

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Електрична частина атомної електростанції  
потужністю 2440 МВт з аналізом особливостей експлуатації  
комутаційного електрообладнання»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-21мз  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»  
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Кибалка О.Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

Сікорська О.В.

(прізвище та ініціали)

« 31 » 05 2023 р.

Опонент: Куртіна М.В.

(прізвище та ініціали)

« 5 » 06 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Кома В. О.

(прізвище та ініціали)

« 02 » 06 2023 р.

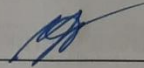
Вінниця ВНТУ – 2023 рік

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСС**

д.т.н., професор Комар В. О.

  
20.03 2023 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

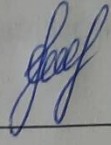
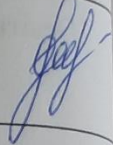


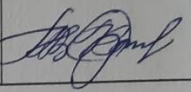
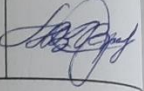
Кибалку Олексію Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Електрична частина атомної електростанції потужністю 2440 МВт з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання»

1. Керівник роботи к.т.н., старший викладач каф. ЕСС Сікорська О. В. затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68
2. Строк подання студентом роботи 03 червня 2022 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: встановлена потужність станції 2440 МВт; номінальна напруга системи 750 кВ; номінальна напруга мережі району 220 кВ; максимальне навантаження станції 2314,53 МВт.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС потужністю 2440 МВт. 2. Електротехнічна частина. 3. Особливості експлуатації комутаційного обладнання. 4 Економічна частина. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. 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.

## 6. Консультанти розділів роботи

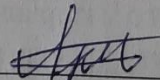
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О. В., к.т.н., ст. викладач кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 14 березня 2023 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН


№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр мі
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.03.23	16.03.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування АЕС потужністю 2440 МВт	17.03.23	18.03.23	
3	Електротехнічна частина	19.03.23	05.04.23	
4	Особливості експлуатації комутаційного обладнання	06.04.23	30.04.23	
5	Економічна частина	01.05.23	10.05.23	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.05.23	16.05.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.05.23	29.05.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	30.05.23	31.05.23	
	Рецензування МКР	01.06.23	02.06.23	
	Захист МКР	06.06.23	-	

Студент

  
 підпис

Кибалка О.Ю.

Керівник

  
 підпис

Сікорська О.В.

## АНОТАЦІЯ

Кибалка Олексій Юрійович «Електрична частина атомної електростанції потужністю 2440 МВт з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 137 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 19 назв; рис.: 32; табл. 30.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина атомної електричної станції потужністю 2440 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

Kybalka Oleksiy " The electrical part of a nuclear power plant with a capacity of 2440 MW with an analysis of the features of operation of switching electrical equipment ". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 137 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 19 titles; Fig.: 32; table 30.

In the master's qualification work, the electrical part of the 2440 MW nuclear power station was designed. In the electrical engineering part, the electrical load schedules of the station were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station was designed, the diagrams of open switchgears 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 carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations at the power plant were proposed.

Key words: 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.....	26
2.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ .....	56
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	58
2.9 Вибір струмоведучих частин .....	63
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	72
2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг .....	76
2.12 Вибір установки постійного струму .....	77
3 ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.....	82
3.1 Основні вимоги і завдання під час експлуатації розподільних установок.....	82
3.2 Експлуатація комплексних розподільних об'єктів (КРУ).....	84
3.3 Експлуатація вимикачів.....	87
3.4 Експлуатація роз'єднувачів, відділювачів та короткозамикачів .....	92
3.5 Експлуатація вимірювальних трансформаторів та трансформаторів зв'язку.....	96
3.6 Експлуатація шин і струмопроводів.....	98
3.7 Експлуатація реакторів.....	100
3.8 Експлуатація блокування та заземлюючих пристроїв .....	103

4	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	107
4.1	Визначення кошторисної вартості проектованої електростанції.....	107
4.2	Розрахунок собівартості виробітку електроенергії .....	109
4.3	Визначення величини амортизаційних відрахувань .....	109
4.4	Визначення фонду заробітної плати .....	111
4.5	Витрати на паливо .....	113
4.6	Інші затрати .....	114
4.7	Визначення собівартості відпущеної енергії .....	115
4.8	Аналіз отриманих результатів .....	116
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	117
5.1	Задачі розділу .....	117
5.2	Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та обслуговуванням комутаційного електрообладнання.....	118
5.3	Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт вимикачами на ВРУ-220 кВ .....	119
5.4	Метеорологічні умови .....	122
5.5	Склад повітря робочої зони .....	122
5.6	Розрахунок захисного заземлення .....	123
5.7	Пожежна безпека.....	126
5.8	Оцінка стійкості роботи АЕС 2440 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС.....	130
	ВИСНОВКИ.....	134
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	136
	Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи.....	138
	Додаток Б Технічне завдання МКР.....	139
	Додаток В Ілюстративна частина.....	143

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- 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
- 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 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 проєктування АЕС;
- проєктування головної схеми з'єднань АЕС потужністю 2440 МВт;
- проєктування схеми електропостачання системи власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів та іншого обладнання;
- виконано аналіз умов експлуатації різнотипного комутаційного електрообладнання;
- розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС;
- розроблення заходів з охорони праці 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 CO<sub>2</sub>. У разі остаточної зупинки АЕС щорічно буде викидатися 70 млн тонн CO<sub>2</sub>. 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  $P_{C_{MAX}}$  та району  $P_{P_{MAX}}$ . Передача електроенергії зв'язана з втратами, що поділяються на постійні  $\Delta P_1$ , що не залежать від струму навантаження, і змінні  $\Delta P_2$  пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку величину втрат можна прийняти [8]:

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

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

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.:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 720 = 7,2 \text{ (МВт);}$$

Постійні втрати в мережах С:

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

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1350 = 27 \text{ (МВт);}$$

Змінні втрати в мережах м. р.:

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

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{468^2}{720} = 18,25 \text{ (МВт)};$$

Змінні втрати в мережах С:

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

$$\Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{742,5^2}{1350} = 57,17 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

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

$$P_{\text{рвід}} = 468 + 7,2 + 18,25 = 493,45 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

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

$$P_{\text{свід}} = 742,5 + 27 + 57,17 = 826,67 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

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

$$P_{\text{відт}} = 493,45 + 826,67 = 1320,12 \text{ (МВт)};$$

Встановлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 2 \cdot 1000 + 2 \cdot 220 = 2440 \text{ (МВт)};$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{ен.т}} = \left( 0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{від.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \frac{P'_{\text{ен}} \cdot P_{\text{від.т}}}{100}, \quad (2.8)$$

$$P_{\text{ен.т}} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{1320,12}{2440} \right) \cdot \frac{5 \cdot 2210,26}{100} = 80,08 \text{ (МВт)},$$

де  $P_{\text{вст}} = 2440 \text{ (МВт)}$  - встановлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{\text{ен}} = 5\%$  - максимальне навантаження власних потреб, %, відносно встановленої потужності електростанції по [1, таблиця 1.1];

Потужність, що виробляється генераторами:

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

$$P_{\text{вир}} = 1320,12 + 80,08 = 1400,2 \text{ (МВт)}.$$

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 :

$$P_{\text{max}} = 2314,53 \text{ (МВт)}$$

2) Річне вироблення електроенергії:

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

$$E_p = \left[ 6 \cdot 1400,2 + 4 \cdot (2314,53 + 1401,42) + 2 \cdot (1765,19 + 2140,92 + 1932,98 + 1852,37 + 1728,02) \right] \times 183 +$$

$$+ \left[ 6 \cdot 1280,93 + 4 \cdot (2186,16 + 1281,62) + 2 \cdot (1642,34 + 2014,48 + 1808,19 + 1728,02 + 1604,86) \right] \times 182 =$$

$$= 14830776,04$$

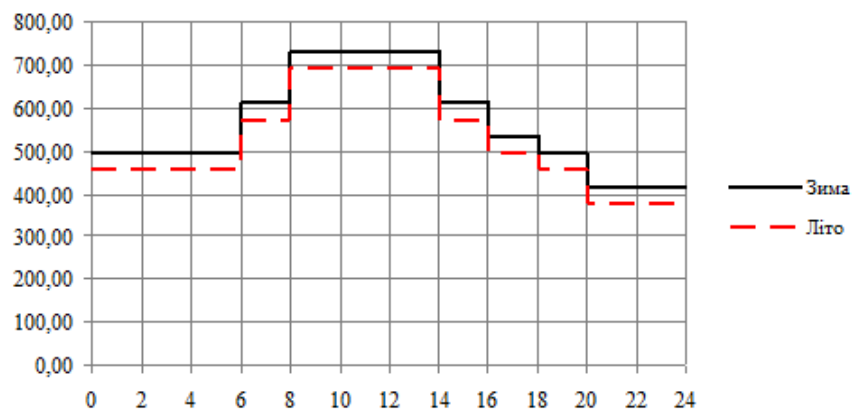


Рисунок 2.1 – Потужність, яка віддається в місцевий район

Таблиця 2.1 – Дані про навантаження станції

Пора року	Години доби
-----------	-------------



Складові витрат потужності		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	65	80	95	95	80	70	65	55
	Літо	60	75	90	90	75	65	60	50
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	468	576	684	684	576	504	468	396
	Літо	432	540	648	648	540	468	432	360
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
	Літо	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	18,25	27,65	38,99	38,99	27,65	21,17	18,25	13,07
	Літо	15,55	24,30	34,99	34,99	24,30	18,25	15,55	10,80
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	493,45	610,85	730,19	730,19	610,85	532,37	493,45	416,27
	Літо	454,75	571,50	690,19	690,19	571,50	493,45	454,75	378,00
Навантаження системи, %	Зима	55	70	95	85	80	80	75	60
	Літо	50	65	90	80	75	75	70	55
Навантаження системи, МВт	Зима	742,5	945	1282,5	1147,5	1080	1080	1012,5	810
	Літо	675	877,5	1215	1080	1012,5	1012,5	945	742,5
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	27	27	27	27	27	27	27	27
	Літо	27	27	27	27	27	27	27	27
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	57,17	92,61	170,57	136,55	120,96	120,96	106,31	68,04
	Літо	47,25	79,85	153,09	120,96	106,31	106,31	92,61	57,17
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	826,67	1064,61	1480,07	1311,05	1227,96	1227,96	1145,81	905,04
	Літо	749,25	984,35	1395,09	1227,96	1145,81	1145,81	1064,61	826,67
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	1320,12	1675,46	2210,26	2041,24	1838,81	1760,33	1639,26	1321,31
	Літо	1204,00	1555,85	2085,28	1918,15	1717,31	1639,26	1519,36	1204,67
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	80,08	89,74	104,27	99,68	94,18	92,04	88,75	80,11
	Літо	76,92	86,49	100,87	96,33	90,87	88,75	85,49	76,94
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	1400,20	1765,19	2314,53	2140,92	1932,98	1852,37	1728,02	1401,42
	Літо	1280,93	1642,34	2186,16	2014,48	1808,19	1728,02	1604,86	1281,62

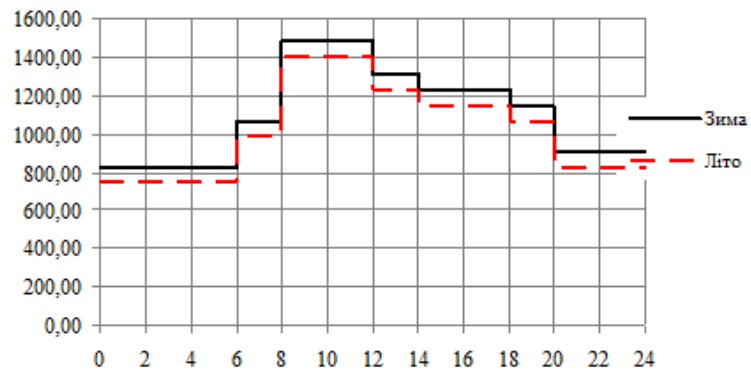


Рисунок 2.2 – Потужність, яка віддається в систему

3) Середнє навантаження станції:

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

$$P_{cp} = \frac{14830776,04}{8760} = 1693,01 \text{ (МВт)}.$$

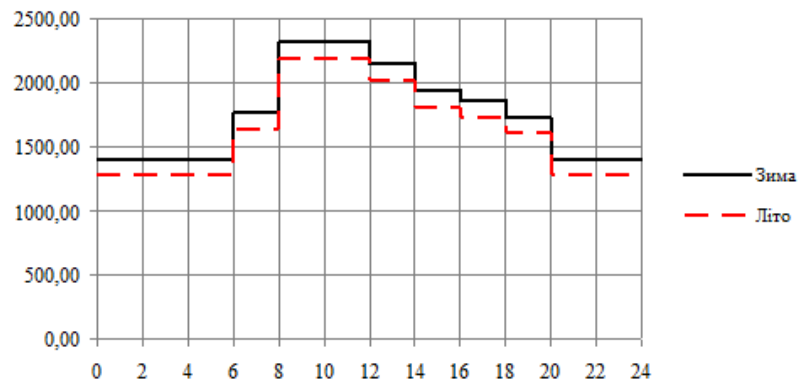


Рисунок 2.3 – Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

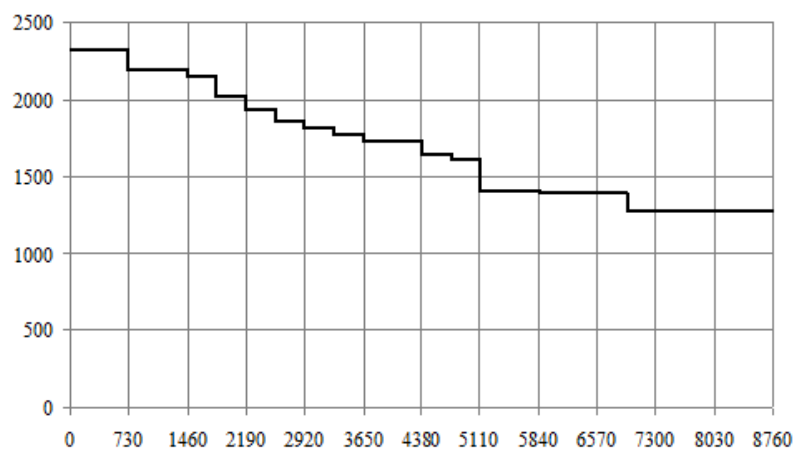


Рисунок 2.4 – Річний графік

4) Коефіцієнт заповнення графіка:

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

$$K_3 = \frac{1693,01}{2314,53} = 0,731.$$

5) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

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

$$K_y = \frac{1693,01}{2440} = 0,694.$$

6) Кількість годин використання максимального навантаження:

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

$$T_{max} = \frac{14830776,04}{2314,53} = 6407,68 \text{ (год)} .$$

7) Число годин використання встановленої потужності:

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

$$T_{вст} = \frac{14830776,04}{2440} = 6078 \text{ (год)} .$$

8) Коефіцієнт резерву:

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

$$K_{рез} = \frac{2440}{2314,53} = 1,05.$$

Розраховавши 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 проектованій 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. Паропродуктивність парогенераторів вибирається: для блочних АЕС – по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з урахуванням власних потреб і запасом до 3%. Номінальні дані парогенераторів [8] заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Вибір котлоагрегату

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
Пп-950/255ГМ	950	300	255	565	570	Екібастузське вугілля

### 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:

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

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

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

$P_{gp}$  – 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:

$$n = \frac{730,188}{200} + 1 = 4,651 \approx 5 \text{ ліній.}$$

Для ВРУ-750 кВ:

$$n = \frac{1480,07}{2200} + 1 = 1,673 \approx 2 \text{ лінії} .$$

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.

