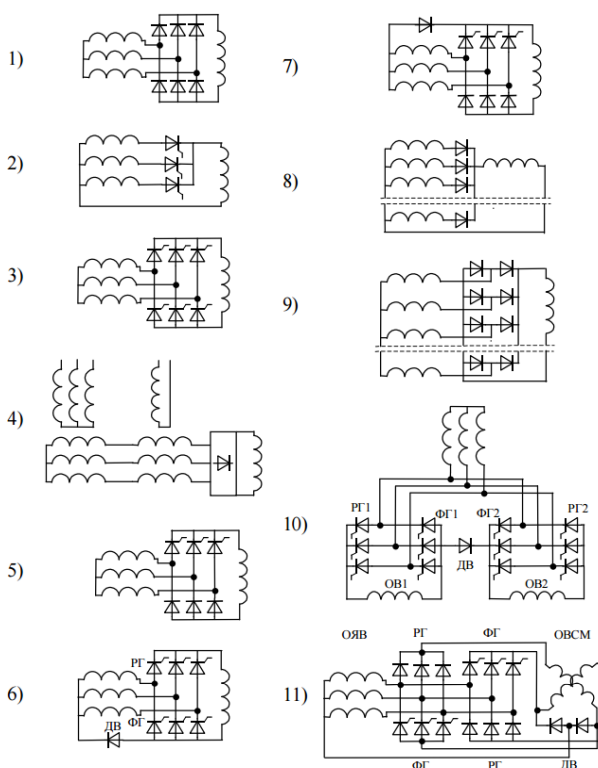


Рисунок 3.1 – Принципові схеми напівпровідникових перетворювачів

Об'єкт досліджень (СБГД-6300) виконано за трифазною мостовою схемою, два тиристори ж у складі відповідають за захист від перенапруг

Крім вимог, що пред'являються до безщіткових систем збудження синхронних машин в цілому (простота і мала вартість, надійність в роботі і ін.), до електромашинно-вентильних перетворювачів пред'являються дві головні вимоги: швидкодія регулювання і висока якість форми вихідної напруги. У діодних трифазних мостових систем збудження СМ порівняно хороша якість форми вихідної напруги. Необхідна швидкість форсировки збудження СМ досягається за рахунок підвищення стельової напруги збудження збудника. Проте, при зменшенні напруги джерела на вході випрямляча обмотка збудження СМ може виявитися замкнутою накоротко через вентилі, при цьому струм збудження СМ затухає з постійною часу цієї обмотки. Головний недолік безщіткової діодної систем збудження - повільне гасіння поля. Тому в СБГД-6300 інтегровано тиристорний розрядник.

3.2 Влаштування силовій частини системи збудження СБГД-6300

Безщіткова система збудження синхронної машини, що складається зі збудника, обертового напівпровідникового випрямляча, підзбудника з магнітною системою на постійних магнітах, блока захисту від перенапруг з боку ротора синхронної машини та блока захисту від комутаційних перенапруг, розміщених у загальному корпусі, яка вирізняється тим, що обертовий випрямляч виконано на роторних діодах, установлених на трьох секціях охолоджувального радіатора, блок захисту від перенапруг з боку ротора синхронної машини та блок захисту комутаційних перенапруг розміщено на секції охолоджувального радіатора разом із діодами однієї з фаз випрямляча, що обертається, а блок резисторів тиристорного захисту встановлено на маточині якоря збудника під діодами випрямляча.

Корисна модель належить до галузі електромашинобудування і призначена для реалізації в синхронних машинах із безщітковим збудженням, наприклад, у генераторах дизель-електричних агрегатів резервного живлення атомних електростанцій і генераторах агрегата втомних електроустановок. Зважаючи на високу небезпеку техногенних аварій на АЕС, всі її елементи мають виконуватися із забезпеченням максимально можливої надійності. Для підвищення надійності вони виконуються безщітковими.

У синхронній машині з безщітковим збудженням, збудник являє собою обернений синхронний генератор, якорну обмотку якого з'єднано з ротором синхронної машини через тиристорний випрямляч, що обертається, а станину магнітної системи збудника закріплено на спільному фундаменті з синхронною машиною. Для живлення обмотки збудження збудника в агрегаті передбачено підбуджувач (ПВ).

Він також являє собою синхронний генератор із магнітною системою, виконаною на постійних магнітах. Полюси магнітної системи ПВ встановлені з протилежного боку корпусу на його внутрішній поверхні. Якір ПВ закріплений нерухомо на торцевому щиті кожуха збудника з боку підшипника синхронної машини. Фазні виводи обмотки якоря через три отвори в корпусі збудника з'єднані з трьома секціями кільцевого радіатора, на яких розміщено шість таблеткових тиристорів обертового випрямляча та два тиристори захисту від перенапруг з боку ротора. На верхніх виводах кожного з тиристорів встановлено додаткові радіатори, які за допомогою гнучких шин і шести шпильок блоку струмозбірних кілець під'єднано до шин «+» і «-» цього блоку. Своєю чергою, через зазначені шпильки блок струмозбірних кілець з'єднаний з ротором генератора струмопідводом, що складається з декількох кабельних провідників, прокладених у середині порожнистого вала ротора генератора. Для надійної роботи випрямляча передбачено систему захисту від перенапруг з боку ротора синхронної машини і систему захисту від комутаційних перенапруг. За полюсами ПВ усередині корпусу збудника розміщено два стрічкові резистори тиристорного захисту.

На вихідному кінці вала синхронної машини встановлений сталевий циліндр, у якому розміщені блоки формування імпульсів керування тиристорами, керування тиристорами захисту від перенапруг з боку ротора синхронної машини і захисту від комутаційних перенапруг, залиті епоксидним компаундом. Інформація на блоки формування імпульсів керування тиристорами через фото кільце, розміщене на торці зазначеного циліндра, надходить зі світловідбитка, закріпленого нерухомо на станині магнітної системи збудника за допомогою спеціального тримача. Інша частина системи керування збудженням встановлена поза машинною частиною системи збудження і містить у собі систему керування та регулювання.

У розглянутому збуднику застосовано як випрямні елементи тиристори, що призводить до низки істотних недоліків, які полягають у тому, що тиристори потребують застосування складної системи керування та захистів, яку частково розміщують на частині, що обертається, системи збудження, а частково - поза нею, тобто необхідне здійснення безконтактного зв'язку між обома частинами системи керування. Зазначені вимоги тягнуть за собою ускладнення конструкції збудника і технології його виготовлення, а, отже, зниження загальної надійності системи збудження.

Пропонована корисна модель дає змогу усунути ці недоліки. Розглянута безщіткова система збудження, як і у СБГД-6300, складається із синхронного збуджувача та ПВ, установлених в одному корпусі. Але на відміну від неї випрямляч, що обертається, виконано на роторних діодах фланцевого типу, які розміщуються на наявних секціях радіатора. У цьому разі повністю виключається сталевий циліндр із зазначеними раніше блоками управління і захистів, світло- і фотокільця, необхідні при виконанні випрямляча на тиристорах. При цьому елементи захистів від комутаційних перенапруг і від перенапруг з боку ротора виконані у вигляді двох самостійних блоків, які встановлюють на одній з тиристорами захисту і двома діодами випрямляча секції радіатора. Регулювання струму збудження збудника і відповідно струму

збудження синхронної машини здійснюється за допомогою системи управління і регулювання, що розміщується в окремій шафі.

Шість діодів різної полярності встановлюються попарно на трьох секціях радіатора, утворюючи трифазний випрямляч. Силова частина безщіткової системи збудження розташована на спільному валу з ротором генератора. Струм збудження від безщіткового збудника безконтактно передається кабелями, прокладеними в порожнистому валу генератора в його обмотку збудження. Обмотка збудження збудника під'єднана до системи керування і регулювання збудженням, виконаної у вигляді окремої шафи керування. Живлення силових ланцюгів шафи керування здійснюється від однієї якірної обмотки ПВ, а ланцюгів керування - від іншої якірної обмотки ПВ. Таким чином, здійснюється незалежне збудження генератора.

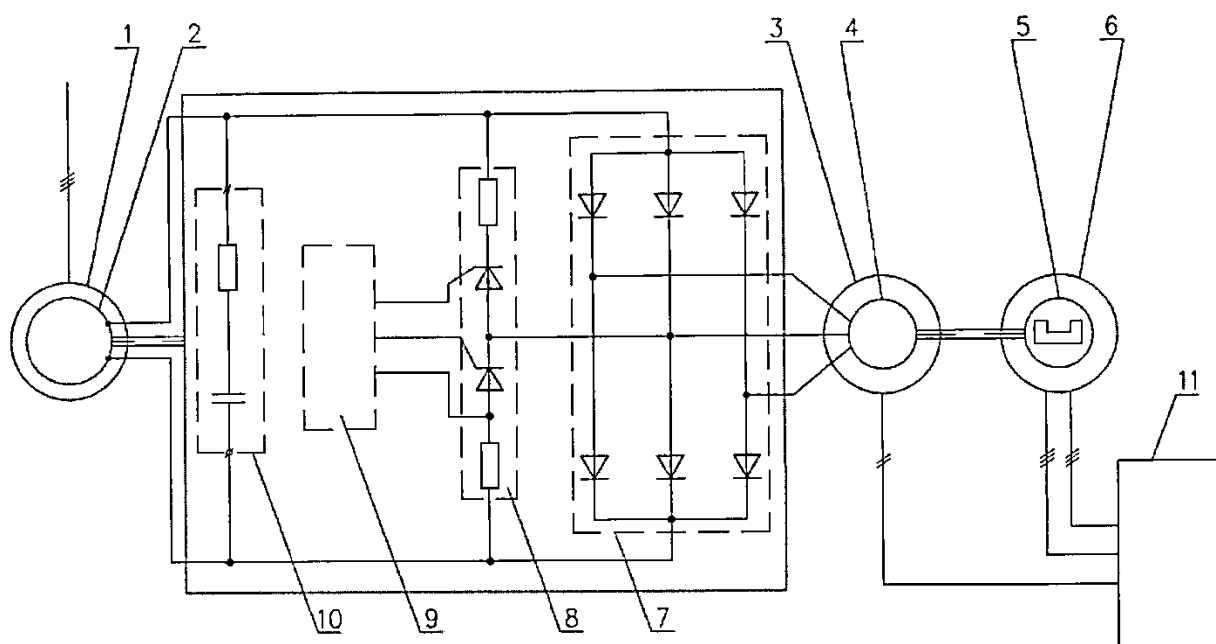


Рисунок 3.2 – Функціональна електрична схема пропонованої системи збудження СБГД-6300

де: 1 - синхронна машина (генератор); 2 - обмотка збудження генератора; 3-магнітна система збудника; 4 - якір збудника; 5 - магнітна система ПВ; 6 - якір ПВ; 7 - обертовий випрямляч; 8 - блок тиристорного захисту від перенапруг; 9 - блок керування тиристорами захисту; 10 - блок захисту від комутаційних перенапруг; 11 - система (шафа) керування та регулювання збудженням.