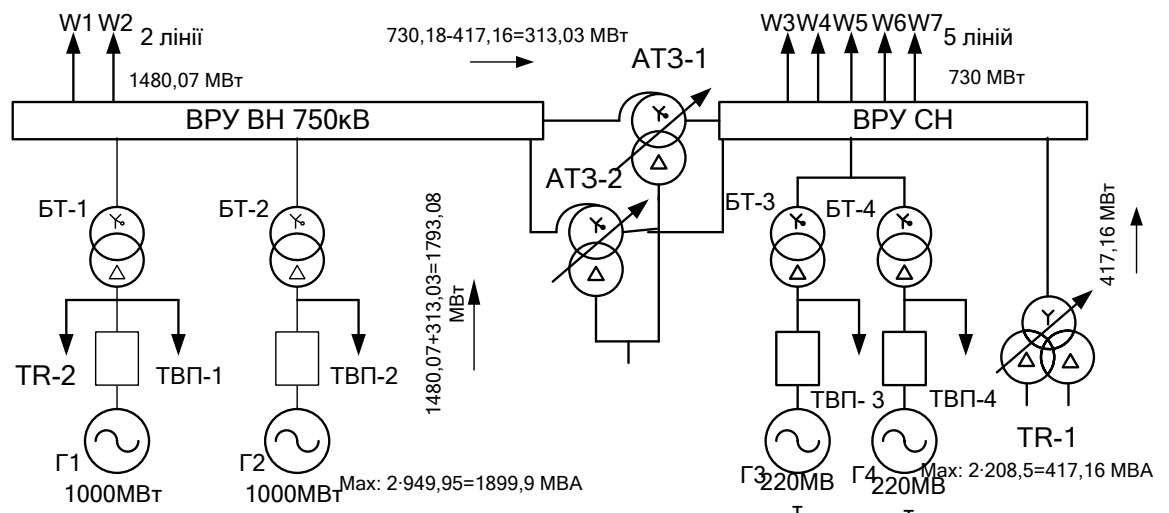


Рисунок 2.5 – Структурна схема станції

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$\Delta W_{\text{БТ1-2}} = 3 \cdot 2 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{1}{6} \cdot 800 \cdot \left( \frac{1992,31}{1251} \right)^2 \cdot 5123,5 = 18551825,442 \text{ (кВт}\cdot\text{год)};$$

$$\Delta W_{\text{БТ3-4}} = 1 \cdot 2 \cdot 207 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 600 \cdot \left( \frac{490,78}{250} \right)^2 \cdot 5123,5 = 9550184,979 \text{ (кВт}\cdot\text{год)};$$

$$\Delta W_{\text{БТ}} = \Delta W_{\text{БТ1-2}} + \Delta W_{\text{БТ3-4}} ; \quad (2.18)$$

$$\Delta W_{\text{БТ}} = 18551825,442 + 9550184,979 = 28102010,421 \text{ (кВт}\cdot\text{год)};$$

$$\Delta W_{\text{ATЗ}} = 3 \cdot 2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{6} \cdot 600 \cdot \left( \frac{347,81}{801} \right)^2 \cdot 5123,5 = 10608601,938 \text{ (кВт}\cdot\text{год)};$$

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

$$\Delta W_{\Sigma 2} = 28102010,421 + 10608601,938 = 38710612,359 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

$$B_1 = \frac{8,4}{100} \cdot 151626 + 30 \cdot 38710612,359 \cdot 10^{-5} = 24349,768 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$З_1 = 0,12 \cdot 151626 + 24349,768 = 42544,888 \text{ (тис. грн.)}.$$

Номинальна 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:  $S_{\text{ТВП}} \geq 0,05 \cdot 1111 = 55,55 \text{ (МВА)};$

Для блоків ТВВ-220-2ЕУЗ:  $S_{\text{ТВП}} \geq 0,05 \cdot 258,3 = 12,91 \text{ (МВА)};$

Станція складається з 4 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:

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

$$S_{\text{ПРТВП}} = 55,55 = 55,55 \text{ (МВА)}.$$

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

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

де  $S_{\text{ТВП}}$  – потужність ТВП;

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



Для блоків ТВВ-1000-2УЗ:

$$S_{ном.т} \geq 1111 - 55,55 = 1055,45 \text{ (МВА)};$$

Для блоків ТВВ-220-2ЕУЗ:

$$S_{ном.т} \geq 258,3 - 12,91 = 245,39 \text{ (МВА)};$$

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

а) Режим максимального навантаження місцевого району:

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

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

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

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

$$S_{p.\max} = 2 \cdot (258,3 - 12,91) - 730,188 / 0,9 = -320,54 \text{ (МВА)}.$$

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

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

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

$$S_{p.\min} = 2 \cdot (258,3 - 12,91) - 378 / 0,9 = 70,78 \text{ (МВА)}.$$

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

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

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

$$S_{p.ав} = (2 - 1) \cdot (258,3 - 12,91) - 730,188 / 0,9 = -565,93 \text{ (МВА)}.$$

При встановленні двох трансформаторів необхідно враховувати, що при виході з ладу одного з трансформаторів, той трансформатор, що залишився в роботі, повинен забезпечити перетік потужності в режимі максимальних навантажень з врахуванням допустимих перевантажень:

$$S'_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{\text{р.мах}}| / 1,4;$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{\text{р.мін}}| / 1,4;$$

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

$$S'_{\text{НОМ.Т}} = -320,54 / 1,4 = -228,957 \text{ (МВА)};$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} = 70,78 / 1,4 = 50,5571 \text{ (МВА)};$$

$$S'''_{\text{НОМ.Т}} = -565,93 / 2 = -282,965 \text{ (МВА)}.$$

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  $S'''_{\text{НОМ.Т}} = 282,965 \text{ МВА}$ ).

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		$U_{\text{к}}$ , %			$I_{\text{х}}$ , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	$P_{\text{х}}$ , кВт	$P_{\text{к}}$ , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
БТ 1-2	ОРЦ-417000/750	417	$787/\sqrt{3}$	-	24-24	320	800	-	14	45	0,35	14312
БТ 3-4	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 <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub>			Втрати, кВт		U <sub>к</sub> , %			I <sub>х</sub> , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P <sub>х</sub> , кВт	P <sub>к</sub> , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТВП 1-2	ТРДНС-63000/35	63	24	-	6.3-6.3	50	250	-	12,7	40	0,45	856
ТВП 3-4	ТДНС-16000/35	16	15,75	-	6.3	17	85	-	10	-	0,7	-

Таблиця 2.6 – Пускорезервні трансформатори власних потреб

Позначення на схемі	Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub>			Втрати, кВт		U <sub>к</sub> , %			I <sub>х</sub> , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P <sub>х</sub> , кВт	P <sub>к</sub> , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
TR1	ТРДН-63000/220	40	230	-	6,6-6,6	70	265	-	11,5	28	0,5	1256
TR2	ТРДНС-63000/35	63	24	-	6,3-6,3	50	250	-	12,7	40	0,45	856

Таблиця 2.7 – Автотрансформатори зв'язку

Позначення на схемі	Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub>			Втрати, кВт			U <sub>к</sub> , %			I <sub>х</sub> , %	Вартість, тис.грн	
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P <sub>х</sub> , кВт	P <sub>кВН-СН</sub> , кВт	P <sub>кВН-НН</sub> , кВт	P <sub>кСН-НН</sub> , кВт	ВН-СН	ВН-НН			СН-НН
АТЗ 1-2	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	Варіанти	
		І	
		кількість	загальна вартість, тис.грн
ОРЦ-417000/750	14312	6	85872
ТДЦ (ТЦ)-250000/220	2272	2	4544
Вимикачі 750 кВ	700	6	4200
Вимикачі 220 кВ	85	9	765
АОДЦТН-267000/750/220	9360	6	56160
МГУ-24	38	2	76

ВМГ-15	32	2	64
Всього тис.грн.	-	-	151541

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.

## 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.

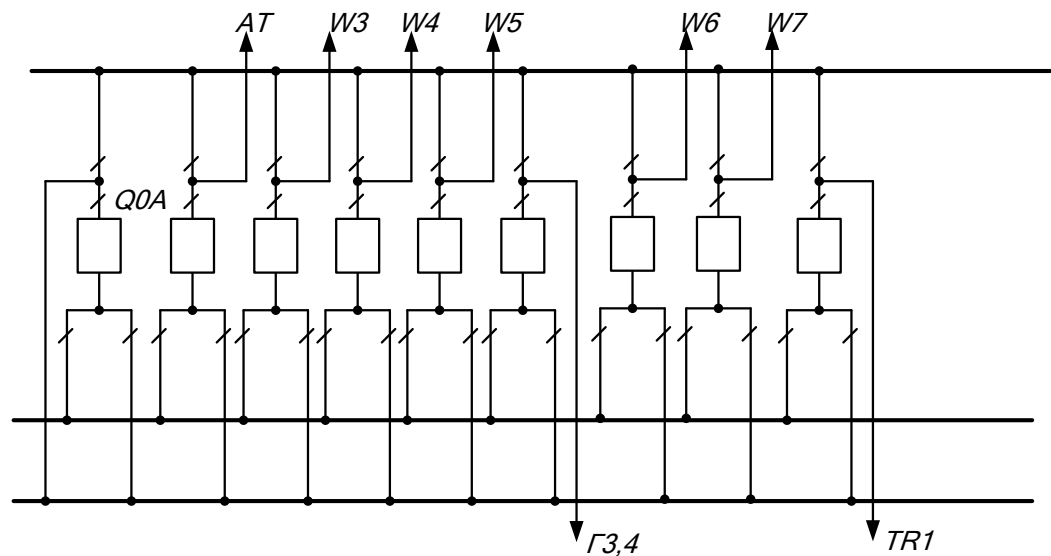


Рисунок 2.6 – Схема ВРУ–220 кВ

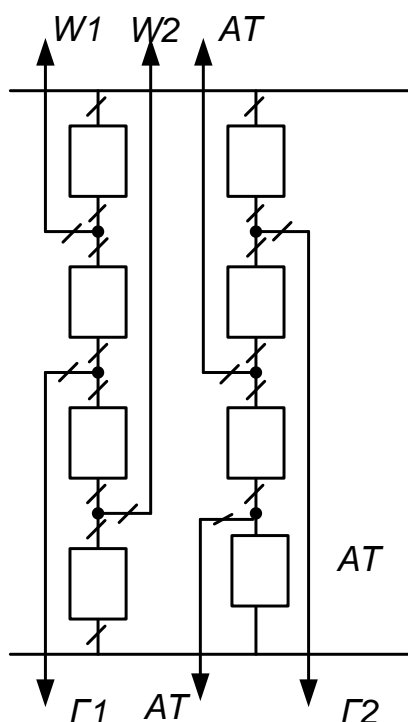


Рисунок 2.7 – Схема ВРУ-750кВ

## 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).

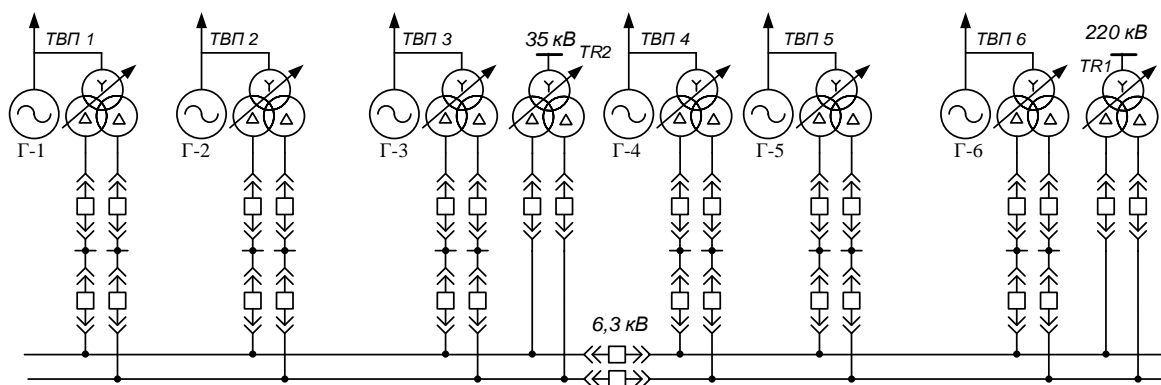


Рисунок 2.8 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

## 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 результуючим опором. Знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, по закону Ома визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім ударний струм, періодичну та аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій 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].

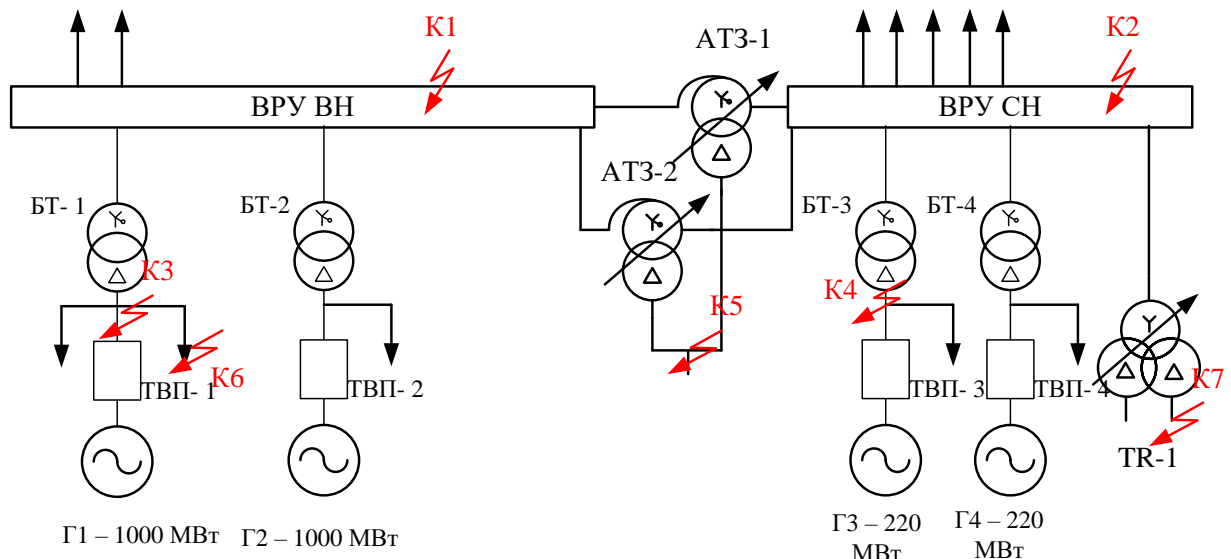


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема установки.