Під час приведення в обертання ротора генератора і подачі на обмотку збудження збудника напруги від системи керування і регулювання в якірній обмотці збудника генерується напруга змінного струму, яка подається від фазних виводів на діодний випрямляч. Випрямлена напруга далі надходить в обмотку збудження синхронної машини, унаслідок чого в її статорі генерується необхідна напруга. Використання діодів замість тиристорів виключає зазначені вище недоліки, значно спрощуючи конструкцію і технологію виготовлення системи збудження. При цьому зменшується її вартість і підвищується надійність.

3.2 Влаштування статичної частини системи управління збудженням

Під статичною частиною мається на увазі складова управління, компонована у шафі СУЗ, до якої належать:

- 1) Автоматичні вимикачі;
- 2) Автоматичний регулятор збудження типу DECS-250;
- 3) трансформатор силового живлення регуляторів збудження (для проведення ТО та налагодження);
- 4) ключі вибору силового живлення регуляторів збудження;
- 5) перетворювачі живлення постійного (для гальванічного розділення кіл при живленні від різних джерел та стабілізації вихідних живлячих напруг кіл $=24$ В СУЗ);
- 6) контактори (кола подачі напруги збудження на ОЗЗ);
- 7) панель оператора типу (для ручного управління режимами роботи СЗ та візуалізації стану та процесів, які відбуваються у СЗ ДГ);
- 8) контролер (для управління автоматикою СЗ);
- 9) проміжні реле (для гальванічного розділення дискретних входів/виходів);
- 10) сигнальні лампи стану СЗ;
- 11) промисловий Ethernet комутатор (для організації зв'язку між елементами СУЗ з мережею Modbus TCP/IP);

- 12) реле для захисту від коротких замикань у колі збудження збудника;
- 13) синхроскоп з функцією контролю синхронізму (для ручної синхронізації ДГ з енергосистемою);
- 14) вимірювальні перетворювачі струму та напруги;
- 15) щитові вимірювальні прилади.

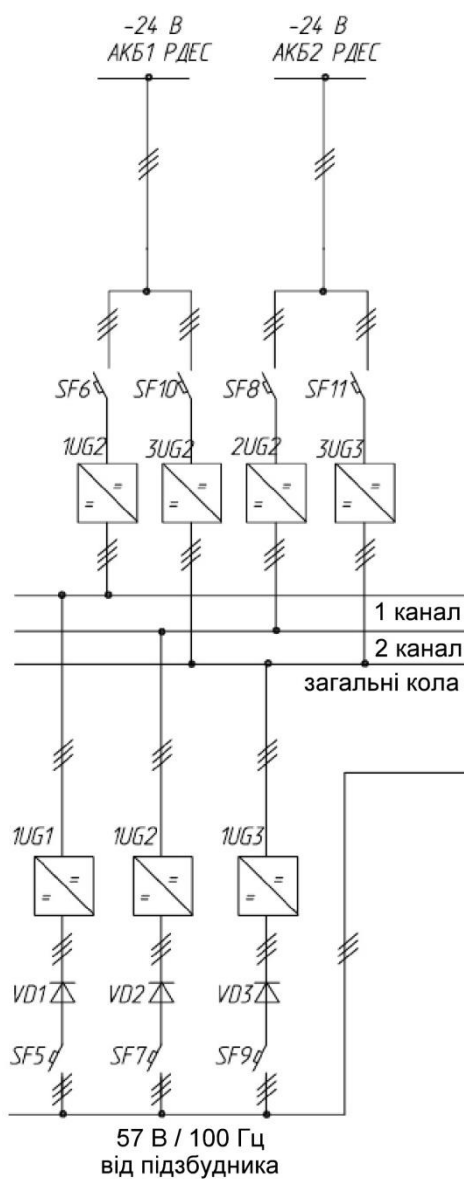


Рисунок 3.3 – Схема живлення СУЗ

Шафа СУЗ представляє собою шафу електромонтажну з природною вентиляцією та встановленим в ній обладнанням. Органи керування, індикації, візуалізації стану та процесів у СЗ розташовані на фасадній двері шафи.

У шафі СУЗ, на рис. 2.2, організовано три комплекта шинок живлення =24 В: шинки I каналу, шинки II каналу, шинки загальних кіл СЗ. Шинки I та II каналів отримують живлення від двох, а шинки загальних кіл СЗ – від трьох незалежних перетворювачів живлення постійного струму. Незалежне резервоване живлення каналів регулювання СУВ забезпечує захист від одиничної відмови.

До СЗ входять два взаємозамінних мікропроцесорних АРЗ АВ1, АВ2 типу DECS-250, які здійснюють автоматичне регулювання струму збудження збудника з можливістю ручної або автоматичної зміни уставки у таких режимах роботи: «АВТОМАТ» – переведення регулятора в режим АРЗ, «РУЧНИЙ» – переведення регулятора в режим РРС.

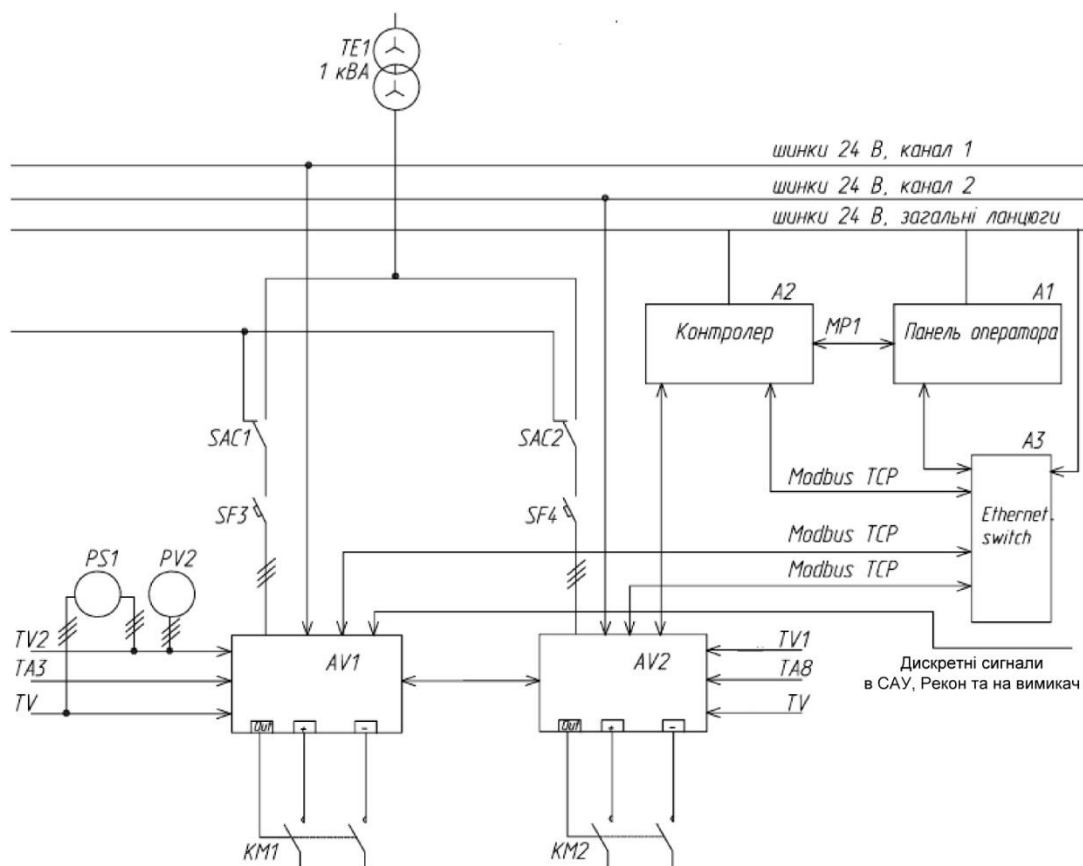


Рисунок 3.4 – Схема управління СУЗ

Налаштування та управління режимами роботи здійснюється за допомогою рідкокристалічного дисплею та кнопок на передній панелі АРЗ, з панелі оператора або за допомогою зовнішнього персонального комп'ютера.

Регулятори AV1, AV2 також управляються за допомогою дискретних входів та мають релейні виходи. Кількість дискретних входів додатково збільшено за допомогою модуля AV1.2, AV2.2 типу СЕМ-2020.

Живлення силових кіл регуляторів при працюючому ДГ здійснюється від обмотки статора підбудника змінною трьохфазною напругою 57 В частотою 100 Гц, а при зупиненому ДГ та виконанні ТО СЗ – змінною трьохфазною напругою 42 В частотою 50 Гц від резервного трансформатора ТЕ1, що знаходиться в шафі СУЗ.

Силові вихідні кола регуляторів AV1, AV2 підключені до ОЗЗ через контактори КМ1 та КМ2 відповідно. Контактори КМ1 та КМ2 при гасінні поля генератора шунтують ОЗЗ резисторами R1, R2 для гасіння поля збудника.

Для обмеження короточасних перенапруг, які виникають у ОЗЗ, до неї підключений варистор.

3.3 Організація технічного обслуговування

Завданням ТО СЗ ДГ є виконання профілактичних робіт з метою запобігання відмов обладнання та підтримки параметрів пристроїв СЗ у регламентованих межах.

Персонал групи ремонту та обслуговування СЗ виконує:

- 1) огляди обладнання СЗ ДГ;
- 2) технічне обслуговування СЗ ДГ, виявлення та усунення дефектів;
- 3) модернізацію та заміну окремих пристроїв СЗ в рамках проекту, технічного рішення;
- 4) налаштування та випробування СЗ ДГ;
- 5) розробку програм технічного обслуговування, програм випробувань.

Таблиця 3.1 – Параметри та критерії оцінки справності СЗ ДГ та автоматичної підтримки параметрів генератора, які контролюються при ТО

№ з/п	Найменування параметру	Значення
1	Час збудження генератора в процесі розгону ДГ з 0 до $U_{Гном}$	<8 с
2	Точність підтримання напруги на шинах генератора в режимі АРН у відповідності із заданою статичною характеристикою	$\pm 0,25$ %
3	Точність підтримання струму збудження збудника в режимі РРС	± 1 %
4	Діапазон зміни уставки напруги генератора в режимі АРН $80 \div 110$ % $U_{Гном}$ (6,3 кВ) з точністю	2,5 %
5	Закид напруги статора генератора від $U_{Гном}$ при його збудженні під час розгону ДГ, не більше	30 %
6	Збільшення напруги генератора вище $U_{Гном}$ при перехідних процесах під час ступінчастого навантаження ДГ, не більше	25 %
7	Зниження напруги генератора нижче $U_{Гном}$ у перехідних процесах під час ступінчастого навантаження ДГ:	
7.1	на 25 % $U_{Гном}$ на час, не більше	2,5 с
7.2	на 40 % $U_{Гном}$ (при умові статизму регулятора швидкості ДГ - не більше 4 %) на час, не більше	0,1 с
8	Напруга статора підбудника номінальній частоті обертання ДГ	(51,3 ÷ 62,7) В
9	Діапазон зміни уставки напруги генератора в режимі АРН з точністю 2,5 %	(80 ÷ 110) %
10	Напруга трьохфазного силового живлення на входних клеммах А87 ÷ А89 DECS-250 обох каналів	(37,8 ÷ 46,2) В
11	Струм спрацювання електромагнітних розчіплювачів АВ QF кіл силового живлення СУВ від збудника	($6I_{ном}$) -15 %, +25 %
12	Опір ізоляції кіл збудження збудника	не менше 5 МОм
13	Опір ізоляції кіл ротора генератора	не менше 20 МОм
14	Опір ізоляції кіл АРЗ АВ1, АВ2	не менше 10 МОм
15	Опір ізоляції кабелів	не менше 10 МОм

Види планових ТО, які проводяться на обладнанні системи збудження з урахуванням вимог правил ГКД 34.35.604-96 та СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007:

- 1) технічний огляд;
- 2) перевірка функціонування системи збудження при планових ТО дизеля;
- 3) опробування;
- 4) профілактичний контроль;
- 5) профілактичне відновлення;
- 6) перший профілактичний контроль.

Періодичність проведення ТО обладнання системи збудження:

- 1) технічний огляд – згідно затверджених графіків оглядів та обходів обладнання;

2) перевірка функціонування системи збудження при планових ТО дизеля – згідно з планових графіків.

3) опробування – 1 раз у рік;

4) профілактичний контроль – через 3 роки після профілактичного відновлення;

5) профілактичне відновлення – 1 раз у 5 років при капітальному ремонті дизеля;

6) перший профілактичний контроль через 10-15 місяців після введення системи збудження в експлуатацію.

Технічний огляд СЗ ДГ проводять персонал ГРСЗ згідно графіку, затвердженого начальником електроцеха та оперативним персоналом – 1 раз у зміну.

Перевірку функціонування СЗ ДГ при планових ТО проводить оперативний персонал згідно графіку, затвердженого головним інженером, при планових щомісячних опробуваннях із знеструмленням секцій надійного живлення та ступінчастим навантаженням ДГ.

ТО в обсягах «Опробування», «Профілактичний контроль», «Профілактичне відновлення», «Перший профілактичний контроль» виконує персонал ГРСЗ під час планового ремонту ДГ.

При технічному огляді та перевірці функціонування СЗ ДГ при планових ТО персоналом ГРСЗ та оперативним персоналом ЕЦ необхідно:

1) перевірити відсутність зовнішніх пошкоджень, запаху перегрітої ізоляції на обладнанні СЗ;

2) перевірити закріплення кришок та люків збудника;

3) проконтролювати справність та готовність до роботи СЗ відповідно з сигналізацією на шафі СУЗ;

4) перевірити відповідність показів режиму роботи: стрілочних вимірювальних приладів, панелі оператора на фасадній двері шафи СУЗ;

5) Перевірити журнали «АВАРІЇ», «СИГНАЛИ» на панелі оператора.

Додатково протягом проведення планових ТО та роботі ДГ на потужності необхідно:

- 1) виконувати зовнішні огляди збудника та шафи СУЗ;
- 2) контролювати відсутність періодичних незатухаючих коливань напруги ДГ та струму збудження збудника по щитових вимірювальних приладах шафи СУЗ;
- 3) контролювати підтримання величини напруги генератора у межах регламентованої.

Перед виведенням СЗ ДГ в ремонт для проведення ТО необхідно перевірити (перевірки виконує персонал ГРСЗ):

- 1) величину напруги обмоток статора підзбудника незбудженого ДГ;
- 2) можливість ручної та автоматичної зміни уставки;
- 3) спостереження регулятора РРС за регулятором АРН шляхом переводу АРЗ з режиму «АВТОМАТ» у режим «РУЧНИЙ» та назад;
- 4) справність спостереження між регуляторами AV1 і AV2 переведенням збудження з AV1 на AV2 та назад;
- 5) правильність та відповідність режимам роботи сигналізації, індикації, показів, інформаційних повідомлень про стан СЗ.

При проведенні ТО в обсязі «Опробування» виконуються наступні роботи:

- 1) зовнішній огляд та перевірка надійності кріплення елементів СЗ;
- 2) вимірювання опору ізоляції кіл обмотки ротора ДГ, обмотки статора підзбудника, та ОЗЗ;
- 3) перевірка взаємодії схеми управління, автоматики, сигналізації СЗ з дією у ПТК САУ ДГ, «Рекон»;
- 4) перевірка вихідних дій на вимикач ДГ;
- 5) перевірка відповідності уставок AV1 і AV2.

При проведенні ТО в обсязі «Профілактичний контроль» додатково до попереднього пункту виконуються наступні роботи:

- 1) внутрішній огляд;
- 2) вимірювання опору ізоляції незалежних кіл шафи СУВ;

- 3) перевірка справності діодів та тиристорів обертового випрямляча;
- 4) перевірка вторинних напруг блоків живлення в шафі СУВ;
- 5) перевірка захистів AP3 AV1 і AV2 в шафі СУВ.

При проведенні ТО в обсязі «Профілактичне відновлення» додатково додатково до попереднього пункту виконуються наступні роботи:

- 1) вимірювання опору ізоляції кабелів;
- 2) випробування ізоляції жил кабелів;
- 3) випробування ізоляції незалежних кіл шафи СУВ;
- 4) перевірка електричних характеристик релейної апаратури;
- 5) перевірка правильності взаємодії елементів схеми управління, автоматики, сигналізації пристроїв СЗ при напрузі оперативного струму $0,8 U_{ном.}$;
- 6) зняття характеристик короткого замикання і холостого ходу ДГ;
- 7) реєстрація контрольної осцилограми $U_{дг}$ при знеструмленні секції надійного живлення та ступінчастому навантаженні ДГ, визначення по ній регламентованих параметрів СЗ ДГ.

3.4 Особливості роботи автоматичного регулятора збудження

Цифрова система управління збудженням DECS-250 є компактною установкою, що забезпечує точність регулювання процесу збудження та захист генератора від ушкоджень. Різне налаштування конфігурації входів та виходів, можливість підключення до великої кількості пристроїв, наявність програмованої логіки з BESTCOMSPlus® дозволяє використовувати DECS-250 у різних системах.

DECS-250 включає наступні функції, більшість яких реалізовано у проекті :

- Точне керування збудженням синхронних генераторів або синхронних двигунів обладнання.
- П'ять режимів регулювання системи збудження.

- Три попередні уставки для кожного режиму керування збудженням.
- Внутрішнє стеження уставок робочих режимів та зовнішнє стеження уставок другої пристрої DECS.
- Дві групи ПІД з функцією автоматичного налаштування.
- Вхід дистанційного керування уставкою приймає аналоговий сигнал керування струмом або напругою.
- Вимірювання в реальному часі.
- Вбудований автоматичний синхронізатор.
- Вбудований системний стабілізатор (IEEE Std 421.5 тип PSS2A/2B/2C).
- М'який пуск та керування підняттям напруги.
- П'ять функцій обмеження.
- Двадцять функцій захисту.
- Вісім вихідних реле.
- Підключення портів:
- Реєстрація даних, журнал подій та режим автостеження
- Додатковий модуль СЕМ-2020 включає:
 - Десять дискретних входів
 - Вісім вихідних реле типу СЕМ-2020Н або двадцять чотири вихідних реле типу СЕМ-2020
 - Функції налаштування входів та виходів за допомогою програмованої логіки BESTlogicPlus
 - Підключення за допомогою протоколу мережі CAN

DECS-250 призначена для застосування з синхронними генераторами або синхронними двигунами. DECS-250 керує вихідною потужністю машини за допомогою регулювання потужності збудження постійного струму, що використовується створення поля збудника. Рівень потужності збудження ґрунтується на контролі напруги та струму відповідно до уставкою регулювання, заданою користувачем. Режим роботи, генератор або двигун, перемикається на екрані налаштувань режиму роботи. Виміряні значення коефіцієнта потужності та реактивної потужності матимуть протилежні значення в режимі двигуна. В

якості силового каскаду в DECS-250 використовується імпульсне джерело живлення широкоімпульсною модуляцією. DECS-250 може використовуватися при вимогах струму збудження до 15 А та напруги збудження 32, 63 або 125 В. Форсувальні значення системи становлять 30А струмом протягом 10 секунд.

DECS-250 має 5 режимів регулювання: автоматичне регулювання напруги (APЗ), регулювання струму збудження (PPC), регулювання напруги збудження (не задіяно), регулювання реактивної потужності та регулювання за коефіцієнтом потужності (також не задіяно).

При роботі в режимі APЗ DECS-250 регулює рівень напруги, щоб значення уставки APЗ напруги на клеммах генератора А знаходилося на належному рівні незалежно від змін навантаження та режимів роботи. Регулювання уставки APЗ здійснюється за допомогою:

- налаштування контактних виходів DECS-250 на підвищення або зниження активної уставки;
- призначення сигналу аналогового входу керування DECS-250;
- меню панелі керування BESTCOMSPlus® (доступно у меню вимірювань (Metering Explorer) BESTCOMSPlus);
- команди посилення чи ослаблення, що передається через порт Modbus DECS-250.

Діапазон регулювання знаходиться в межах мінімальних В та максимальних С налаштувань уставок, значення яких відображаються у відсотковому співвідношенні від величини напруги. Проміжок часу, необхідний досягнення необхідного значення уставки APЗ регулюється налаштуванням швидкості переміщення. Ці налаштування відображені на рис. 2.1.