Приймаємо  $S_B = 1000$  (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

$$\text{- системи:} \quad X_{*1} = X_c = X_{c \text{ ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.26)$$

$$X_{*1} = 0,09 \cdot \frac{1000}{31500} = 0,00286;$$

$$\text{- ПЛЕП:} \quad X_{*2} = X_l = X_{\text{пит}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{61}^2}, \quad (2.27)$$

$$X_{*2} = 0,28 \cdot 580 \cdot \frac{1000}{770^2} = 0,274;$$

$$\text{- ПЛЕП СН кВ:} \quad X_{\text{л.мр}} = X_{\text{пит.мр}} \cdot 1_{\text{л.мр}} \cdot \frac{S_B}{u_{62}^2}, \quad (2.28)$$

$$x_{л.мр} = 0,32 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,605;$$

$$\text{- БТ1,2: } x_{*5} = x_{\text{бт}} = \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.29)$$

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

$$\text{- БТ3,4: } x_{*6} = x_{\text{бт2}} = \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.30)$$

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

$$\text{- генераторів Г1-2: } x_{*3} = x_{\text{Г1}} = x''_{\text{д*НОМ}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.31)$$

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

$$\text{- генераторів Г3-4: } x_{*4} = x_{*2} = x''_{\text{д*НОМ}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.32)$$

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

$$\text{- ТР1: } x_{\text{ТР1}} = x_{*11} = 1,875 \cdot \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.33)$$

$$x_{\text{ТР1}} = 1,875 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,391;$$

- ТВП2:

$$x_{\text{ТВП}} = x_{*10} = 1,875 \cdot \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.34)$$

$$x_{*10} = 1,875 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,953;$$

$$\text{- АТ3: } u_{\text{кв}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{к в-н}\%} + u_{\text{к в-с}\%} - u_{\text{к с-н}\%}), \quad (2.35)$$

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

$$u_{\text{кс}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{к в-с}\%} + u_{\text{к с-н}\%} - u_{\text{к в-н}\%}), \quad (2.36)$$

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





### 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.

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

К<sub>1</sub> Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К<sub>1</sub> (рисунок 2.11). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.12).

$$x_{*12} = x_{*1} + \frac{x_{*2}}{2} = 0,00286 + \frac{0,274}{2} = 0,14;$$

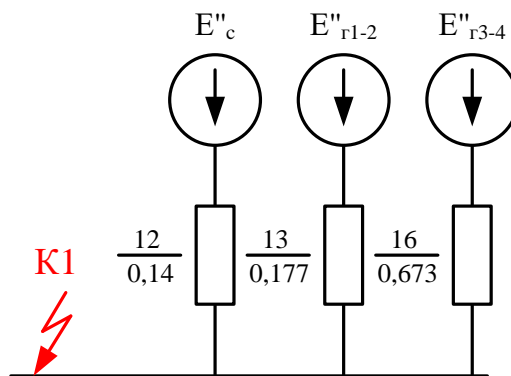


Рисунок 2.11 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К<sub>1</sub>

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{\text{по С}} = \frac{E''_{*C}}{x_{12''}},$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0,14} \cdot 0,75 = 5,36 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1-2}} = \frac{E''_{*Г}}{x_{13}} \cdot I_6,$$

$$I_{\text{по Г1-2}} = \frac{1,13}{0,177} \cdot 0,75 = 4,79 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г3-4}} = \frac{E''_{*Г}}{x_{16}} \cdot I_6,$$

$$I_{\text{по Г3-4}} = \frac{1,13}{0,673} \cdot 0,75 = 1,26 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки  $\boxed{K_2}$  :

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К<sub>2</sub> представлена на рисунку 2.12.

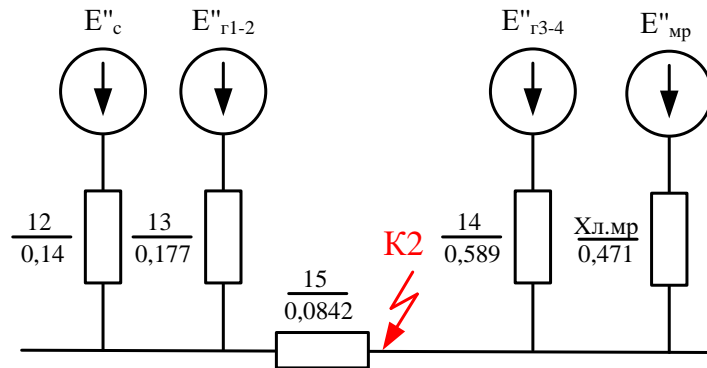


Рисунок 2.12 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К<sub>2</sub>

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

$$x_{*\Delta} = 0,225 \cdot (0,0842 \cdot (0,14 + 0,177)) = 0,0267;$$

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

$$x_{*17} = 0,14 + \frac{0,0267}{0,177} = 0,291;$$

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

$$x_{*18} = 0,177 + \frac{0,0267}{0,14} = 0,368;$$

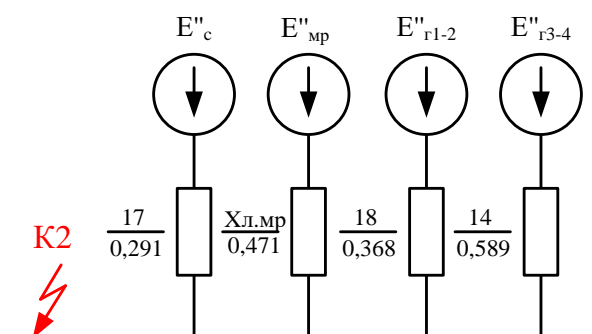


Рисунок 2.13 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К<sub>2</sub>

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

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

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

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0,291} \cdot 2,51 = 8,63 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1-2}} = \frac{E''_{*Г}}{X_{18}} \cdot I_{62},$$

$$I_{\text{по Г1-2}} = \frac{1,13}{0,368} \cdot 2,51 = 7,71 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г3-4}} = \frac{E''_{*Г}}{X_{*14}} \cdot I_{62},$$

$$I_{\text{по Г3-4}} = \frac{1,13}{0,589} \cdot 2,51 = 4,82 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по мр}} = \frac{E''_{*мр}}{X_{*мр+л.мр}} \cdot I_{62},$$

$$I_{\text{по мр}} = \frac{0,85}{0,471} \cdot 2,51 = 4,53 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки  $\boxed{К3}$ :

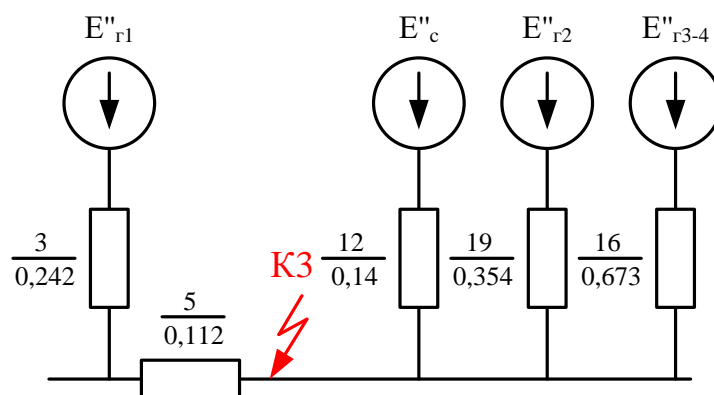


Рисунок 2.14 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К3

$$x_{*19} = \frac{x_{*3} + x_{*5}}{2 - 1},$$

$$x_{*19} = \frac{0,242 + 0,112}{1} = 0,354;$$

$$x_{*\Delta} = x_{*5} \cdot (x_{*12} \cdot x_{*19} + x_{*12} \cdot x_{*16} + x_{*19} \cdot x_{*16}),$$

$$x_{*\Delta} = 0,112 \cdot (0,14 \cdot 0,354 + 0,14 \cdot 0,673 + 0,354 \cdot 0,673) = 0,0428;$$

$$x_{*20} = x_{*12} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*19} \cdot x_{*16}},$$

$$x_{*20} = 0,14 + \frac{0,0428}{0,354 \cdot 0,673} = 0,32;$$

$$x_{*21} = x_{*19} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*12} \cdot x_{*16}},$$

$$x_{*21} = 0,354 + \frac{0,0428}{0,14 \cdot 0,673} = 0,808;$$

$$x_{*22} = x_{*16} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*12} \cdot x_{*19}},$$

$$x_{*22} = 0,673 + \frac{0,0428}{0,14 \cdot 0,354} = 1,54;$$

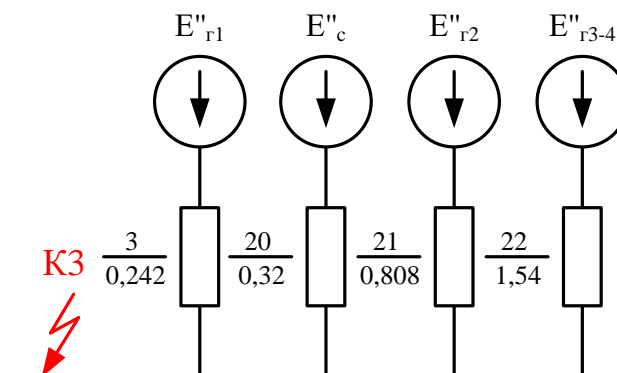


Рисунок 2.15 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К<sub>3</sub>

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

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

$$I_{\text{по Г1}} = \frac{E''_{*Г}}{X_{*3}} \cdot I_{63},$$

$$I_{\text{по Г1}} = \frac{1,13}{0,242} \cdot 24,1 = 113,0 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{E''_{*С}}{X_{*20}} \cdot I_{63},$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0,32} \cdot 24,1 = 75,3 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г2}} = \frac{E''_{*Г}}{X_{*21}} \cdot I_{63},$$

$$I_{\text{по Г2}} = \frac{1,13}{0,808} \cdot 24,1 = 33,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г3-4}} = \frac{E''_{*Г}}{X_{*22}} \cdot I_{63},$$

$$I_{\text{по Г3-4}} = \frac{1,13}{1,54} \cdot 24,1 = 17,7 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки  $\boxed{K_4}$ :

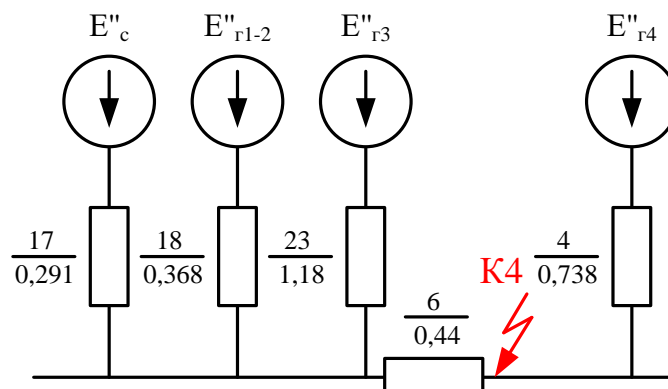


Рисунок 2.16 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці  $K_4$

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

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

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

$$X_{*\Delta} = 0,44 \cdot (0,291 \cdot 0,368 + 0,291 \cdot 1,18 + 0,368 \cdot 1,18) = 0,389;$$

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

$$X_{*24} = 0,291 + \frac{0,389}{0,368 \cdot 1,18} = 1,19;$$

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

$$X_{*25} = 0,368 + \frac{0,389}{0,291 \cdot 1,18} = 1,5;$$

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

$$X_{*26} = 1,18 + \frac{0,389}{0,291 \cdot 0,368} = 4,81;$$

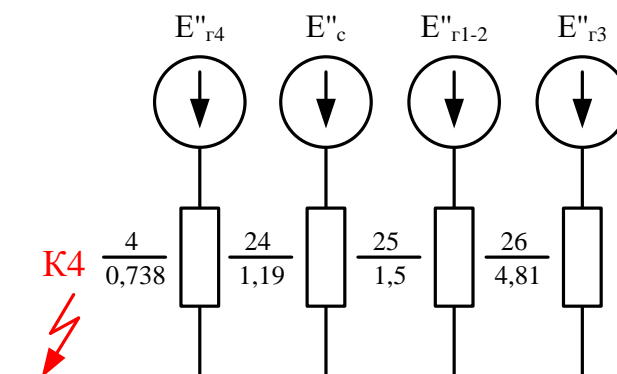


Рисунок 2.17 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К<sub>4</sub>



$$I_{64} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{64}},$$

$$I_{64} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г3}} = \frac{E''_{*Г}}{X_{*4}} \cdot I_{64},$$

$$I_{\text{по Г3}} = \frac{1,13}{0,738} \cdot 36,7 = 56,2 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{E''_{*С}}{X_{*24}} \cdot I_{64},$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{1,19} \cdot 36,7 = 30,8 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1-2}} = \frac{E''_{*Г}}{X_{*25}} \cdot I_{64},$$

$$I_{\text{по Г1-2}} = \frac{1,13}{1,5} \cdot 36,7 = 27,6 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г4}} = \frac{E''_{*Г}}{X_{*26}} \cdot I_{64},$$

$$I_{\text{по Г4}} = \frac{1,13}{4,81} \cdot 36,7 = 8,62 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки  $K_5$  :

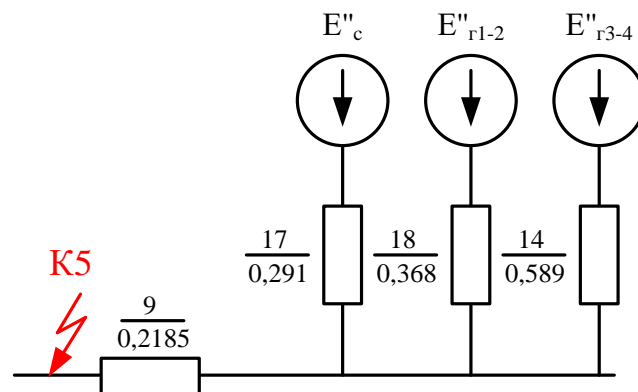


Рисунок 2.18 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці  $K_5$

$$X_{*\Delta} = X_{*9} \cdot (X_{*17} \cdot X_{*18} + X_{*17} \cdot X_{*14} + X_{*18} \cdot X_{*14}),$$

$$X_{*\Delta} = 0,2185 \cdot (0,291 \cdot 0,368 + 0,291 \cdot 0,589 + 0,368 \cdot 0,589) = 0,108;$$

$$X_{*27} = X_{*17} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*18} \cdot X_{*14}},$$

$$X_{*27} = 0,291 + \frac{0,108}{0,368 \cdot 0,589} = 0,789;$$

$$X_{*28} = X_{*18} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*17} \cdot X_{*14}},$$

$$X_{*28} = 0,368 + \frac{0,108}{0,291 \cdot 0,589} = 0,998;$$

$$X_{*29} = X_{*14} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*17} \cdot X_{*18}},$$

$$X_{*29} = 0,589 + \frac{0,108}{0,291 \cdot 0,368} = 1,6;$$

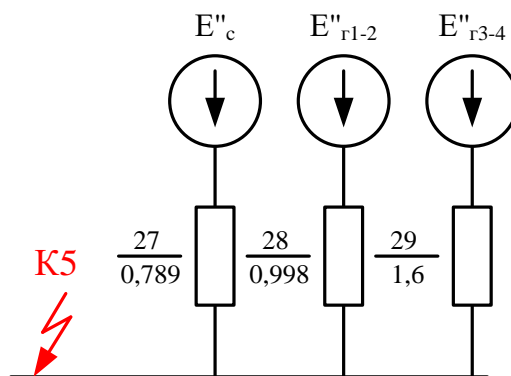


Рисунок 2.19 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К<sub>5</sub>

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

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

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

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0,789} \cdot 55,0 = 69,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г1-2}} = \frac{E_{*1-2}}{X_{*28}} \cdot I_{65},$$

$$I_{\text{по Г1-2}} = \frac{1,13}{0,998} \cdot 55,0 = 62,3 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по Г3-4}} = \frac{E_{*3-4}}{X_{*29}} \cdot I_{65},$$

$$I_{\text{по Г3-4}} = \frac{1,13}{1,6} \cdot 55,0 = 38,8 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок струмів КЗ в системі власних потреб електростанції визначається:

Розрахунок точки  $K_6$  на ПРТВП2:

В цьому випадку суттєвий вплив на характер процесу і струм мають групи потужних електродвигунів, ввімкнених поблизу місця пошкодження. Напряга 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].