При роботі в режимі PPC DECS-250 регулює рівень струму в залежності від значення уставки. Діапазон налаштування уставки PPC залежить від номінальних параметрів збудження та пов'язаних із нею даних. Регулювання уставки PPC здійснюється за допомогою:

- налаштування контактних виходів DECS-250 на підвищення або зниження активної уставки;

- призначення сигналу аналогового входу керування DECS-250;
- меню панелі керування BESTCOMSPlus® (доступно у меню вимірювань; (Metering Explorer) BESTCOMSPlus)
- команди посилення чи ослаблення, що передається через порт Modbus DECS-250.

Діапазон регулювання знаходиться в межах мінімальних F і максимальних параметрів уставок, значення яких відображаються у відсотковому співвідношенні від величини номінального струму збудження. Проміжок часу, необхідний досягнення необхідного значення уставки PPC регулюється налаштуванням швидкості переміщення. Ці налаштування відображаються на малюнку 2.1.

APB / PTV / PNB уставки

Автоматический регулятор возбуждения (APB)	Регулятор тока возбуждения (PTV)
Уставка (Первичный В)	Уставка (Первичный А)
120.0	0.10
Мин (%)	Мин (%)
70.0	0.0
Максимум (%)	Максимум (%)
120.0	120.0
Скорость перемещения (с)	Скорость перемещения (с)
20	20
Позиция 1	Позиция 1
Уставка (Первичный В)	Уставка (Первичный А)
120.0	0.10
Режим	Режим
Свободный	Свободный
Позиция 2	Позиция 2
Уставка (Первичный В)	Уставка (Первичный А)
122.0	0.20
Режим	Режим
Свободный	Свободный
Позиция 3	Позиция 3
Уставка (Первичный В)	Уставка (Первичный А)
120.0	0.10
Режим	Режим
Свободный	Свободный

Рисунок 3.5 – Налаштування регулювання режимів АВР та PPC

DECS-250 забезпечує захист напруги, частоти та потужності збудження генератора, захист діодів збудника, що обертається (не задіяно), захист від збою силового входу, захист синхронізації генератора та мережі. Елементи захисту містять у собі налаштування користувача з безліччю уставок регулювання на

параметр, тим самим забезпечують більш надійну безпеку системи. Більшість захисних функцій мають 2 групи налаштувань: первинну та вторинну. Дані групи налаштувань не залежать одна від одної; вибрати дані налаштування можна у BESTlogic™ Plus.

Захист напруги включає захист від перезбудження, захист мінімального і максимальної напруги генератора та захист від втрати вимірювальних ланцюгів напруги.

Спрацювання захисту від перезбудження відбувається, якщо за певний проміжок часу відбувається перевищення одну одиницю напруги чи частоти у відсотковому співвідношенні В/Гц. При перевищенні рівня спрацювання В/Гц відлік часу відбуватиметься доти, доки напруга по відношенню до частоти не опуститься нижче за коефіцієнт спрацювання (95%). Також захист від перезбудження захищає від інших потенційно небезпечних умов системи таких як, зміна напруги в системі та зниження частоти, які можуть перевищувати можливості системи збудження. Деякі включені параметри В/Гц DECS-250 забезпечують генератор захистом від перезбудження. Зворотна часова характеристика виходить через налаштування параметрів. Ці параметри дають можливість DECS-250 наблизити характеристику нагріву генератора під час перезбудження. Захист В/Гц можна вмикати та вимикати, не змінюючи уставки спрацювання та витримки часу.

Спрацювання захисту мінімальної напруги відбувається при падінні напруги нижче значення мінімальної уставки напруги. Аварійний стан падіння напруги реєструється, якщо значення напруги знаходиться нижче значення уставки протягом часу дії уставки. Захист мінімальної напруги може активуватися і відключатися без внесення змін до налаштування часу та значення уставки мінімальної напруги. Елементи спрацювання захисту та аварійного стану в BESTlogicPlus можуть бути використані в коригувальній схемою у відповідь на збій системи.

Спрацювання захисту максимальної напруги відбувається зі збільшенням напруги вище значення уставки максимальної напруги. Аварійний

стан збільшення напруги реєструється, якщо значення напруги перевищує значення уставки протягом часу дії уставки В. Захист максимальної напруги може активуватися та відключатися без внесення змін у налаштування часу та значення уставки максимальної напруги. Елементи спрацьовування захисту та аварійного стану в BESTlogicPlus можуть бути використані в коригуючою схемою у відповідь на збій системи.

Для визначення втрат ведеться моніторинг величини напруги на клеммах генератора. Налаштування вимірювальних ланцюгів втрати напруги відображені на малюнку. У системі DECS-250 подія втрати вимірів розраховується з використанням компонентів послідовності.

Втрата вимірювальних ланцюгів напруги може використовуватись для активації переходу в режим PPB (ручне регулювання напруги). Також цей захист може бути налаштований в BESTlogicPlus для інших цілей. Функцію захисту можна увімкнути або вимкнути без внесення коригування в налаштування. Захист автоматично вимикається у разі короткого замикання. Короткий замикання буде виявлено, якщо значення виміряного струму перевищить номінальне значення струму однофазного виведення трансформатора струму більше ніж у два рази, а також якщо значення позитивного послідовного струму перевищить значення номінального трифазного струму виведення трансформатора струму.

Обмежувачі DECS-250 гарантують, що керована машина не вийде за допустимі межі. У DECS-250 є обмежувачі перезбудження, мінімального збудження, струму статора та реактивної потужності. Він також обмежує напругу при виявленні умов мінімальної частоти.

Обмежувач типу точка підсумовування компенсує умови перевищення струму під час роботи машини на холостому ході або у мережі. Поведінка цього обмежувача у режимі XX та в мережі задається за допомогою двох груп налаштувань. Первинна та вторинна група налаштувань (вибирається в конфігураційній логіці) забезпечують додатковий контроль для двох робочих умов машини.

При обмеженні по кривій рівень струму збудження обмежується по зворотній залежності кривої, представлений рис. 2.3. Окремі криві може бути обрані режиму роботи в мережі та на ХХ. Якщо система входить у стан перезбудження, струм збудження починає примусово обмежуватися відповідно до кривої. Первинна та вторинна група уставок забезпечує додаткове управління для двох певних умов роботи машини. Кожен режим обмежувача по кривій (на ХХ та в мережі) має налаштування нижнього рівня, верхнього рівня та витримки часу.

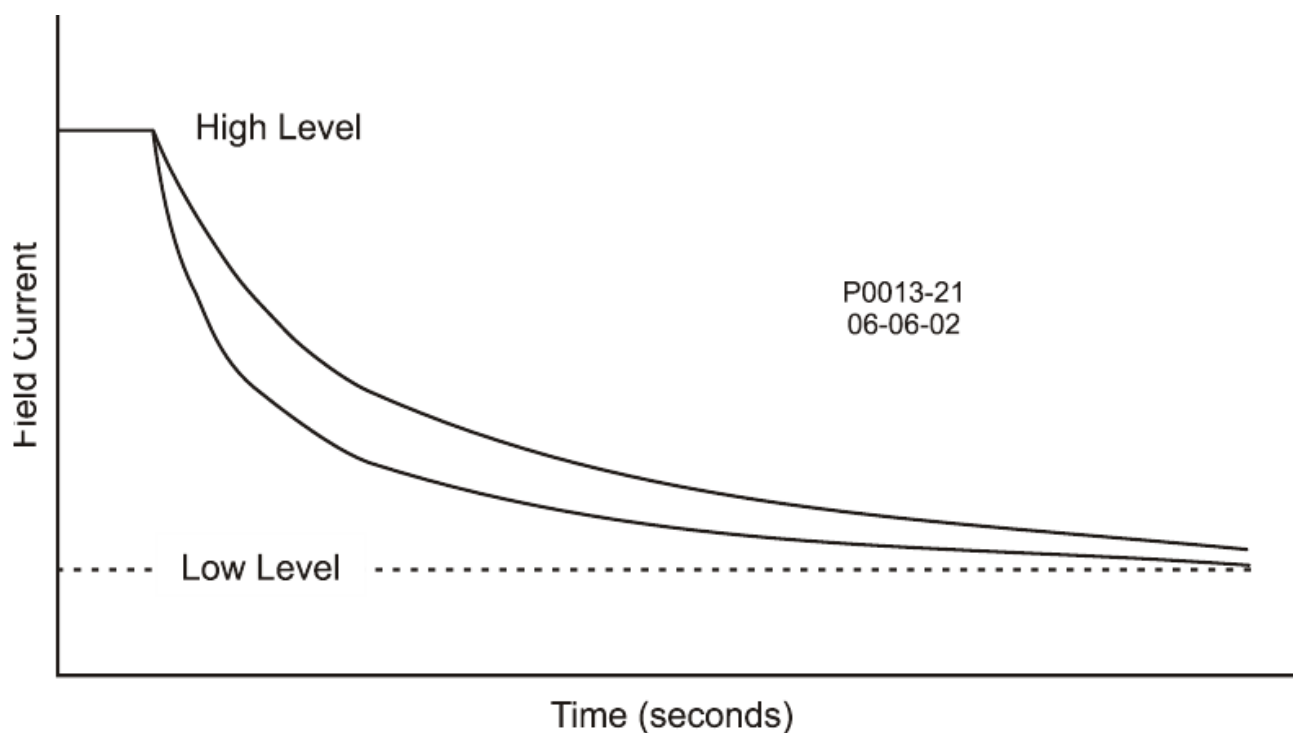


Рисунок 3.6 – Зворотна характеристика часу

Робота генератора в режимі недозбудження може спричинити перегрів крайніх пакетів заліза статора. Надмірне недозбудження може призвести до втрати синхронізму. Обмежувач мінімального збудження вимірює рівень споживаної реактивної потужності генератором і обмежує зменшення збудження тим самим обмежуючи перегрів крайніх пакетів. Коли обмежувач увімкнено, він працює у всіх режимах. Поведінка обмежувача у ручному режимі може бути налаштовано для обмеження та видачі попереджувального сигналу. Ця поведінка конфігурується в BESTlogicPlus.