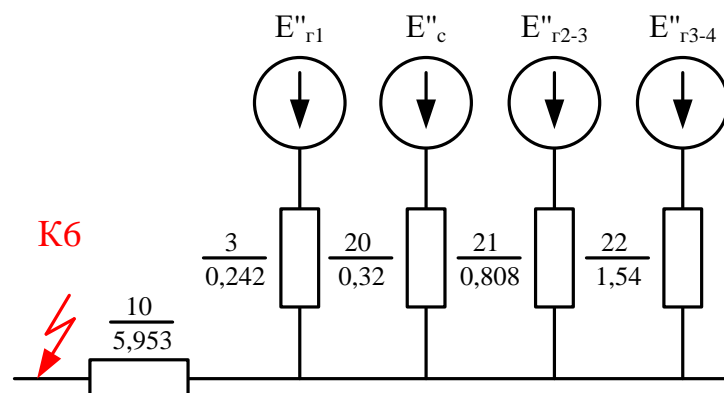


Рисунок 2.20 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці  $K_6$

$$X_{*30} = \frac{1}{\frac{1}{X_{*20}} + \frac{1}{X_{*21}} + \frac{1}{X_{*22}} + \frac{1}{X_{*3}}} + X_{*ТВП},$$

$$X_{*30} = \frac{1}{\frac{1}{0,32} + \frac{1}{0,808} + \frac{1}{1,54} + \frac{1}{0,242}} + 3,78 = 3,89;$$

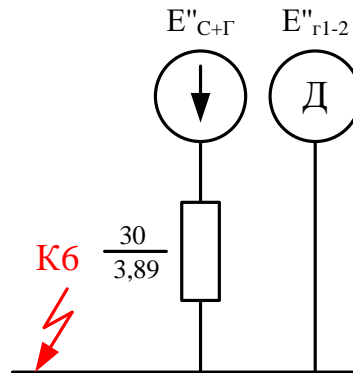


Рисунок 2.21 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К<sub>6</sub>

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

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

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

$$I_{\text{по } \Sigma} = \frac{1 \cdot 91,6}{3,89} = 23,55 \text{ (кА)};;$$

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

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:

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

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot 40 = 50,0 \text{ (МВт)};$$

$$I_{\text{НОД}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 40}{2 \cdot 6} = 16,7 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки  $K_7$  на ПРТВП1:

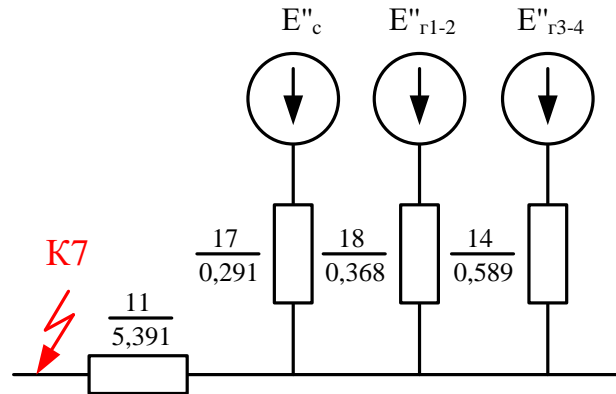


Рисунок 2.22 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці  $K_7$

$$x_{*31} = \frac{1}{\frac{1}{x_{*17}} + \frac{1}{x_{*18}} + \frac{1}{x_{*14}}} + x_{*11},$$

$$x_{*31} = \frac{1}{\frac{1}{0,291} + \frac{1}{0,368} + \frac{1}{0,589}} + 5,391 = 5,52;$$

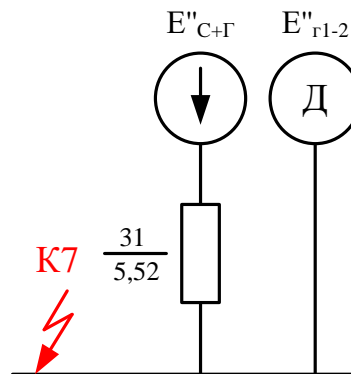


Рисунок 2.23 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці  $K_7$

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

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

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

$$I_{\text{по } \Sigma} = \frac{E''_{*\Sigma}}{X_{*31}} \cdot I_{67},$$

$$I_{\text{по } \Sigma} = \frac{1}{5,52} \cdot 91,6 = 16,6 \text{ (кА)};$$

$$\Sigma P_{\text{ном}} = 1,25 \cdot S_{\text{TR2p}},$$

$$\Sigma P_{\text{ном}} = 1,25 \cdot 40 = 50,0 \text{ (МВт)};$$

$$I_{\text{по Д}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 40}{2 \cdot 6} = 16,7 \text{ (кА)};;$$

### 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  $\tau$  попередньо виберемо вимикачі (таблиця 2.8).

Таблиця 2.8 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{ВЧ\ відкл}, c$	$\tau, c$
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:

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

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	$I_{по}, kA$	$\tau, c$	$T_a, c$	$k_y$	$e^{-\tau/T_a}$
К1	С	5,357	0,03	0,08	1,895	0,6387
	Г 1-2	4,788	0,03	0,3	1,967	0,905
	Г 3-4	1,259	0,03	0,26	1,955	0,891
	$\Sigma$	11,405	-	-	-	-
К2	С	8,625	0,045	0,08	1,895	0,570
	МР	4,53	0,045	0,03	1,717	0,223
	Г 1-2	7,707	0,045	0,3	1,967	0,861
	Г3-4	4,815	0,045	0,26	1,955	0,841
	$\Sigma$	25,678	-	-	-	-
К3	С	75,313	0,16	0,08	1,895	0,687
	Г 2	33,704	0,16	0,3	1,967	0,905
	Г3-4	17,684	0,16	0,26	1,955	0,891
	$\Sigma$ без Г1	126,7	-	-	-	-
	Г 1	112,533	0,16	0,44	1,978	0,934
К4	С	30,84	0,16	0,08	1,895	0,570
	Г 1-2	27,647	0,16	0,3	1,967	0,861
	Г 4	8,622	0,16	0,26	1,955	0,841
	$\Sigma$ без Г3	67,109	-	-	-	-
	Г 3	56,194	0,16	0,326	1,97	0,871
К5	С	69,708	0,09	0,08	1,895	0,325
	Г 1-2	62,275	0,09	0,3	1,967	0,741
	Г3-4	38,844	0,09	0,26	1,955	0,707
	$\Sigma$	170,827	-	-	-	-
К6	С+Г	23,55	0,06	0,056	1,834	0,200
	Д	16,667	0,06	0,04	1,65	0,105
К7	С+Г	16,6	0,06	0,056	1,834	0,200
	Д	16,667	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:

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

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 1,895 \cdot 5,36 = 14,4 \text{ (кА)};$$

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

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

$$i_{y\Gamma 3-6} = \sqrt{2} \cdot I_{п\Gamma 3-4} \cdot k_{y\Gamma 3-4},$$

$$i_{y\Gamma 3-6} = \sqrt{2} \cdot 1,955 \cdot 1,26 = 3,48 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

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

$$i_{атC} = \sqrt{2} \cdot 5,36 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,08}} = 5,21 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{ат\Gamma 1-2} = \sqrt{2} \cdot 4,79 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,3}} = 6,13 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат\Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot I_{пo\Gamma 3-4} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma 3-4}}},$$

$$i_{ат\Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot 1,26 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,26}} = 1,59 \text{ (кА)};$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{п\tau C} = I_{пoC} = 5,36 \text{ (кА)}.$$

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:

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

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

$$I'_{\text{НОМ} \Gamma 1-2} = \frac{1111 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 770} = 1,67 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО} \Gamma 1-2}}{I'_{\text{НОМ} \Gamma 1-2}} = \frac{4,79}{1,67} = 2,87, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 1-2}}{I_{\text{НО} \Gamma 1-2}} = 0,951;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 1-2} = 0,951 \cdot 4,79 = 4,56 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{НОМ} \Gamma 3-4} = \frac{258,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,387 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО} \Gamma 3-4}}{I'_{\text{НОМ} \Gamma 3-4}} = \frac{1,26}{0,387} = 3,26, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 3-4}}{I_{\text{НО} \Gamma 3-4}} = 0,944;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 3-4} = 0,944 \cdot 1,26 = 1,19 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки  $\boxed{K_2}$ :

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

Ударний струм:

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

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 8,63 \cdot 1,895 = 23,1 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\text{мр}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НО мр}} \cdot k_y,$$

$$i_{y\text{мр}} = \sqrt{2} \cdot 4,53 \cdot 1,717 = 11,0 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{y \Gamma 1-2} = \sqrt{2} \cdot 7,71 \cdot 1,967 = 21,4 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot I_{п \Gamma 3-4} \cdot k_{y \Gamma 3-4},$$

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

Аперіодична складова струму КЗ:

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

$$i_{ат C} = \sqrt{2} \cdot 8,63 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,08}} = 6,95 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{ат мр} = \sqrt{2} \cdot 4,53 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 1,43 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{ат \Gamma 1-2} = \sqrt{2} \cdot 7,71 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,3}} = 9,38 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot I_{пo \Gamma 3-4} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a \Gamma 3-4}}},$$

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

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{п\tau C} = I_{пo C} = 8,63 \text{ (кА)};$$

$$I_{п\tau мр} = I_{пo мр} = 4,53 \text{ (кА)}.$$

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:

$$I'_{\text{НОМ}G} = \frac{S_{\text{НОМ}G} \cdot n_{\text{ВІ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ГІ}}}.$$

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

$$I'_{\text{НОМ} \Gamma 1-2} = \frac{1111 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 230} = 5,58 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО} \Gamma 1-2}}{I'_{\text{НОМ} \Gamma 1-2}} = \frac{7,71}{5,58} = 1,38, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{П}\tau \Gamma 1-2}}{I_{\text{НО} \Gamma 1-2}} = 1;$$

$$I_{\text{П}\tau \Gamma 1-2} = 1 \cdot 7,71 = 7,71 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{НОМ} \Gamma 3-4} = \frac{258,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1,3 \text{ (кА)};$$

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

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

Розрахунок точки  $\boxed{K_3}$ :

Ударний струм:

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

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 75,3 \cdot 1,895 = 202 \text{ (кА)};$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НО}2} \cdot k_y,$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 33,7 \cdot 1,967 = 93,7 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П} \Gamma 3-4} \cdot k_y,$$

$$i_{y \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot 17,7 \cdot 1,955 = 48,9 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n \Gamma 1} \cdot k_{y \Gamma 1}, i_{y \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 113 \cdot 1,978 = 316$$

$$i_{y \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 113 \cdot 1,978 = 316 (\text{кА});$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{at C} = \sqrt{2} \cdot I_{no C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}},$$

$$i_{at C} = \sqrt{2} \cdot 75,3 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,08}} = 14,4 (\text{кА});$$

$$i_{at 2} = \sqrt{2} \cdot I_{no 2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}},$$

$$i_{at 2} = \sqrt{2} \cdot 33,7 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,3}} = 28 (\text{кА});$$

$$i_{at \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot I_{no \Gamma 3-4} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a \Gamma 3-4}}},$$

$$i_{at \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot 17,7 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,26}} = 13,5 (\text{кА});$$

$$i_{at \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no \Gamma 1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a \Gamma 1}}},$$

$$i_{at \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 113 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,44}} = 111 (\text{кА});$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{n \tau C} = I_{no C} = 75,3 (\text{кА});$$

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:

$$I'_{\text{НОМ}G} = \frac{S_{\text{НОМ}G} \cdot n_{\text{В1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В1}}}.$$

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

$$I'_{\text{НОМ} \Gamma 2} = \frac{1111 \cdot (2-1)}{\sqrt{3} \cdot 24} = 26,7 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО} \Gamma 2}}{I'_{\text{НОМ} \Gamma 2}} = \frac{33,7}{26,7} = 1,26, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 2}}{I_{\text{НО} \Gamma 2}} = 1;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 2} = 0,978 \cdot 54,5 = 53,4 \text{ (кА)}.$$

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

$$\frac{I_{\text{НО} \Gamma 3-4}}{I'_{\text{НОМ} \Gamma 3-4}} = \frac{17,7}{12,4} = 1,43, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 3-4}}{I_{\text{НО} \Gamma 3-4}} = 0,96;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 3-4} = 0,96 \cdot 17,7 = 17,0 \text{ (кА)}.$$

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

$$\frac{I_{\text{НО} \Gamma 1}}{I'_{\text{НОМ} \Gamma 1}} = \frac{113}{26,7} = 4,23, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт} \Gamma 1}}{I_{\text{НО} \Gamma 1}} = 0,79;$$

$$I_{\text{пт} \Gamma 1} = 0,76 \cdot 113 = 89,3 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки  $\boxed{K_4}$ :

Розрахунок проводиться аналогічно до точки  $\boxed{K_3}$ .