Обмеження мінімального збудження виконано через внутрішню генеровану криву або криву користувача. Внутрішню генеровану криву засновано на значенні рівня обмеження реактивної потужності при нульовій активній потужності розрахованої на підставі номінального струму та напруги генератора. Вісь споживаної реактивної потужності на екрані користувальницької кривої обмеження може бути налаштоване для конкретного застосування. Користувальницька крива може бути побудована максимально по 5 точках. Ця крива дозволяє користувачу повторити точності генераторну характеристику в зоні споживання реактивної потужності залежно від активної потужності, що виробляється. Рівні регулювання, які відповідають заданим точкам кривої, служать для регулювання при номінальній напрузі генератора. За допомогою експоненційної залежності напруги від активної потужності регулювання ведеться у відповідність до кривої, побудованої за точками. Відповідність із кривою обмеження ведеться шляхом поділу поточного рівня напруги на номінальне значення напруги, помноженої на експоненту. Надалі залежність напруги обмеження визначається тимчасовою константою фільтра пропускання низьких частот.

Обмежувач струму статора вимірює струм статора і знижує його для запобігання перегріву статора обмотки. Для обмеження струму статора змінює рівень збудження залежно від напрямку протікання реактивної потужності (з або генератор). Надмірний струм статора з ємнісним коефіцієнтом потужності, підвищує струм збудження. Обмежувач струму статора може бути активовано в будь-якому режимі регулювання. При режимі регулювання струму збудження контролер DECS-250 тільки сигналізує про збільшення струму статора, але спрацювання обмежувача заборонено. Режимми роботи мають 2 групи налаштувань, які забезпечують покращений контроль за процесом обмеження. Для обмежувача струму статора визначається 2 рівня струму: верхній та нижній.

Обмеження нижнього рівня, коли струм статора стає вищим за нижню відмітку, DECS-250 повідомляє про підвищений рівень. Якщо цей стан зберігається протягом максимальних часових уставок обмежувача, то DECS-250

обмежує струм до нижнього рівня налаштувань. Генератор може працювати необмежено довго з струмом нижче чи рівним значенню нижнього рівня.

Обмеження верхнього рівня, коли струм статора стає вище від верхньої позначки, то DECS-250 діє обмежуючи струм до верхнього рівня. Якщо струм зберігається на цьому рівні більше, ніж витримка часу верхнього рівня, DECS-250 діє обмежуючи струм до нижнього рівня.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої електростанції

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

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у таблиці 4.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл. 4.1. Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до ЕС порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних ЕС.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку виконуємо в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

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, тис. у.о.						Загальна вартість, тис.у.о.
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	1,8%	50%	19008	2%	760.2	48%	18247.2	38016
2	Об'єкти основного виробничого призначення	1600-1750	70,0%	1478400	29,5%	623040	0,5%	10560	2112000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	1,0%	80%	16896	20%	4224			21120
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	22302,6	12%	3040.8			25344
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3,0%	93%	58925,8	7%	4435.2			63360
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8%	90%	53222,3	10%	5913.6			59136
7	Упорядкування території	0,3%	100%	6336					6336
8	Тимчасові будівлі та споруди	4,0%	80%	67584	10%	8448	10%	8448	84480
9	Інші роботи та затрати	4,0%					100%	84480	5616
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%					100%	3168	374.4
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5%					100%	10560	561.6
12	Проектні і дослідні роботи	6,5%					100%	137280	9360
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1,0%					100%	21120	1872
	Всього по розділах 1-13			1722674		649862.4		293863.2	2666400
	В т.ч. поворотні суми			86133,6					6821.1
	-5% від К _{БМР}			1636540		649862.4		293863.2	2580265.8

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

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

$$k_{\text{пит}} = 8570284.057/1440 = 5951,59 \text{ (грн/кВт)}$$

де - $K_{\Sigma 0}$ сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн; $P_{\text{вст.}}$ - встановлена потужність АЕС, кВт.

4.2 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.

4.3 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, 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 «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'язку ($T_n = 4$ 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 вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл.1) по наступних формулах:

$$ОФ_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}), \quad (4.2)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \times (1636540 - 58925,8) = 9462568,52 (\text{тис.у.о.}),$$

$$ОФ_2 = K_5 = 6336 (\text{тис.у.о.}),$$

$$ОФ_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл.5}) + K_{інш.}, \quad (4.3)$$

$$ОФ_3 = 631046,172 + (649862,4 - 4435,2) + 293863,68 = 1570336,8 (\text{тис.у.о.}),$$

де $K_{БМР}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.8.1; 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 (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	ВартістьОФ тис.у.о.	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань тис. у.о.
Ф1	9462568,52	7	109923,5
Ф2	6336	28	1774,8
Ф3	1570336,8	20	314067,36
Разом	11039241,35		425764,51

4.4 Визначення 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.

За заданими значеннями потужностей блоків визначаємо штатний коефіцієнт. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{ум.i} * N_{ест.i} = 1430, \quad (4.4)$$

де $K_{ум.i}$ – штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{\text{sum } i}$ сумарна встановлена потужність блоків i -го типу.

Штатний коефіцієнт для блоків 440 МВт приймаємо рівним 0,65.

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	80	686
ІТР	16	137
Службовці	3,5	30
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, у.о.

Категорія працівників	АЕС
	Заробітна плата, грн
Робітники	28000-32000
Службовці	30000-34000
ІТР	35000-43000
МОП	20000-22000

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

$$S_{\text{зп}} = \sum 12 * Z_i * n_i, \quad (4.5)$$

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, у.о.
робітники	686	26357760
ІТР	137	5605920
службовці	30	1548000
МОП	4	110880

Фонд заробітної плати підприємства визначається по формулі:

$$И_{зп} = (1,57 \times (S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80 \times (S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ сл.}})) \times K_k \times K_v, \quad (4.6)$$

$$И_{зп} = (1,57 \times (26357760 + 110880) + 1,8 \times (5605920 + 1548000)) \times 0,7 \times 1,375 = \\ = 43659790,02 \text{ (у.о.)},$$

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);

$K_v = 1,375$ - коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

4.5 Витрати на паливо

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції.

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

$$Ц_{св} = Ц_{поч} + Ц_{зб} + Ц_{виг} + Ц_{тсв} + Ц_{вит} = 760 \text{ (у.о./кг)}$$

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

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

$\Pi_{\text{виг}}$ – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$\Pi_{\text{тсв}}$ – ціна транспортування свіжого палива;

$\Pi_{\text{вит}}$ – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

Річні витрати на паливо для АЕС визначаємо по наступному виразу:

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot \Pi_{\text{св}} \cdot E_{\text{вир}}}{24 \cdot V_{\text{яг}} \cdot \eta_{\text{АЕС}}^H} = \frac{100 \cdot 760000 \cdot 8570284.057}{24 \cdot 26000 \cdot 0,65} = 1605871766 \text{ (грн)},$$

де $E_{\text{вир}}$ - кількість виробленої за рік електроенергії; $V_{\text{яг}}$ - середня глибина вигорання ядерного палива в стаціонарному режимі, МВт×доба/т.

Таблиця 4.6 – Середня глибина вигорання ядерного палива для реакторів різного типу

Показник	Потужність		
	ВВЕР		РБМК
	440	1000	1000
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі, МВт*доба/т	26000	18100	18000

4.6 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.

$$I_{\text{ін}} = \frac{(I_{\text{а}} + I_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}}{100} \quad (4.8)$$

$$I_{\text{ін}} = \frac{(425764,51 + 43659790,02) \cdot 10}{100} = 43702055,45$$

де $I_{\text{н}}$ – відсоток інших витрат, що визначається по графіку та рівний 10% для потужності заданої станції.

4.7 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.

$$C=I/E_{\text{відп}}, \quad (4.9)$$

$$E_{\text{відп}}=E_{\text{вир}}(1-a_{\text{вл}}), \quad (4.10)$$

$$E_{\text{відп}}=8570284.057 \cdot (1-0,05)=8141769,8(\text{МВт}),$$

де $a_{\text{вл}}$ – коефіцієнт витрат на власні потреби; $E_{\text{вир}}$ – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{3669124017}{8141769,8} = 450 \text{ (коп/кВт·год)}$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I=I_a+I_{\text{зп}}+I_{\text{ін}}+I_{\text{п}}. \quad (4.11)$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.7

Таблиця 4.7 – Результати розрахунків собівартості електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, у.о.	Собівартість енергії	
		у.о. $10^{-2}/\text{кВт}$ год	%
Амортизація	425764,51	0,117	0,026
Заробітна плата	43659790,02	11,8	2,64
Паливо	1605871766	426,06	94,68
Інші витрати	43702055,45	11,93	2,65
Разом	1649573821	450	100

4.8 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 4.8.

Таблиця 4.8 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1440
Річний виробіток електроенергії	кВт год	8570284,057
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,95
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	2580,2658
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	5951,59
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі	МВт* доба/т	26000
Собівартість відпущеної енергії	у.о. 10^{-2} . /кВт.год	450

В результаті проведення розрахунків отримані техніко-економічні показники АЕС потужністю 1440 МВт. Собівартість відпущеної електроенергії являється нормальною для даного типу станцій. Спорудження такої станції є доцільним.

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією комутаційного обладнання.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

Тому, відповідно до теми кваліфікаційної роботи Електрична частина атомної електростанції потужністю 1440 МВт з дослідження систем збудження генераторів, найголовнішим поняттям при експлуатації персоналом АЕС комутаційного обладнання є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина атомної електростанції потужністю 1440 МВт з дослідження систем збудження генераторів» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на АЕС:

Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вакуумними вимикачами на ВРУ-220 кВ за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт із вимикачами на ВРУ-220 кВ. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРУ-220 кВ.

5.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та обслуговуванням комутаційного електрообладнання

Досліджуючи питання конструкційних особливостей АЕС згідно теми магістерської роботи «Електрична частина атомної електростанції потужністю 1440 МВт з дослідження систем збудження генераторів» на основі попередньо викладеного матеріалу на персонал що виконує обслуговування комутаційного обладнання за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

Оскільки робота на ВРУ-220 кВ по обслуговуванню та монтажу вимикачів передбачає перебування на відкритому середовищі, тому можна виділити наступні фактори:

- підвищена температура повітря робочої зони (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);

- підвищена та знижена вологість повітря (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- різні метеорологічні умови (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони.

5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт вимикачами на ВРУ-220 кВ

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Розглянемо організаційні та технічні заходи при монтажі вимикача на ВРУ-220 кВ. Так як монтаж комутаційної апаратури проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- Затвердити перелік робіт, які виконуються за нарядом;
- призначити відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт згідно наряду;
- працівники повинні пройти усі інструктажі з охорони праці;
- персонал повинен мати допуск до роботи;
- повинен здійснюватись нагляд відповідальної особи під час виконання робіт;

Для підготовки робочого місця до роботи (встановлення вимикача на ВРУ-0 кВ), слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки.

Оскільки роботи з монтажем вакуумного вимикача на ВРУ-220 кВ здійснюються на висоті більше 1,3м від поверхні землі, тому для створення безпечних умов під час виконання робіт на висоті необхідно:

- забезпечити працівників, міцними і стійкими огороженнями, риштуваннями, драбинами, тощо.
- забезпечити працівників необхідними засобами захисту, працівник повинен мати згідно ГОСТ 12.4.107—82 запобіжні канати, ДСТУ 4304:2004 запобіжний монтерський пояс, захисну монтерську каску, інструмент для перевірки напруги на струмоведучих частинах.
- застосовувати технічно справні машини, механізми і пристрої, укомплектовані необхідною технічною документацією;

- забезпечити необхідну освітленість на робочих місцях та безпечні проходи до них;

- урахувати метеорологічні умови, а також стан здоров'я працівників, які виконують роботи на висоті.

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

5.4 Метеорологічні умови

Відповідно до пункту 1.26 СНиП III-4-80* граничні величини температури повітря і швидкості вітру, за яких необхідно припинити виконання робіт на відкритому просторі, визначають місцеві органи влади. А підпунктом 4.5.11 Гігієнічної класифікації праці передбачено, що інформацію про погодні умови слід отримувати від територіальної метеослужби. Згідно з пунктом 1.16 Правил № 62 невідкладні роботи на висоті при більш складних погодних умовах (інших температурах) виконуються за рішенням роботодавця, при цьому в проекті виконання робіт необхідно передбачити додаткові заходи безпеки, що відповідають цим умовам. Експертизи, пов'язані з безпекою праці: які бувають та коли проводять. Своїми знаннями ділиться експерт Відповідальність за своєчасне оповіщення про різке погіршення погодних умов (ураганний вітер, сильні опади тощо) всіх своїх підрозділів та субпідрядних організацій, які виконують роботи на виробничому об'єкті, покладається на керівника генпідрядної будівельної організації (п. 1.17 СНиП III-4-80*).

Несприятливими погодними умовами при мінусових температурах повітря вважаються:

Такі співвідношення середньої щодобової температури повітря (t) і швидкості вітру (v) пункт 3.17 СНиП II-89-80:

$$t \leq -36^{\circ}\text{C}, \text{ за будь-якого значення } v;$$

$t = -35 \dots -26 \text{ }^{\circ}\text{C}$ при $v \geq 1,5 \text{ м/с}$;

$t = -25 \dots -16 \text{ }^{\circ}\text{C}$ при $v \geq 2,5 \text{ м/с}$;

$t = -15 \dots -10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ при $v \geq 3,5 \text{ м/с}$;

За несприятливих погодних умов, а саме при ожеледиці, дощу, снігопаді, грозі або тумані, які ускладнюють видимість у межах фронту робіт, не допускаються роботи на висоті, експлуатація вантажопідіймальних механізмів:

Таблиця 5.1 - Види робіт, виконання яких не допускається у зв'язку з перевищенням допустимого параметру вітрового навантаження

№ з/п	Найменування робіт	Допустимий параметр вітрового навантаження, м/с	Нормативне посилення
1	Монтажні, мулярні, покрівельні роботи на висоті; монтаж, демонтаж або переміщення бурових вишок (копрів)	15 (сила вітру в 7 балів)	п. 17.2 СНиП III-4-80*
2	Робота вантажопідіймального крану, будівельного підйомника, бетонасосу. Роботи на антенно-щоглових спорудах	12	пп. 4.13.14, 3.3.106 Правил ЖКГ; пп. 6.5.126 СНиП III-4-80*
3	Верхолазні роботи та роботи з використанням риштувань; зварювальні роботи; електромонтажні роботи; монтаж елементів опалубки або інших подібних конструкцій з великою парусністю на висоті	10	пп. 5.1.34, 6.5.17, 6.6.13, 6.7.30, 6.11.3, 6.19.118, п 10.8, 15.5 Правил ЖКГ п. 4.16, 12.13, пп. 7.3.10 СНиП III-4-80* пп. 5.4.13 Правил № 269

5.5 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі

трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

Розглядаючи ВРУ-220 кВ як робочий майданчик, можна зробити висновок що найбільш вірогідними забруднювачами робочої зони будуть наступні речовини:

Таблиця 5.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³	
	Максимально разова	Середньодобова
Пил нетоксичний	0,5	0,15
Кіптява(сажа)	0,15	0,05
Чадний газ	3,0	1,0

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати контроль наявності даних речовин у повітрі.

5.6 Розрахунок захисного заземлення

Для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються високовольтні вимикачі розташовані на території ВРУ. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ.

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

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 26) = 520 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 80 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 1,5 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_e = 20 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_e = 7,5 \text{ м}$.

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос 25×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_e = 2 \cdot (20 + 26) / 20 = 4,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 80 = 10;$$

$$a / l_e = 4,6 / 7,5 = 0,61;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{520} = 22,8 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою :

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B}, \quad (5.1)$$

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

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

L_z, L_θ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = \frac{0,444 - 0,84 \frac{l_\theta + t}{\sqrt{S}}}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_\theta + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (5.2)$$

$$A = \frac{0,385 - 0,25 \frac{l_\theta + t}{\sqrt{S}}}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_\theta + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.3)$$

$$\frac{l_\theta + t}{\sqrt{S}} = (7,5 + 0,5) / 22,8 = 0,35 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,35 = 0,297;$$

$$\frac{h - t}{l_\theta} = (2 - 0,5) / 7,5 = 0,2.$$

$$L_z + L_\theta = (26 \cdot 7,5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 7,5 = 499 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв} / \rho_2 = 1,5$.

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 80 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{\text{ш}} = 0,297 \cdot 120 / 22,8 + 120 / 499 = 1,8 \text{ Ом} > R_{з.дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом};$

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом.}$

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{\text{ш}} \cdot R_{n1} + R_{\text{ш}} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,8 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,8 \cdot 1,5 + 1,8 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,486 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

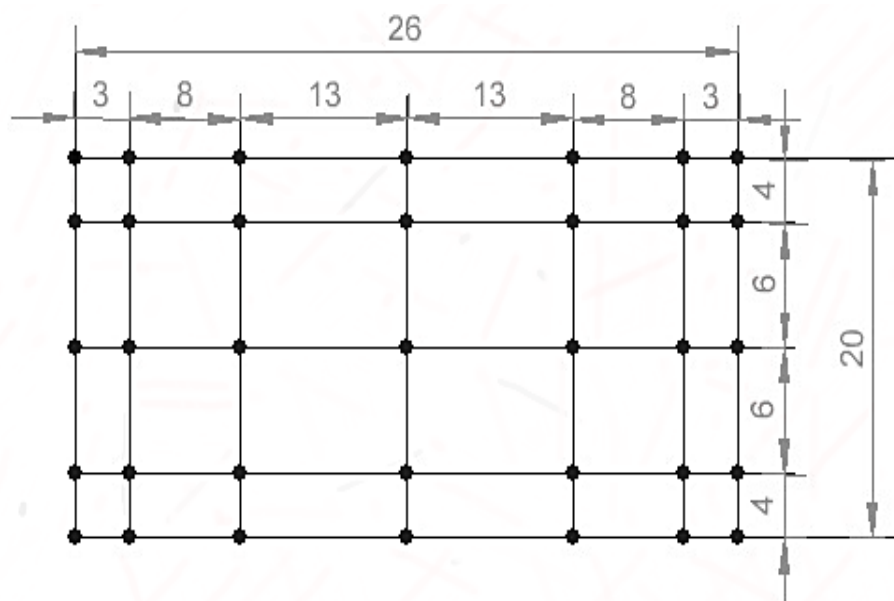


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_z = 0,486 \text{ (Ом)} < R_{z \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$. і може бути встановлений на ВРУ-220 кВ.

5.7 Оцінка стійкості роботи АЕС 1440 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС

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

Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ :

- геологічні процеси: землетруси, вулканічні виверження, зсуви, карсти;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- природні пожежі: пожежі ландшафтні, степові, лісові.

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

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

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

5.8.1 Оцінка стійкості роботи АЕС 1440 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 5.4.

Таблиця 5.4 – Експозиційні дози

№	Елементи РЕА	$D_{гр, Р}$	$D_{гр, Р}$	№
1	Блок управління автоматизованою дільницею №1	Резистори (ЯС4)	10^6	10^3
		Фотодіоди (ФДК-142-01)	10^3	
		Конденсатор (К32)	10^5	
		мікросхеми ТТЛ	10^4	

Продовження таблиці 5.4

2	Блок управління робототехнічною дільницею	Мікроперемикач (МП-1)	10^4
		Конденсатор (К32)	10^5
		Транзистор (NPN)	10^5
3	Блок живлення	транзистор БПЛ	10^4
		трансформатор (ТВК-70Л2)	10^3
		діод (ДГ-Ц21)	10^5
		резистори (Е6)	10^6

Самий уразливий елемент РЕА – фотодіоди блоку управління автоматизованою дільницею №1, $D_{гр}=10^3$ Р.

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot p_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{пос.в.п}}}, (\text{мР});$$

де $K_{\text{посл}}$ - коефіцієнт послаблення, 1

t_E - час початку опромінення, 1 год

t_I - максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,08 (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 3407,36(P),$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 [\text{год}] \quad (6.2)$$

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,6 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,6} \right)^2 = 12033,14 (\text{год}),$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{zp}=10^3 < D_m=3841,64.$$

Висновок. Так як $D_{zp}=10^3 < D_m=3841,64$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{носл}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота РЕА буде стійкою протягом 12033,14 годин .

Підвищення стійкості роботи електричної частини АЕС у НС досягається передчасним дослідженням його стійкості та проведенням комплексу інженерно-технічних, технологічних та організаційних заходів, що забезпечують максимальне зниження впливу вражаючих факторів НС, в тому числі зброї масового ураження (ЗМУ) та створення умов для швидкої ліквідації їх наслідків. Дослідження стійкості роботи на станції складається з всебічного вивчення умов, які можуть виникнути у НС, з визначенням їх впливу на виробничу діяльність та життєзабезпеченість робітників та службовців.