Ударний струм:

$$i_{\text{yc}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НО}C} \cdot k_y,$$

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

$$i_{\text{y1-2}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НО1-2}} \cdot k_y,$$

$$i_{\text{y1-2}} = \sqrt{2} \cdot 27,6 \cdot 1,967 = 76,8 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma4} = \sqrt{2} \cdot I_{n\Gamma4} \cdot k_y,$$

$$i_{y\Gamma4} = \sqrt{2} \cdot 8,62 \cdot 1,955 = 24 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\Gamma3} = \sqrt{2} \cdot I_{n\Gamma3} \cdot k_{y\Gamma3},$$

$$i_{y\Gamma3} = \sqrt{2} \cdot 56,2 \cdot 1,97 = 157 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

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

$$i_{атC} = \sqrt{2} \cdot 30,8 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,08}} = 5,89 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат1-2} = \sqrt{2} \cdot I_{но1-2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}},$$

$$i_{ат1-2} = \sqrt{2} \cdot 27,6 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,3}} = 22,9 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат\Gamma4} = \sqrt{2} \cdot I_{но\Gamma4} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma4}}},$$

$$i_{ат\Gamma4} = \sqrt{2} \cdot 8,62 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,26}} = 6,59 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат\Gamma3} = \sqrt{2} \cdot I_{но\Gamma3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma3}}},$$

$$i_{ат\Gamma3} = \sqrt{2} \cdot 56,2 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,326}} = 48,7 \text{ (кА)};$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{п\tau C} = I_{ноC} = 30,8 \text{ (кА)};$$

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:

$$I'_{\text{НОМ}G} = \frac{S_{\text{НОМ}G} \cdot n_{\text{В1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г1}}}.$$

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  $I_{\text{ПТ}G}$ .

$$I'_{\text{НОМ} \Gamma 1-2} = \frac{1111 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 15,5} = 81,5 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО} \Gamma 1-2}}{I'_{\text{НОМ} \Gamma 1-2}} = \frac{27,6}{81,5} = 0,339, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ} \Gamma 1-2}}{I_{\text{ПО} \Gamma 1-2}} = 1;$$

$$I_{\text{ПТ} \Gamma 1-2} = 1 \cdot 27,6 = 27,6 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{НОМ} \Gamma 4} = \frac{258,3 \cdot (2-1)}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,47 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО} \Gamma 4}}{I'_{\text{НОМ} \Gamma 4}} = \frac{8,62}{9,47} = 0,91, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ} \Gamma 4}}{I_{\text{ПО} \Gamma 4}} = 1;$$

$$I_{\text{ПТ} \Gamma 4} = 1 \cdot 8,62 = 8,62 \text{ (кА)}.$$

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

$$\frac{I_{\text{ПО} \Gamma 3}}{I'_{\text{НОМ} \Gamma 3}} = \frac{56,2}{9,47} = 5,93, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ} \Gamma 3}}{I_{\text{ПО} \Gamma 3}} = 0,7;$$

$$I_{\text{ПТ} \Gamma 3} = 0,7 \cdot 56,2 = 39,3 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки  $\boxed{K_5}$ :

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

Ударний струм:

$$i_{\text{УС}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}C} \cdot k_y,$$

$$i_{\text{УС}} = \sqrt{2} \cdot 69,7 \cdot 1,895 = 187 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{У} \Gamma 1-2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П} \Gamma 1-2} \cdot k_y,$$

$$i_{y \Gamma 1-2} = \sqrt{2} \cdot 62,3 \cdot 1,967 = 173 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п } \Gamma 3-4} \cdot k_{y \Gamma 3-4},$$

$$i_{y \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot 38,8 \cdot 1,955 = 107 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

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

$$i_{\text{ат } C} = \sqrt{2} \cdot 69,7 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,08}} = 32 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{\text{ат } \Gamma 1-2} = \sqrt{2} \cdot 62,3 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,3}} = 65,3 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по } \Gamma 3-4} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а } \Gamma 3-4}}},$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 3-4} = \sqrt{2} \cdot 38,8 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,26}} = 38,8 \text{ (кА)};$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{\text{п } \tau C} = I_{\text{по } C} = 69,7 \text{ (кА)}.$$

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:

$$I'_{\text{НОМ } G} = \frac{S_{\text{НОМ } G} \cdot n_{B1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б1}}}.$$



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

$$I'_{\text{ном Г1-2}} = \frac{1111 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 122,0 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по Г1-2}}}{I'_{\text{ном Г1-2}}} = \frac{62,3}{122,0} = 0,511, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт Г1-2}}}{I_{\text{по Г1-2}}} = 1;$$

$$I_{\text{пт Г1-2}} = 1 \cdot 62,3 = 62,3 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном Г3-4}} = \frac{258,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 28,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по Г3-4}}}{I'_{\text{ном Г3-4}}} = \frac{38,8}{28,4} = 1,37, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт Г3-4}}}{I_{\text{по Г3-4}}} = 0,93;$$

$$I_{\text{пт Г3-4}} = 0,93 \cdot 38,8 = 36,1 \text{ (кА)}.$$

**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:

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

$$i_{\text{уc.Г}} = \sqrt{2} \cdot 23,5 \cdot 1,834 = 61,0 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 16,7 \cdot 1,65 = 39,0 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

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

$$i_{\text{ат С.Г}} = \sqrt{2} \cdot 23,5 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,056}} = 11,4 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{\text{ат д}} = \sqrt{2} \cdot 16,7 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,04}} = 5,27 \text{ (кА)};$$

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

$$I_{\text{пт С.Г}} = I_{\text{но } \Sigma} = 23,5 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{\text{пт д}} = \sqrt{2} \cdot 16,7 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,07}} = 7,09 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки  $\boxed{K_7}$  на ПРТВП1:

Розрахунок проводиться аналогічно до точки  $\boxed{K_6}$ .

Ударний струм:

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

$$i_{\text{уС.Г}} = \sqrt{2} \cdot 16,6 \cdot 1,834 = 43,1 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 16,7 \cdot 1,65 = 39,0 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

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

$$i_{\text{ат С.Г}} = \sqrt{2} \cdot 16,6 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,056}} = 8,04 \text{ с(кА)};$$

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

$$i_{ат д} = \sqrt{2} \cdot 16,7 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,04}} = 5,27 \text{ (кА)};$$

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

$$I_{пт С.Г} = I_{по \Sigma} = 16,6 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{пт д} = \sqrt{2} \cdot 16,7 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,07}} = 7,09 \text{ (кА)}.$$

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	5,357	14,4	5,36	5,21
	Г 1-2	4,788	13,3	4,56	6,13
	Г 3-4	1,259	3,48	1,19	1,59
	$\Sigma$	11,405	31,18	11,11	12,93
К2	С	8,625	23,1	8,63	6,95
	МР	4,53	11,0	4,53	1,43
	Г 1-2	7,707	21,4	7,71	9,38
	Г 3-4	4,815	13,3	4,74	5,73
	$\Sigma$	25,678	68,8	25,61	23,49
К3	С	75,313	202	75,3	14,4
	Г 2	33,704	93,7	53,4	28
	Г 3-4	17,684	48,9	17,0	13,5
	$\Sigma$ без Г1	126,7	344,6	145,7	55,9
	Г 1	112,533	316	89,3	111,0
К4	С	30,84	82,5	30,8	5,89
	Г 1-2	27,647	76,8	27,6	22,9
	Г 4	8,622	24	8,62	6,59
	$\Sigma$ без Г3	67,109	183,3	67,02	35,29
	Г 3	56,194	157	39,3	48,7
К5	С	69,708	187	69,7	32,0
	Г 1-2	62,275	173	62,3	65,3
	Г 3-4	38,844	107	36,1	38,8
	$\Sigma$	170,827	467	168,1	97,3
К6	С+Г	23,55	61,0	23,5	11,4
	Д	16,667	39,0	7,09	5,27
К7	С+Г	16,6	43,1	16,6	8,04
	Д	16,667	39,0	7,09	5,27

## 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 ( $K_6$ ).

**K<sub>1</sub>**

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

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

$$B_K = 11,405^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 59,83 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

**K<sub>2</sub>**

$$B_K = 25,67^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 303,12 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

**K<sub>3</sub>** 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:

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

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

$$B_{\text{кп}} = B_{\text{кС}} + B_{\text{кГ}} + B_{\text{кГС}}; \quad (2.45)$$

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

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

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

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

$$B_{\text{ка}} = 126,7^2 \cdot 0,26 + 112,533^2 \cdot 0,44 + \frac{4 \cdot 126,7 \cdot 112,533}{0,26^{-1} + 0,44^{-1}} = 19066,38 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кС}} = 126,7^2 \cdot 4 = 64211,56 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГ}} = 0,32 \cdot 112,533^2 \cdot 4 = 16209,51 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot 126,7 \cdot 0,54 \cdot 112,533 \cdot 4 = 61594,26 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кП}} = 64211,56 + 16209,51 + 61594,26 = 142015,33 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{к}} = 142015,33 + 19066,38 = 161081,71 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

**К<sub>4</sub>**

$$B_{\text{ка}} = 67,109^2 \cdot 0,26 + 56,194^2 \cdot 0,326 + \frac{4 \cdot 67,109 \cdot 56,194}{0,26^{-1} + 0,326^{-1}} = 4382,22 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кС}} = 67,109^2 \cdot 4 = 18014,47 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГ}} = 0,32 \cdot 56,194^2 \cdot 4 = 4041,94 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кГС}} = 2 \cdot 67,109 \cdot 0,54 \cdot 56,194 \cdot 4 = 16291,25 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{кП}} = 18014,47 + 4041,94 + 16291,25 = 38347,66 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\text{к}} = 38347,66 + 4382,22 = 42729,88 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

**К<sub>5</sub>**

$$B_{\text{к}} = 170,82^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 13423,00 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

**К<sub>6</sub>**

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

$$\text{де } T_{\text{а,сх}} = \frac{I_{\text{поС}} \cdot T_{\text{аС}} + I_{\text{поД}} \cdot T_{\text{аД}}}{I_{\text{поС}} + I_{\text{поД}}},$$

$$T_{a,ex} = \frac{23,55 \cdot 0,056 + 16,66 \cdot 0,04}{23,55 + 16,66} = 0,049.$$

$$W_k = 23,55^2 \cdot (0,2 + 0,049) + 16,66^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,049) + 2 \cdot 16,66 \cdot 23,55 \cdot (0,07 + 0,049);$$

$$W_k = 255,40 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

Оскільки періодичні струми більші в точці  $K_6$ , ніж в точці  $K_7$ , то ми розраховуємо тільки  $K_6$ .

Результати розрахунку теплових імпульсів зводимо до табл. 2.11.

Таблиця 2.11 - Результати розрахунку теплових імпульсів

ТКЗ	K1	K2	K3	K4	K5	K6
$W_k, \text{кА} \cdot \text{с}^2$	59,83	303,12	161081,71	42729,88	13423,00	255,40

## 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:

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

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

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:

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

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

Проводимо перевірку:

а) на відключаючу здатність вимикача:

- перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{п.τ} \leq I_{відк.ном},$$

$$11,098 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{а.τ} \leq i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{відк.ном}}{100},$$

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

$\tau$  - найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів;

$\beta$  - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ,

$$12,92 \text{ кА} \leq \frac{\sqrt{2} \cdot 64 \cdot 50}{100} = 45,25 \text{ кА};$$

- перевірка за вимикаючою здатністю за повним струмом КЗ:

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

$$\sqrt{2} \cdot 11,098 + 12,92 = 28,61 \text{ (кА)} \leq \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{64}{100}\right) = 116,00 \text{ (кА)};$$

б) на електродинамічну стійкість:

$$I_{п.0} \leq I_{дин},$$

$$11,4 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

$$i_y \leq i_{дин},$$

$$31,158 \text{ кА} \leq 162 \text{ кА},$$

умови виконуються.

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

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

в) на термічну стійкість:

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

$$59,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

де  $W_k$  - 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:

$$i_y \leq i_{\text{дин}},$$

$$31,158 \text{ кА} \leq 160 \text{ кА};$$

- на термічну стійкість:

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

$$59,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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
<b>ВРП-750 кВ</b>	<b>ВГБ-750У1</b>	<b>РНВЗ.1-750/4000 У1</b>
$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 1882 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 11,098 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 50 \text{ кА}$	—

Продовження таблиці 2.12

$i_{a,\tau} = 12,92 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{відк.ном}}\beta_H =$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,64 = 45,25 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 11,4 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 31,15 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 162 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_K = 59,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 63^2 \cdot 3 =$ $11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 63^2 \cdot 2 =$ $7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>ВРП-220 кВ</b>	<b>ВГБУ-220У1</b>	<b>РНДЗ.1-220/3200 У1</b>
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 3153 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{п.}\tau} = 25,19 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{a,\tau} = 23,48 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{відк.ном}}\beta_H =$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,45 = 31,82 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 25,67 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 68,86 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 162 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$
$B_K = 303,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 63^2 \cdot 3 =$ $11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 50^2 \cdot 3 =$ $7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>ВРП-15,75 кВ</b>	<b>ВМГ-15</b>	<b>РВП-20/12500 УЗ</b>
$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 9967 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 11200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{п.}\tau} = 67,1 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 90 \text{ кА}$	–
$i_{a,\tau} = 35,43 \text{ кА}$	–	–
$\sqrt{2}I_{\text{п.}\tau} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 67,1 + 35,43 = 130,30 \text{ кА}$	–	–
$I_{\text{п.0}} = 67,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	–
$i_y = 183,39 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 320 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 490 \text{ кА}$

Продовження таблиці 2.12

$B_k = 42729,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 105^2 \cdot 3 = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 180^2 \cdot 4 = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>ВРП-6 кВ</b>	<b>ВРС-6</b>	<b>КУ6С</b>
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 2545 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 23,55 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а.т}} = 11,4 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{відк.ном}} \beta_{\text{н}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,33 = 18,67 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 23,55 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{у}} = 61,081 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 255,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 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  $4 \times AC700/86$ , каталожні дані взято з [3], с. 624:  $I_{\text{дон}} = 4 \times 1180 \text{ А}$ ;  $d = 36,2 \text{ мм}$ .

Перевірка по допустимому струму:

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

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]);  $r_0 = d / 20 = 1,81$  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:

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

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

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

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

$D_{cp}$  – 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:  $I_{дон} = 3 \times 1180 \text{ А}$ ;  $d = 36,2 \text{ мм}$ .

Перевірка по допустимому струму:

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

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

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

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

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

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

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

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

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].

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

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:

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

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

$d$  – діаметр фази.

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

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

Перевіряємо струмопровід на електродинамічну взаємодію провідників однієї фази.

Зусилля на кожен провід:

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

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

Питоме навантаження на кожен провід від взаємодії при КЗ:

$$\gamma_k = \frac{f_u}{q}, \quad (2.63)$$

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

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  $T_{\text{ф.макс}} = 100 \cdot 10^3 \text{ Н}$ ):

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

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

Допустима відстань між розпірками в фазі:

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

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

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 заключена 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.

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

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  $i_y = 156.556 \text{ (кА)}$ .

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

$$I_{max} = 9,967 \text{ (А)} < I_{ном} = 10000 \text{ (А)}.$$

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
$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 9,967 \text{ А}$ $i_y = 156,556 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$ $I_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$ 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
$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 26700 \text{ А}$ $i_y = 314,79 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 30000 \text{ А}$ $I_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}$ ТС: ТШВ-24-30000/5 ТН: ЗНОЛ.06-24
НН ПРТВП	ТЗК-10-3200-125
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 2545 \text{ А}$ $i_y = 99,8 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$ $I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$

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:

$$I_{\text{мах}} = 2887 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 3500 \text{ А}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

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

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

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

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

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**:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)}$ ,

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

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

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

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

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:

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

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

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 **ИП-10/3150-3000 У,ХЛ,Т2**:

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

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

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

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

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}},$$

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:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}} = \frac{43.739}{1.2} = 36.449 \quad (\text{мм}^2)$$

де  $J_e = 1,2$  – економічна густина струму, табл. 4.5, с. 233 [3].

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

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

По допустимому струму:

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

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

Мінімальний переріз по термічній стійкості:

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

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

Оскільки  $q_{min} < 185 \text{ мм}^2$ , то приймаємо кабель з найближчим більшим перерізом жил  $185 \text{ мм}^2$ . Таким чином, остаточно приймаємо кабель ААГ  $3 \times 185$ .

## 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]:  $U_{\text{ном}} = 24$  кВ;  $I_{\text{ном}} = 30$  кА;  $Z_{\text{ном}} = 4$  Ом;  $k_{\text{тер}} = 6$ ;  $t_{\text{тер}} = 3$  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:

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

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95},$$

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

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

- 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:

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

$$85640,335 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < (6 \cdot 30)^2 \cdot 3 = 97200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

- По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{н}},$$

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

$R_k = 0,1$  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, мм<sup>2</sup>:

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

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]:  $l_{\text{розр}} = l = 40$  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 мм<sup>2</sup>.

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 катушок	cos φ	sin φ	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	—
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:

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

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

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:

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

$$31,15 \text{ кА} < 102 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість:

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

$$59,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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	$I_{\text{т,}}$ А
Постійне навантаження	—	—	—	70	—	70	70
Аварійне освітлення	—	—	—	250	—	250	—
Привід вимикачів ПЄ-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):

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{пз}}} \quad (2.81)$$

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

– загальна кількість елементів батареї:

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

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

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

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

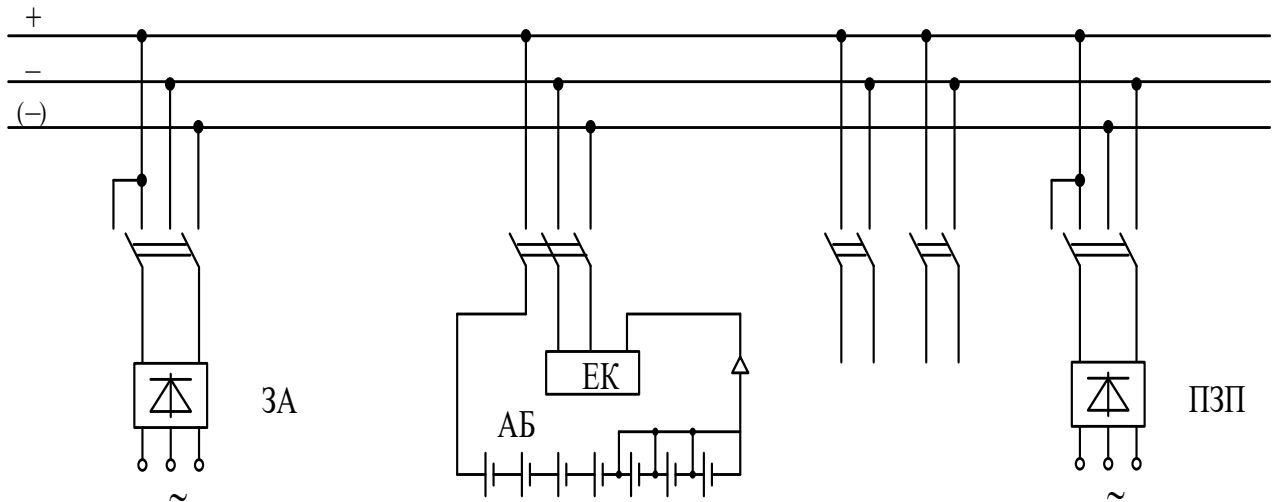


Рис. 2.23 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму).

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

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

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;  $I_{ав}$  – струм півгодинного аварійного розряду, А;  $j = 25 \text{ A/N}$  [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 короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46 \quad (2.85)$$

$$N = 1640 / 46 = 35,65 > 32,$$

умова не виконується, отже, збільшуємо типовий номер до 44.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного 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%  $U_{ном}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі 5%  $U_{ном}$ .

$$j = 38 \text{ A/N} > \frac{1640}{44} = 37,27 \text{ A/N}, \quad \text{умова виконується.}$$

Остаточо 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:

$$I_{ПЗП} = I_{пост} + 0,15 \cdot N, \quad (2.87)$$

де  $I_{пост}$  – струм постійно включеного навантаження (табл. 11).

$$I_{\text{ПЗП}} = 70 + 0,15 \cdot 44 = 76,6 \text{ (А)}.$$

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:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N \quad (2.89)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 44 = 2,2 \text{ (А)};$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}} \quad (2.90)$$

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

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:

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{пост}} + 5N \quad (2.91)$$

$$I_{\text{ЗП}} = 70 + 5 \cdot 44 = 290 \text{ (А)};$$

$$U_{\text{ЗП}} = U_3 \cdot n \quad (2.92)$$

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

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 ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

### 3.1 Основні вимоги і завдання під час експлуатації розподільних установок

Розподільні установки (РУ) станцій і підстанцій - це сукупність будівель і пристроїв, призначених для прийому і розподілу електроенергії. Основним обладнанням РУ є: розподільні пристрої, монтажно-з'єднувальні рейки та ін. Вони бувають відкритими і закритими. Набули поширення комплектні розподільні вузли (КРУ) внутрішньої та прямої зовнішньої установки (КРУЗ).



Рисунок 3.1 – Зовнішній вигляд РУ

Наступні основні вимоги застосовуються до обладнання та приміщень РУ будь-якої напруги:

- обладнання РУ за паспортними даними повинно відповідати умовам роботи як в номінальному режимі, так і в умовах короткого замикання. Пристрої і шини повинні мати необхідну термічну і динамічну стійкість;
- ізоляція обладнання повинна витримувати можливі стрибки напруги під час атмосферних і внутрішніх навантажень;
- всі пристрої повинні надійно працювати при допустимих перевантаженнях;

- територія електростанції повинна бути безпечною та комфортною під час експлуатації обладнання персоналом у всіх можливих режимах роботи, а також під час ремонту;
- на території РУ повинні бути засоби захисту та протипожежні засоби. Вікна в закритих РУ повинні бути щільно закриті, а отвори в стінах - закриті для запобігання проникненню в приміщення тварин і птахів. Покрівля повинна бути придатною для використання;
- температуру і вологість повітря в приміщеннях ЗРУ необхідно підтримувати таким чином, щоб ізоляція не намокала. У закритому РУ температура не повинна перевищувати 40°C. Вентиляція приміщення повинна бути достатньо ефективною;
- всі приміщення РУ повинні мати робоче та аварійне електроосвітлення.

Оперативними завданнями РУ є:

- забезпечення відповідності режимів роботи РУ та окремих схем технічним характеристикам приладів;
- забезпечення схеми розподільчих пристроїв, станцій, підстанцій, що забезпечує безвідмовну роботу пристроїв і безвідмовну вибірккову роботу пристроїв РЗА і автоматики;
- забезпечення нагляду та технічного обслуговування обладнання та приміщень РУ, а також усунення несправностей у найкоротші терміни, оскільки їх розвиток може призвести до аварії;
- своєчасне проведення випробувань і ремонтів приладів;
- дотримання встановленої послідовності та порядку пунктів в РУ.

Зі збільшенням навантаження споживачів пропускної здатності раніше встановлених пристроїв часто виявляється недостатньо. Перевірка відповідності параметрів пристроїв мінливим умовам експлуатації в енергосистемах здійснюється на постійній основі шляхом контролю найбільших навантажень навантаження і порівняння їх з номінальними даними приладів, а також шляхом розрахунку струмів короткого замикання при включенні нових пристроїв. та

зміна електричних схем підключення. При виявленні невідповідностей проводиться модернізація або заміна обладнання, а також розбивка на ділянки електричної мережі; спрацьовують автоматичні мережеві розподільні пристрої для обмеження струмів короткого замикання тощо.

Спостереження за роботою приладів здійснюється при зовнішніх оглядах РУ черговим та обслуговуючим персоналом.

### **3.2 Експлуатація комплексних розподільних об'єктів (КРУ)**

Комплексні розподільні пристрої виготовляються заводами в стаціонарному (рисунок 3.2, 3.3) або прокатному (рисунок 3.4) виконанні. При стаціонарному виконанні обладнання всередині кожної комірки закріплюється розподільчий пристрій. Під час висунення роз'єднувачі, секційні роз'єднувачі та трансформатори напруги розміщуються на висувних візках, які можна переміщати всередині шафи та витягувати.

Конструктивно весь простір в шафах розподільних пристроїв розділений металевими перегородками на відсіки - високовольної апаратури, збірних шин, релейного захисту, вимірювання та керування. Це робиться для локалізації пожежі, аварії та полегшення обслуговування.



Рисунок 3.2 – Стаціонарна шафа керування





Рисунок 3.3 – Стационарна шафа керування

У висувному розподільному пристрої візок автоматичного вимикача в корпусі може займати два фіксованих положення: робоче і випробувальне. У робочому положенні вантажівки автоматичний вимикач знаходиться під навантаженням або під напругою, якщо автоматичний вимикач відключений. У випробувальному положенні візка напруга з автоматичного вимикача знімається розмиканням первинних роз'єднувальних контактів, які замінюють роз'єднувачі. У той же час вторинні ланцюги можуть залишатися замкнутими, а вимикач можна перевірити на вмикання та вимикання.

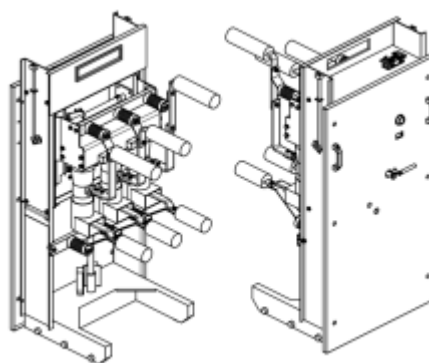


Рисунок 3.4 – Ефективність розгортання КРУ

Для переміщення візка з робочого положення в випробувальне положення і назад передбачений механічний контрольний пристрій, що знімає зусилля під час руху візка і забезпечує точне введення роз'єднувальних контактів під час

розкочування візка. Для ремонту вимикача візок повністю витягується з шафи (ремонтне положення).

Для захисту персоналу від випадкового доторкання до струмоведучих частин розподільчий пристрій обладнаний замком. Висувний розподільчий пристрій має автоматичні штори, які блокують доступ до відсіку стаціонарних контактів при висунутому візку. Крім того, є оперативне блокування, що виключає можливість виконання некоректних операцій.

Під час роботи шаф розподільних пристроїв не допускається примусове відмикання апаратів і захисних огорожень, відгвинчування змінних частин шаф, піднімання і відкривання завіс, що перешкоджають входу у відсік за наявності напруги.

Перевірки проводяться за графіком:

- ▶ під час постійного чергування - не рідше одного разу на 3 дні;
- ▶ під час обслуговування електроустановок бригадою на місці - не рідше одного разу на місяць.

Під час візуального огляду перевіряється стан з'єднувачів, проводів, роз'єднувачів, первинних роз'єднувальних контактів, блокувань, ступінь забруднення та відсутність видимих пошкоджень ізоляторів, стан вторинних кіл (рядів клем, гнучких з'єднувачів, з'єднувачів, штекерів). роз'єми, реле, вимірювальні прилади), роботу кнопок управління вимикачами перевіряють у тестовому положенні.

Контроль за рівнем масла у вимикачах і апаратах здійснюється через ревізійні вікна та сітчасті огороження. Оглядові люки, закриті захисною сіткою, використовуються для огляду попередньо змонтованих шин без відключення електроживлення.

Перевіряється робота освітлювальної та опалювальної мережі приміщень і розподільних шаф. Практикою встановлено, що під час роботи розподільних пристроїв зовнішньої установки відносна вологість повітря в шафах підвищується (в окремі періоди до 100%), а поверхня ізоляторів намокає при різких перепадах температури зовнішнього повітря. , що призводить до

накладання ізоляції на забруднену поверхню. Щоб уникнути таких явищ, необхідно систематично очищати утеплювач від пилу і бруду.

Ефективним способом боротьби з вологою на поверхні ізоляторів є їх покриття гідрофобними пастами.

### **3.3. Експлуатація вимикачів**

Вимикачі призначені для комутації електричних кіл у всіх експлуатаційних режимах:

- ▶ увімкнення та включення струмів навантаження;
- ▶ струмів КЗ;
- ▶ струмів намагнічування трансформаторів;
- ▶ зарядних струмів ліній і шин.

Найважчим режимом для вимикача є відключення струмів КЗ. Під час проходження струмів КЗ вимикач піддається дії значних електродинамічних сил і високих температур. Крім того, автоматичне або ручне повторне увімкнення на не усунуте КЗ пов'язано з пробоем проміжку між контактами, що сходяться, і проходження ударного струму при малому тиску на контакт, що призводить до їх передчасного зносу. Для збільшення терміну служби контакти виконують з металокераміки.

У конструкції вимикачів закладено різні принципи гасіння дуги і використовують різні матеріали гасильного середовища (трансформаторне масло, стисле повітря, елегаз, тверді газогенеруючі матеріали тощо).

Вживані на станціях і підстанціях вимикачі розділяють на наступні групи:

- масляні вимикачі з великим об'ємом масла;
- масляні вимикачі з малим об'ємом масла;
- повітряні вимикачі;
- електромагнітні вимикачі серії ВЭМ;
- автогазові;
- вакуумні вимикачі;

- вимикачі навантаження.

Кожна з груп вимикачів володіє певними технічними характеристиками, вказаними в каталогах, і має переваги та недоліки, що визначають межі їх застосування.

### 3.3.1 Експлуатація масляних вимикачів

Основними конструктивними елементами масляних вимикачів є струмопровідні системи та контакти з дугогасними пристроями, ізоляційні конструкції, вводи, корпуси (баки), передавальні механізми та приводи, допоміжні елементи.