Таким чином, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи АЕС. Для безпечної роботи на АЕС 1440 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота працівників гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу АЕС, встановлена потужність якої 1440 МВт. Вона призначена для забезпечення електричною енергією споживачів місцевого району, а також для видачі потужності в енергосистему.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Для встановлення на спроектованій АЕС було обрано одну реакторну установку типу ВВЕР-440 та ще одну типу ВВЕР-1000; одна турбіна типу К-220-44 номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 220$ МВт та одна турбіна типу К-1000-60/1500 номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 1000$ МВт, два турбогенератори типу ТВВ-220-2ЕУЗ ($P_{\text{ном}} = 220$ МВт) та один турбогенератори типу ТВВ-1000-2УЗ ($P_{\text{ном}} = 1000$ МВт).

Було обрано структурну схему. Для встановлення прийнято три блочних трансформатори типу ОРЦ-417000/750 та два типу ТДЦ-250000/220; для зв'язку між РП СН та РП ВН передбачено автотрансформатор АТДЦТН-267000/750/220.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється за допомогою чотирьох трансформаторів: один типу ТРДНС-63000/35 та два трансформатори типу ТДНС-16000/35 і один резервний трансформатор ТРДНС-63000/35. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну і безпечну роботу станції в цілому.

Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 750 кВ через 1 ПЛЕП, живлення місцевих споживачів – на напрузі 220 кВ через 3 лінії.

Обидва розподільчі пристрої – відкриті розподільчі пристрої (ВРП). На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем ВРП 750 кВ, обрано варіант за схемою “4/3”.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ.

Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.

В ході практичної роботи було досліджено безщіткову систему збудження типу СБГД-6300 із системою управління на базі автоматичного регулятора збудження типу DECS-250.

Було розглянуто різні способи влаштування, основні вимоги та функції, що стосуються БСЗ. У звіті висвітлено інформацію, яка пояснює переваги використання саме СБГД-6300 у складі резервної дизельної електростанції, яка має забезпечувати надійне живлення секцій власних потреб станції, у випадку аварійних ситуацій.

Окремо приділено увагу будові та принципу дії СБГД-6300, зокрема статичні складові системи. Система управління збудженням зазнала модернізації, 5 років тому, шляхом переходу від працюючих паралельно (з реактивною синхронізацією) аналогових регуляторів на двоканальну мікропроцесорну техніку. Окрім цього, приділено увагу опису особливостей живлення та комунікаціям між іншими складовими системи. У роботі зазначено лиш поверхневий огляд функціоналу регулятора DECS-250, тим не менш його можливості виражають значну перевагу перед попередником, у контексті надійності та якості електропостачання, з пріоритетом на видачу потужності. Даний тип регуляторів збудження оснащений достатньою кількістю основних алгоритмів роботи захистів та обмежувачів, а також функцією конфігурації унікальної логіки.

Одним з найважливіших питань, в ході експлуатації пристроїв РЗА та автоматики, являється періодичність обслуговування, викладена у звіті відносно об'єкта досліджень. Види, обсяги та періодичність ТО визначаються, в першу чергу, за нормативною документацією державного рівня (ГКД 34.35.604-96 – для РЗА загалом; СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 – для мікропроцесорної техніки), але фінальний план ТО формується при внесенні допустимих коригувань, на основі досвіду експлуатації персоналом підприємства.

Отже, за результатами роботи, можна дійти висновку про доцільність впровадження пристроїв з пріоритетом на надійність у відповідних системах. Також очевидні переваги переходу на новітнє мікропроцесорне обладнання, що виправдовує рішення по модернізації обладнання. Однак, варто дотримуватись нормованого плану обслуговування всіх елементів системи для забезпечення надійної роботи та виключення можливості аварій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проєкт Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с.
URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
- 2 Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем/ Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
3. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E/ Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
4. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.
URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555
6. Сікорська О.В., Царенко М.М., Кибалка О.Ю. Перспективи розвитку біоенергетики в Україні під час війни та повоєнного відновлення. ЛІІ Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2023). Вінниця, 2023. Електронне видання. Режим доступу:
<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18442/15258>
7. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В. Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂ / Енерготехнології та ресурсозбереження. 2022, № 3. С. 40-57.
8. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проєктування електричної

частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

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

10. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.

11. Типові рішення при проєктуванні 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.

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

13. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

14. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охоророю праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

15. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПА-ОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охоророю праці. Київ, 2008. 150 с.

16. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

17. Томчук М. А. Методичні вказівки з дисципліни «Цивільний захист» для студентів всіх напрямків. Вінниця: ВНТУ, 2015. 15 с.

18. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина атомної електричної станції потужністю 1440 МВт (ВВЕР-1000+ВВЕР-440) з дослідженням систем збудження генераторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Сікорська О.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.

☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.

☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____ Андрощук Д.С.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

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

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮЗавідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 1440 МВт (ВВЕР-1000+ВВЕР-440) З ДОСЛІДЖЕННЯМ
СИСТЕМ ЗБУДЖЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ

08-21.МКР.015.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

_____ Сікорська О.В.

Магістрант групи 2ЕС-23м

_____ Андрощука Д.С.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) № 310 від 17 вересня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проєктування електричної частини атомної електричної станції потужністю 1440 МВт (ВВЕР-1000+ВВЕР-440) з дослідженням систем збудження генераторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження атомної електричної станції у центральному регіоні України.

технічне завдання: проєктування атомної електростанції потужністю 1440 МВт, на якій встановлено одна реакторна установка типу ВВЕР-1000 та одна реакторна установка типу ВВЕР-440; одна турбіна типу К-220-44 номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 220$ МВт та одна турбіна типу К-1000-60/1500 номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 1000$ МВт, два турбогенератори типу ТВВ-220-2ЕУЗ ($P_{\text{ном}} = 220$ МВт) та один турбогенератори типу ТВВ-1000-2УЗ ($P_{\text{ном}} = 1000$ МВт).

елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на АЕС, українського та зарубіжного виробництва;

- конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;
- показники технологічності: проєктування АЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ;
- технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції;
- живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб АЕС виконати проєктування 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	17.09.24	20.09.24	
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування АЕС потужністю 1440 МВт	21.09.24	30.09.24	
3	Електротехнічна частина	30.09.24	10.10.24	
4	Дослідження систем збудження генераторів	10.10.24	22.10.24	
5	Економічна частина	23.10.24	15.10.24	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.10.24	25.10.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	26.10.24	01.11.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	02.11.24	12.11.24	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	13.11.24	28.11.24	
	Рецензування МКР	29.11.24	09.12.24	
	Захист МКР	10.12.24	13.12.24	

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.

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

магістерська кваліфікаційна робота

«Електрична частина атомної електричної станції потужністю 1440 МВт (ВВЕР-1000+ВВЕР-440) з дослідженням систем збудження генераторів»

Виконав студент групи 2ЕС-23м
Андрощук Дмитро

Науковий керівник:
к.т.н., ст.викладач каф. ЕСС
Сікорська О.В.

- ❑ **Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою проектування електричної частини атомної електричної станції, а також аналіз методів проектування АЕС станцій та виконати аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі

- ❑ аналіз методів, що застосовують під час проектування АЕС;
- проектування головної схеми з'єднань АЕС потужністю 1440 МВт;
 - проектування схеми електропостачання системи власних потреб електростанції;
 - вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів та іншого обладнання;
 - виконано аналіз систем збудження генераторів;
 - розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС;
 - розроблення заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок та безпеки оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації АЕС та дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС у умовах дії електромагнітних імпульсів;
- ❑ **Об'єктом дослідження магістерської роботи** є електрична частина АЕС.
- ❑ **Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій.
- ❑ **Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. При проектуванні головної схеми електричних з'єднань ЕС використовуються елементи теорії надійності.

Головна схема електричних з'єднань АЕС 1440 (1*1000/2*220) МВТ

3

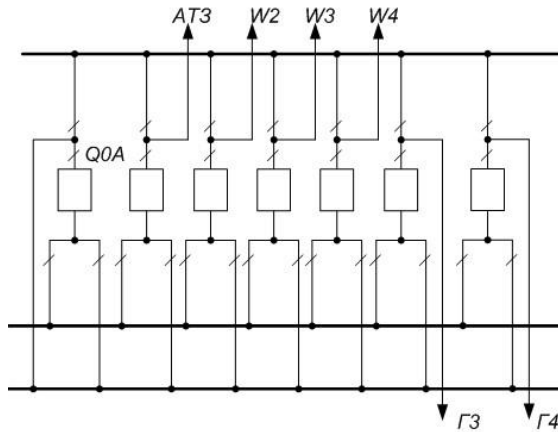
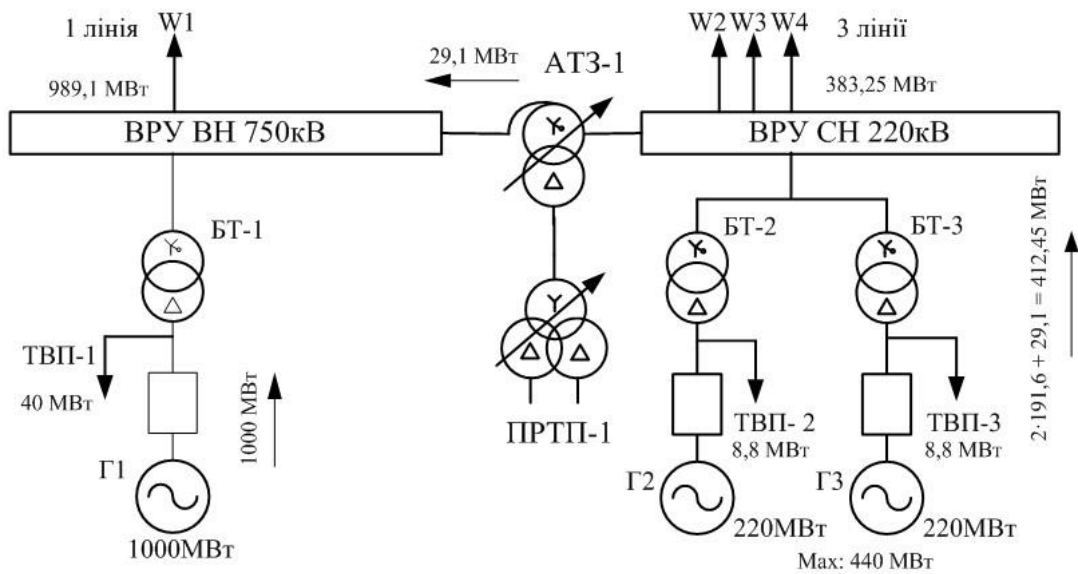