У масляних вимикачах (рисунок 3.5) масло в баку використовується для гасіння дуги та відокремлення струмопровідних частин від заземлених конструкцій, у маломасляних — для гасіння дуги, а не обов'язково для ізоляції. Їх баки спеціально ізолювані від землі.



Рисунок 3.5 – Масляний вимикач

Гасіння дуги в масляних вимикачах забезпечується дією дугогасного середовища - масла. Процес супроводжується сильним нагріванням і розкладанням нафти та утворенням газів.

У сучасних масляних вимикачах використовуються спеціальні дугогасильні пристрої, які прискорюють відновлення електричної міцності зазору між контактами після відключення вимикача. В даному випадку важливу роль відіграє швидкість переміщення контактів вимикача. Одним із способів збільшення швидкості спрацьовування вимикача є збільшення кількості послідовних розривів на кожному полюсі вимикача.

Вимикач масла управляється приводом. Приводи використовують різні види енергії, тому їх поділяють на ручні, пружинні, електромагнітні та пневматичні. Широко використовуються електромагнітні та пневматичні приводи.

При візуальному огляді зовнішніх масляних вимикачів перевіряється фактичне положення вимикача (увімкнено або вимкнено); стан поверхні порцелянових вхідних кришок, ізоляторів і тяги; цілісність мембран запобіжних клапанів і відсутність витoku масла з газових труб; відсутність потоку масла і його рівня в баках і наливних горловинах. Слух визначає, чи є тріщини або шуми всередині вимикача. За кольором термоплівки, наклеєних на контактні роз'єми, залежить, чи не перегріваються контакти.

Рівень масла в баках повинен бути в межах допустимих змін рівня на шкалі покажчика рівня. Це надзвичайно важливо при гасінні електричної дуги та охолодженні газів, що утворюються в результаті горіння дуги. Високий рівень масла в баку зменшує об'єм повітряного простору над поверхнею масла. За таких умов при гасінні дуги можливий потрапляння масла на кришку переривника з небезпечним підвищенням тиску всередині бака, що може викликати деформацію або навіть вибух бака.

Взимку при температурі зовнішнього повітря нижче  $-20^{\circ}\text{C}$  умови гасіння дуги у вимикачах, встановлених на відкритому повітрі, значно погіршуються внаслідок збільшення в'язкості масла і, як наслідок, зниження швидкості спрацьовування. Для поліпшення умов роботи масляних вимикачів при тривалих (більше доби) перепадах температури вмикають електропідігрів, який відключають при температурі вище  $-20^{\circ}\text{C}$ .

### 3.3.2 Експлуатація повітряних вимикачів

Конструктивні схеми повітряних вимикачів різні. Приклад повітряного вимикача показано на малюнку 3.3. Але загальними їх елементами є: дугогасильні пристрої та пристрої для створення ізоляційного зазору між контактами вимикача в розімкненому стані, ізоляційні конструкції, шунтуючі резистори, накопичувачі стисненого повітря, механізми системи керування.



Рисунок 3.3 – Повітряні вимикачі

Пристрої для гасіння дуги складаються з порцелянових або сталевих камер з розміщеними в них системами рухомих і нерухомих контактів. Ізоляційний зазор у повітряному вимикачі у вимкненому стані забезпечується відсіками. Після гасіння дуги в цих вимикачах їх рухливі контакти віддаляються від нерухомих на повну ізоляційну відстань.

Дугогасильні апарати і відсіки ізолювані від ґрунту фарфоровими опорними ізоляторами, в порожнинах яких проходять склопластикові повітропроводи і струна управління вентилем з ізоляційних матеріалів.

Стиснене повітря в пневматичних вимикачах виконує дві функції: гасіння дуги та керування вимикачами. Гасіння дуги відбувається за допомогою сильного потоку стисненого повітря, який направляє на контакти гасного пристрою та ефективно відновлює електричну міцність зазору між ними.

Стиснене повітря зберігається в резервуарах, розташованих на землі або в зоні високої напруги. Резервуари, розміщені на землі, зазвичай служать опорними пунктами. У резервуарах розміщені дугогасильні пристрої.

Робота повітряних вимикачів у необхідній послідовності контролюється стисненим повітрям.

Основними елементами системи управління є:

- ▶ вмикання та вимикання електромагнітів;
- ▶ пускові, проміжні та напірні клапани;
- ▶ пневмоприводи, що переміщують контакти вимикача та інших його частин;
- ▶ допоміжні контакти ланцюгів керування та механізми їх вимикання;
- ▶ ізоляційні та металеві проводи, що з'єднують окремі елементи вимикача;
- ▶ знімач ізоляції для з'єднання рухомих частин автоматичного вимикача, які знаходяться під різними потенціалами.

Повітряні вимикачі обладнані пристроями для вентиляції внутрішніх приміщень ізоляційних конструкцій і пристроями для контролю тиску стисненого повітря в резервах вимикачів.

Тиск стисненого повітря в баках вимикача контролюється електроконтактними манометрами, розташованими в розподільній шафі. За допомогою цих манометрів виконується блокування, що виключає спрацьовування вимикача при значному відхиленні тиску стисненого повітря від номінального.

Під час огляду повітряних вимикачів перевіряють фактичне положення всіх полюсів вимикача за показаннями сигнальних ламп і манометрів. Крім того, за допомогою манометрів перевіряють тиск стисненого повітря в резервуарах і його надходження на вентиляцію. Звертається увага на загальний стан повітряного вимикача; цілісність порцелянових екранів і ізоляторів, шунтуючих резисторів і ємнісних подільників напруги; ступінь забруднення поверхні порцелянових ізоляторів. Перевірте через вухо витік повітря. Контрольований нагрів контактних з'єднань шин і апаратних затискачів.

Технічне обслуговування повітряних вимикачів під час їх експлуатації полягає в наступному:

- ▶ раз на місяць видаляють конденсат, що накопичується в надземних резервуарах;
- ▶ у сезон дощів збільшується витрата повітря на вентиляцію порожніх утеплювачів;
- ▶ при зниженні температури навколишнього повітря нижче  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  вмикають електрообігрів в шафах управління опор і в розподільній шафі;
- ▶ працездатність автоматичного вимикача перевіряється контрольними випробуваннями високого тиску (принаймні 2 рази на рік) увімкнення та вимкнення.

У баки вимикачів має надходити повітря, очищене від механічних домішок. Основне очищення і осушення повітря відбувається в компресорній установці.

Надійність з'єднання порцелянових і металевих деталей багато в чому залежить від якості гумових прокладок і рівномірності розподілу зусиль при закручуванні гайок болтів уздовж виступу ізолятора. Зношені гумові ущільнювачі не мають достатньої еластичності і з часом збільшують свою залишкову деформацію. Тому, щоб запобігти пошкодженню вимикачів, двічі на рік (навесні і восени) перевіряйте і підтягуйте гвинти всіх з'єднань з прокладками. Одночасно оперативний персонал повинен візуально перевірити цілісність гумових прокладок у місцях стиків ізоляторів камер пожежогасіння, відсіків та їх опорних колон. Робота з вимикачем із затиснутими або пошкодженими пломбами не допускається.

### **3.4. Експлуатація роз'єднувачів, відділювачів та короткозамикачів**

Основним завданням роз'єднувачів є створення видимого зазору, що відокремлює ремонтване обладнання від збірних шин та інших частин установки під напругою для безпечної експлуатації. Роз'єднувачі не мають дугогасних пристроїв, що дозволяють відключати більш-менш значні струми (рисунок 3.7). Тому роз'єднувачі застосовуються для безпосереднього



відключення і включення, якщо сила струму в комутованому ланцюзі значно нижча за їх номінальний струм. Крім того, роз'єднувачі використовуються для різних видів комутації електричних ланцюгів в схемах розподільних пристроїв, наприклад, при перенесенні з'єднань з однієї системи шин на іншу.



Рисунок 3.7 – Зовнішній вигляд роз'єднувача

Зарядні струми пристроїв і шин всіх напруг невеликі, а вмикання і вимикання їх роз'єднувачами не небезпечно.

Роз'єднувачі можуть вимикати і включати дугогасильні реактори за відсутності замикань на землю в мережі, нейтралі силових трансформаторів, а також струму намагнічування трансформаторів і автотрансформаторів, зарядного струму кабельних і повітряних ліній, величини яких встановлено матеріалами вказівок Міненерго України.

Під час експлуатації до роз'єднувачів пред'являються такі вимоги:

- ▶ роз'єднувачі повинні викликати добре видимий розрив електричного кола, довжина якого повинна відповідати класу напруги електроустановки;
- ▶ при тривалій роботі з номінальним струмом контакти роз'єднувача не повинні нагріватися вище  $75^{\circ}\text{C}$ ;
- ▶ контактна система повинна мати необхідну термічну та динамічну стійкість;
- ▶ під час протікання струмів короткого замикання ножі роз'єднувачів необхідно утримувати у включеному положенні (за допомогою приводу

замикаючого пристрою, механічного або магнітного блокування). Необхідна відстань між контактами полюса роз'єднувача, що знаходиться у відкритому положенні, повинна бути надійно зафіксована за допомогою механічного блокування;

► ізоляція роз'єднувачів повинна забезпечувати надійну роботу під час дощу, ожеледі, забруднення повітря. Опорні ізолятори та ізоляційна тяга повинні витримувати механічні навантаження в процесі експлуатації;

► ножовий механізм головних роз'єднувачів повинен бути заблокований з ножами вимикача і заземлювача.

Віддільники за своєю конструкцією мало чим відрізняються від роз'єднувачів. Їх контактне розташування також не пристосоване для роботи під струмом навантаження.

Основне завдання роз'єднувачів - швидко відключити пошкоджену ділянку електричної мережі після від'єднання його з усіх боків рубильниками. Сепаратори відключають струм намагнічування трансформаторів і зарядний струм лінії. Основні ножі відсіків приводяться в рух від приводу, який забезпечує автоматичне, дистанційне і місцеве відключення, а також ручне включення. Процес відключення триває 0,5-0,3 с з моменту імпульсу відключення. Таке швидке відключення забезпечується енергією пружин, які стискаються при ручному включенні камери.



Рисунок 3.8 – Короткозамикач



Рисунок 3.9 – Опорно-штирьові ізолятори

Відділювачі використовуються на станціях без роз'єднувачів на стороні ВН. Крім відгалужень, на таких підстанціях зазвичай встановлюють автоматичні вимикачі - призначення яких полягає в швидкому створенні штучного сильного короткого замикання. У розімкненому положенні КЗ пружини його проводу накручені і він готовий до вмикання (рисунок 3.8). При подачі імпульсу від пристрою релейного захисту електромагніт відпускає замикаючу пружину і спрацьовує коротке замикання. Сепаратор відключається, коли в колі припиняється протікання струму короткого замикання. Для коректної роботи відсіку привод забезпечений блокуванням, що дозволяє вимикати його тільки після згасання струму в ланцюзі короткого замикання.

При зовнішньому огляді роз'єднувачів, роз'єднувачів і автоматичних вимикачів особливу увагу слід звертати на стан контактних з'єднань і стан ізоляції цих пристроїв. Контактні з'єднання є відповідальними і в той же час найбільш слабкими місцями роз'єднувачів і подільників.

Для опори і фіксації струмоведучих частин роз'єднувачів, подільників і короткозамикачів зовнішньої установки застосовують штирьові і стрижневі ізолятори (рисунок 3,9).

Надійність ізоляторів залежить від їх електричної та механічної міцності. Вони не повинні втрачати своїх ізоляційних властивостей під впливом мінливих погодних умов (туман, дощ, сніг, ожеледь) і повинні витримувати робочі ударні навантаження, електродинамічні сили і вагу проводів.

### 3.5. Експлуатація вимірювальних трансформаторів та трансформаторів зв'язку

Трансформатори струму призначені для передачі вимірювальної інформації через засоби вимірювання, захисту та автоматики. За допомогою трансформаторів струму первинний струм пропорційно зменшують до значень, найбільш вигідних для експлуатації (рисунок 3.10). Первинні обмотки трансформаторів струму включаються в розмикання електричного кола, а вторинні обмотки замикаються на навантаження: прилади, реле. Розмикання вторинної обмотки трансформатора струму призводить до аварійного режиму, під час якого різко зростає магнітний потік в осерді та електрорушійна сила на розімкнених затискачах.

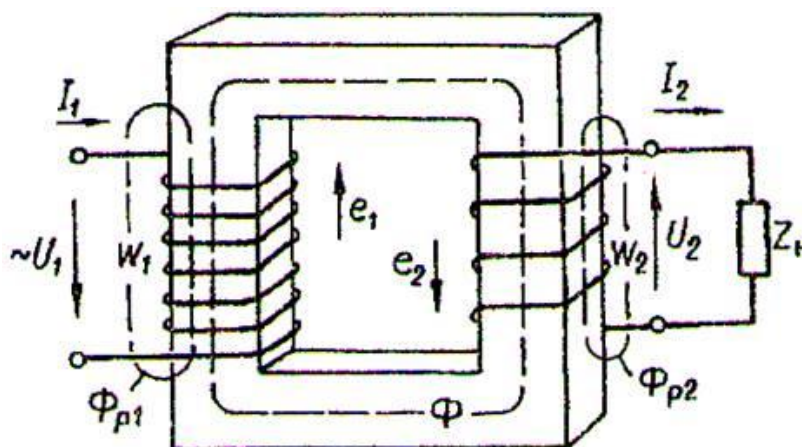


Рисунок 3.10 – Принципова схема трансформатора

Первинні обмотки трансформаторів струму ізолювані від вторинних обмоток при повній робочій напрузі. Але при пошкодженні ізоляції вживаються

заходи щодо забезпечення безпеки роботи у вторинних колах. Для цього один з кінців вторинної обмотки трансформатора струму заземлюють.



Рисунок 3.11 – Трансформатор напруги

Трансформатори напруги призначені для перетворення високої напруги в низьку стандартну напругу 100 або  $100\sqrt{3}$  В. Існують як однофазні, так і трифазні трансформатори напруги, які залежно від призначення включаються за різними схемами. Трансформатори напруги працюють в режимі, близькому до холостого ходу. Для захисту від струмів короткого замикання у вторинних колах встановлюють запобіжники або автоматичні вимикачі з електромагнітним розчіплювачем на номінальний струм 2,5 А і більше. Перегорання запобіжників або спрацювання автоматичних вимикачів контролюються звуковими сигналізаторами. Для безпеки персоналу один з висновків вторинної обмотки трансформатора напруги повинен бути заземлений.