Схема ВРУ 750 кВ

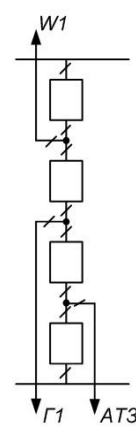


Схема ВРУ 220 кВ

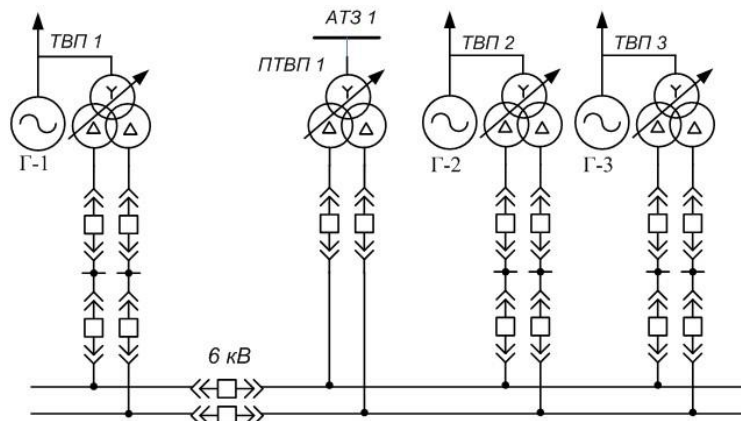
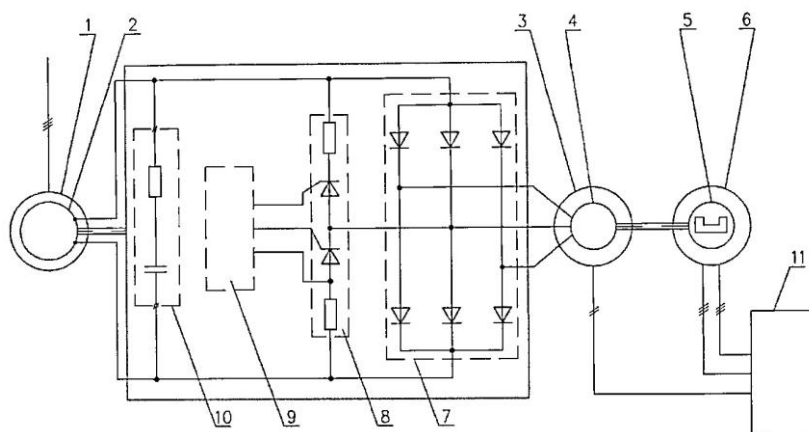


Схема
ВП 6 кВ

4

Основні техніко-економічні показники проекрованої АЕС

Показник	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	1372.35
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	8570284,1
Встановлена потужність станції, МВт	1440
Середнє навантаження станції, МВт	978,34
Коефіцієнт заповнення графіка	0,6954215
Коефіцієнт використання встановленої потужності	0,6794048
Число годин використання максимального навантаження, год.	6091,8924
Число годин використання встановленої потужності, год.	5951,5862
Коефіцієнт резерву	1,0235746
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	139739
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	8430545,1
Час максимальних втрат електроенергії, год.	4337,177



Функціональна електрична схема пропонованої системи збудження СБГД -6300

де: 1 - синхронна машина (генератор); 2 - обмотка збудження генератора; 3- магнітна система збудника; 4 - якор збудника; 5 - магнітна система ПВ; 6 - якор ПВ; 7 - обертовий випрямляч; 8 - блок тиристорного захисту від перенапруг; 9 - блок керування тиристорами захисту; 10 - блок захисту від комутаційних перенапруг; 11 - система (шафа) керування та регулювання збудженням.

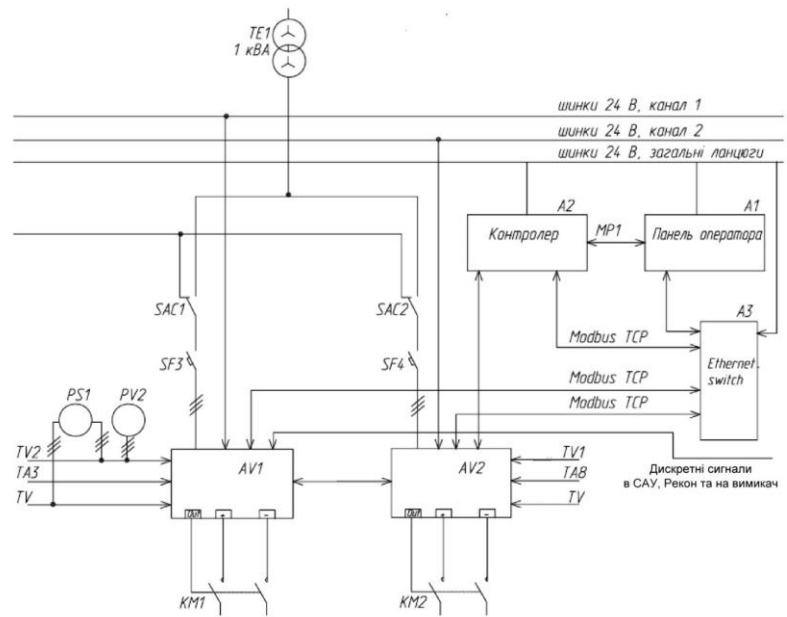
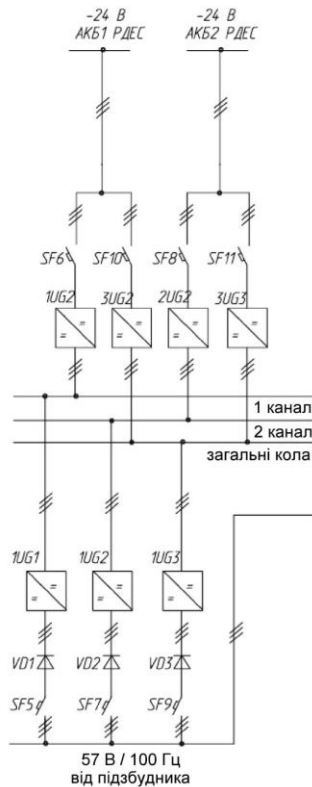


Схема управління СУЗ

Схема живлення СУЗ

Параметри та критерії оцінки справності СЗ ДГ та автоматичної підтримки параметрів генератора, які контролюються при ТО

Найменування параметру	Значення
Час збудження генераторів процесі розгону ДГ з 0 до $U_{\text{ГНОМ}}$	<8 с
Точність підтримання напруги на шинах генератора в режимі АРН у відповідності із заданою статичною характеристикою	$\pm 0,25$ %
Точність підтримання струму збудження збудника в режимі РРС	± 1 %
Діапазон зміни уставки напруги генераторів режимі АРН $80 \div 110$ % $U_{\text{ГНОМ}}$ (6,3 кВ) з точністю	2,5 %
Закид напруги статора генераторів від $U_{\text{ГНОМ}}$ при його збудженні під час розгону ДГ, не більше	30 %
Збільшення напруги генератора вище $U_{\text{ГНОМ}}$ при перехідних процесах під час ступінчастого навантаження ДГ, не більше	25 %
Зниження напруги генераторів нижче $U_{\text{ГНОМ}}$ у перехідних процесах під час ступінчастого навантаження ДГ:	
на 25 % $U_{\text{ГНОМ}}$ на час, не більше	2,5 с
на 40 % $U_{\text{ГНОМ}}$ (при умові статизму регулятора швидкості ДГ - не більше 4 %) на час, не більше	0,1 с
Напруга статора підзбудника номінальній частоті обертання ДГ	(51,3 ÷ 62,7) В
Діапазон зміни уставки напруги генераторів режимі АРН з точністю 2,5 %	(80 ÷ 110) %
Напруга трьохфазного силового живлення на вхідних клеммах А87 ÷ А89 DECS-250 обох каналів	(37,8 ÷ 46,2) В
Струм спрацювання електромагнітних розчіплювачів АВ QF кіл силового живлення СУВ від збудника	($I_{\text{НОМ}}$) -15 %, +25 %
Опір ізоляції кіл збудження збудника	не менше 5 МОм
Опір ізоляції кіл ротора генератора	не менше 20 МОм
Опір ізоляції кіл АРЗ АВ1, АВ2	не менше 10 МОм
Опір ізоляції кабелів	не менше 10 МОм

Основні техніко-економічні показники АЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1440
Річний виробіток електроенергії	кВт год	8570284,057
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,95
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	2580,2658
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	5951,59
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі	МВт* доба/т	26000
Собівартість відпущеної енергії	у.о. 10 ⁻² . /кВт.год	450

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 26) = 520 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

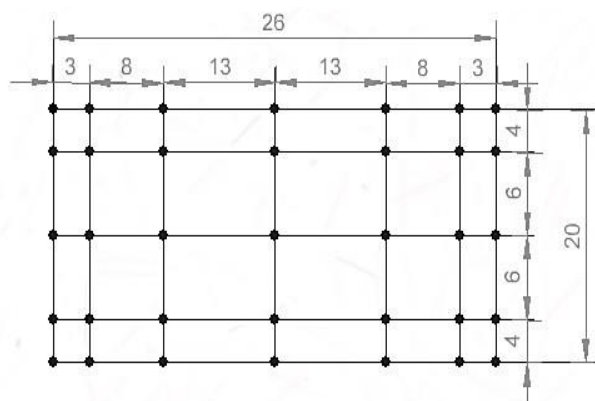
$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 80 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

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

товщина верхнього шару ґрунту: $h = 1,5 \text{ м}$;

число вертикальних заземлювачів: $n_g = 20$ шт;

довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 7,5 \text{ м}$.



План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

ВИСНОВКИ

- В роботі була спроектована електрична станція типу АЕС, встановлена потужність якої 1440 МВт. Вона призначена для забезпечення електричною енергією споживачів місцевого району, а також для видачі потужності в енергосистему.
- Одним з найважливіших питань, в ході експлуатації пристроїв РЗА та автоматики, являється періодичність обслуговування, викладена у звіті відносно об'єкта досліджень. Види, обсяги та періодичність ТО визначаються, в першу чергу, за нормативною документацією державного рівня (ГКД 34.35.604-96 – для РЗА загалом; СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 – для мікропроцесорної техніки), але фінальний план ТО формується при внесенні допустимих коригувань, на основі досвіду експлуатації персоналом підприємства.
- За результатами роботи, можна дійти висновку про доцільність впровадження пристроїв з пріоритетом на надійність у відповідних системах. Також очевидні переваги переходу на новітнє мікропроцесорне обладнання, що виправдовує рішення по модернізації обладнання. Однак, варто дотримуватись нормованого плану обслуговування всіх елементів системи для забезпечення надійної роботи та виключення можливості аварій.