Експлуатація трансформаторів струму і напруги полягає в періодичних оглядах: поточних ремонтах і експлуатаційних випробуваннях. Перевірка проводиться одночасно з перевіркою іншого обладнання. При перевірках звертають увагу на відсутність протікання масла в маслонаповнених пристроях через зміцнюючі шви і прокладки, рівень масла на щупі, стан і ступінь забруднення ізоляції, відсутність течі і тріщин всередині пристрою. На поверхні порцелянових ізоляторів і оболонок не повинно бути сколів і тріщин, особливо в

місцях кріплення фланців. Найчастіше тріщини з'являються в результаті механічних навантажень, що виникають в місцях з'єднання деталей з різних матеріалів при зміні температури зовнішнього повітря. У цементних швах з'являються тріщини. Проникнення води в пори і тріщини цементного шару і його замерзання призводить до виникнення додаткових механічних напруг. Запобігти цьому можна шляхом систематичного оновлення армування цементних швів і їх захисних, вологостійких покриттів. Якщо на фарфорі виявлено тріщини, вимкніть прилад і проведіть ретельний огляд і тест.

Через первинні обмотки трансформаторів струму проходять повні робочі струми з'єднань, тому необхідно стежити за станом і нагріванням контактів клем обладнання.

Дефекти приладів, що погіршують їх електричні властивості та роботу і не виявлені під час зовнішнього огляду, виявляються в рамках профілактичних оглядів. Випробування вимірювальних трансформаторів проводять, як правило, під час капітального ремонту, але не рідше одного разу на 3-8 років. Виняток становлять трансформатори струму з конденсаторною масляно-паперовою ізоляцією, які протягом двох років експлуатації перевіряють щорічно, а потім 1 раз на 3-4 роки.

### **3.6. Експлуатація шин і струмопроводів**

Збірні та приєднувальні шини для закритих розподільних пристроїв 3-10 кВ виготовляють з однієї або кількох алюмінієвих стрічок, закріплених на опорних ізоляторах. Для установок з великими струмами (понад 2000 А) використовуються шини С-профілю. Під час перепадів температури зміни довжини жорстких шин сприймаються компенсаторами - пакетами гнутих мідних або алюмінієвих стрічок (рисунок 3.12), з'єднаних послідовно з шинами. Шинопроводи виготовляють з гнучкого дроту або жорстких труб на відкритих РУ. Гнучку шину кріплять до гірлянд підвісних ізоляторів типу ПФ - 3, а в

забрудненій атмосфері до гірлянд ізоляторів з розвиненою бічною поверхнею, наприклад ПФГ.

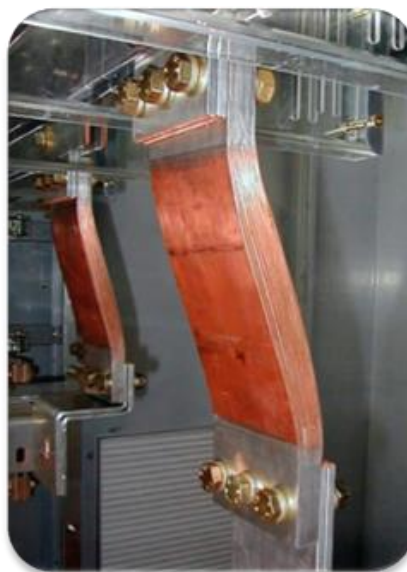


Рисунок 3.12 – З'єднувальна шина

Під час експлуатації шини не повинні нагріватися вище  $70^{\circ}\text{C}$  при температурі навколишнього середовища  $25^{\circ}\text{C}$ . Завданням служби є контроль працездатності контактних з'єднань шин і стану ізоляції. Несучі порцелянові ізолятори внутрішньої і зовнішньої установки випробовують підвищеною напругою промислової частоти, тривалість випробування 1 хв.

Не підлягають електричним випробуванням стрижневі ізолятори, що працюють на напругу 35 кВ і вище.

Стан ізоляторів, підвішених в станціях, контролюють стрижнем із змінним іскровим проміжком.



Рисунок 3.13 – Струмопровід

На електростанціях затискачі генераторів з'єднуються з одиничними трансформаторами за допомогою відкритих шин, перемичок або повних фазно-екранованих струмопроводів.

Порівняно з відкритими рейками струмопроводи мають ряд експлуатаційних переваг:

- ▶ струмопровідні частини та ізолятори захищені від пилу та атмосферних опадів;
- ▶ виключена можливість міжфазних замикань на напругу генератора;
- ▶ забезпечується безпека експлуатації.

Під час огляду струмопровідників вимірюють температуру екранів і несучих конструкцій, яка не повинна перевищувати  $50^{\circ}\text{C}$ . Металеві конструкції, що знаходяться в електромагнітному полі змінного струму навантаження, нагріваються вихровими струмами, для зменшення яких окремі ділянки екранів ізолювані один від одного гумовими прокладками. Під час ремонту перевіряється стан ізоляційних прокладок і ущільнювачів між секціями. Їх опір, виміряний мегомметром при напрузі 1000 В, має бути не менше 0,1 МОм.

Пристрої, встановлені в лініях електропередачі (ізолятори, вимірювальні трансформатори, обмежувачі та ін.), піддають електричним випробуванням відповідно до встановлених для них норм.

### **3.7. Експлуатація реакторів**

Одинарні та подвійні реактори призначені для обмеження струмів короткого замикання та підтримки напруги на шинах у разі короткого замикання за реактором. У разі короткого замикання в розподільній мережі реактор повинен забезпечувати залишкову напругу на шинах не менше  $0,7U_{\text{ном}}$ .





Рисунок 3.14 – Струмообмежувальний реактор

Секційні реактори призначені в основному для обмеження струму короткого замикання. Їх індуктивність становить 8-12%, а номінальний струм - 50-70% струму секції шини.

В установках напругою до 35 кВ поширені сухі бетонні реактори (Рисунок 3.15), що представляють собою обмотки ізольованого мідного або алюмінієвого дроту, закріпленого на бетонних опорах. До торців стійок шпильками кріпляться опорні ізолятори. Під час виготовлення стелажі просушуються та просочуються вологостійким ізоляційним лаком. Під час роботи опір ізоляції обмоток реакторів щодо штирів і фланців опорних ізоляторів перевіряють мегомметром (1000-2500)В і повинні бути не менше 100 МОм. Зниження опору бетонних стійок не становить небезпеки для реактора за нормальних умов експлуатації, але у випадку короткого замикання на висохлому бетоні може виникнути перекриття обмоток, оскільки під час роботи на реакторі буде значне падіння напруги. цього разу.

Опорні ізолятори випробовують підвищеною напругою промислової частоти.

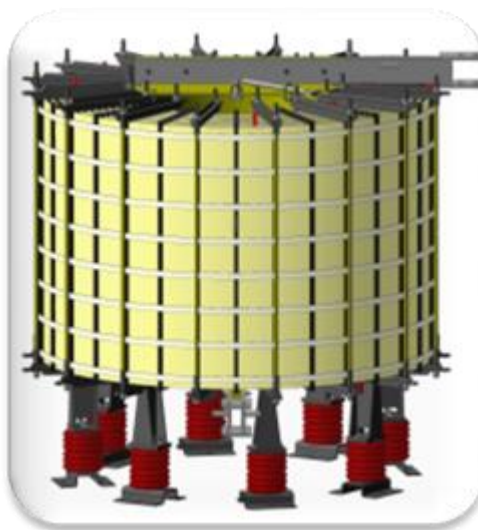


Рисунок 3.15 – Сухий бетонний реактор

Під час роботи в реакторі виділяється значна кількість тепла. Охолодження реакторів зазвичай природне. Тому необхідно забезпечити справну роботу повітропроводів охолодження та вентиляції всередині реакторів.

Під час протікання струмів короткого замикання між фазами реактора та окремими котушками всередині кожного реактора виникають електродинамічні сили. У зв'язку з цим можливі тріщини і деформації поворотів, поява тріщин в бетоні. Після усунення короткого замикання слід перевірити реакторі.

Всі випробування та ремонтні роботи на реакторах проводяться паралельно з ремонтом приєднувальних пристроїв.



Рисунок 3.13 – Дугогасний реактор

У трифазній мережі з ізольованою нейтраллю при металевому замиканні однієї з фаз на землю напруга пошкодженої фази на землю падає до нуля, а в двох інших фазах дорівнює напрузі мережі. Через місце замикання протікає струм, що дорівнює сумі ємнісних струмів непошкоджених фаз.

Коли фаза замикається на землю через велику дугу струму конденсатора, дуга заземлення є переривчастою, тобто періодично гасне та знову запалюється.

### **3.8. Експлуатація блокування та заземлюючих пристроїв**

Неправильна робота з роз'єднувачами під напругою призводить до нещасних випадків і аварій з персоналом, який бере участь у перемиканнях. Для запобігання несправностям в розподільних щитах між вимикачами і роз'єднувачами, з одного боку, і між роз'єднувачами і заземлювальними ножами, з іншого боку, встановлюють пристрої блокування.

Використовується кілька систем замків:

- ▶ прямі механічні;
- ▶ механічний замок;
- ▶ електромеханічні;
- ▶ електромагнітні;
- ▶ електричні.

Важільне блокування є безпосередньо механічним. Використовується, наприклад, в електрощитах і запобігає переміщенню візка в шафі при включеному автоматичному вимикачі.

Механічне блокування використовується в РУ з однією і двома шинами. При такому замиканні приводи вимикачів і роз'єднувачів замикаються замками, які мають один загальний ключ. Ключ знаходиться в замку увімкненого вимикача і його можна вийняти лише у вимкненому стані. При відключеному роз'єднувачі можна відкрити замки і від'єднати роз'єднувачі ліній і шин, вийнявши ключ із замка.

Електромеханічна блокування відрізняється від звичайної механічної блокування тим, що електромеханічні блокування вимикача мають електричне з'єднання з ланцюгами керування вимикачем і встановлюються не на приводі вимикача, а на щиті керування.

Електромагнітне блокування засноване на наступному принципі. Кожен виконавчий механізм роз'єднувача або двері сітчастої огорожі обладнаний замком, що блокує заблокований елемент штифтом і контактами у вигляді контактних гнізд, на які подається напруга при дозволеній роботі роз'єднувачів. Контакти можна вмонтувати в замок або використовувати контакти штепсельної розетки. Перед виконанням операцій з роз'єднувачами ключ встановлюють в контактні гнізда. Намагнічування його сердечника відбудеться тільки при наявності напруги на контактах, а це можливо тільки при правильній послідовності операцій з комутаційними пристроями.

Електрична централізація застосовується, коли роз'єднувачі і роз'єднувачі обладнані автоматичними приводами і всі операції виконуються за допомогою цих приводів. Принцип його дії полягає в тому, що напруга в кола керування роз'єднувачів подається через допоміжні контакти відповідних автоматичних вимикачів.

Блокуюча взаємодія не повинна перешкоджати під час передачі персоналу. Для виключення можливості відмикання замки опломбовані. Відмикання пристроїв зі зняттям пломб із замків допускається лише у разі явної несправності замка, засвідченої керівником робіт. Розблокування комутаційних апаратів без погодження з начальством допускається лише під час ліквідації відмов і аварій.

З метою запобігання відмовам ремонт пристроїв блокування включається в плани поточного і капітального ремонту роз'єднувачів, сепараторів і з'єднувачів. Крім того, систематичні інспекції та перевірки стану замків і переносних електромагнітних ключів захищають їх від корозії, вологи та забруднення.

Заземлювальні пристрої станцій і підстанцій складаються із штучних заземлювачі (вертикальні труби і горизонтальні смуги) і заземлювальних мереж

і проводів з'єднувальних пристроїв, призначених для заземлення із заземлювачами. Кожен елемент, що підлягає заземленню, приєднується до лінії заземлення окремим провідником. Проводи заземлення, прокладені в приміщеннях РУ, повинні бути доступні для зовнішнього огляду, під час якого перевіряються цілісність, стан з'єднань і безперервність електропроводки. Відкриті магістралі та дроти зазвичай фарбуються в чорний колір.

Опір заземлювального пристрою вимірюють амперметр-вольтметричним методом, компенсаційним і мостовим методами.

Для вимірювання використовується змінний струм, оскільки при постійному струмі в місці контакту електродів із землею (що має іонну провідність) створюється поляризаційне електромагнітне поле, яке може внести похибку в результати вимірювань.

Найпростішим є метод амперметра-вольтметра (рисунок 3.17). Для вимірювань цим методом використовуються звичайні прилади змінного струму.

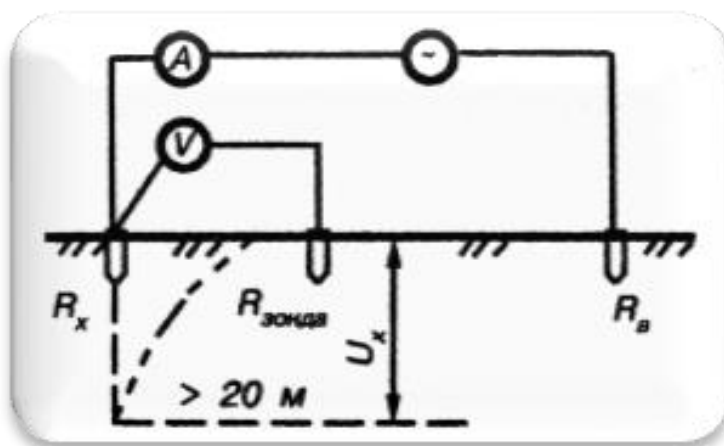


Рисунок 3.17 – Схема вимірювання опору методом амперметра-вольтметра

Регулювання струму дугогасних реакторів здійснюється одним із трьох способів:

- ▶ комутація відгалужень обмоток;
- ▶ зміною зазору в магнітній системі;
- ▶ зміна індуктивності намагнічуванням постійним струмом.

Мережі з ємнісною компенсацією струму можуть працювати при міжфазному замиканні в мережі без відключення та обмеження живлення приймачів. Однак, оскільки тривалий потік провідного струму на землю може призвести до перетворення несправності в аварію, ізоляцію замикання на землю необхідно виконати якомога швидше. Паралельно з виявленням місця пошкодження слід проводити візуальний огляд працюючих реакторів і трансформаторів, до яких вони приєднані до нульового провідника. У разі запізнення з пошуком замикання на землю персонал повинен ретельно контролювати температуру верхніх шарів масла в баку реактора, записуючи показання термометра кожні 30 хв. Максимальне підвищення температури верхніх шарів масла допускається до 100 °С.

Догляд за дугогасними реакторами мало чим відрізняється від догляду за силовими трансформаторами. Ремонт дугогасних реакторів проводиться за потреби.

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 4.1 Визначення кошторисної вартості проектованої 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%	31680	2%	1267,2	48%	30412,8	63360
2	Об'єкти основного виробничого призначення	1600-1750	70,0%	2464000	29,5%	1038400	0,5%	17600	3520000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	1,0%	80%	28160	20%	7040			35200
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	37171,2	12%	5068,8			42240
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3,0%	93%	98208	7%	7392			105600
6	Зовнішні мережі споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8%	90%	88704	10%	9856			98560
7	Упорядкування території	0,3%	100%	10560					10560
8	Тимчасові будівлі та споруди	4,0%	80%	112640	10%	14080	10%	14080	140800
9	Інші роботи та затрати	4,0%					100%	140800	9360
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%					100%	5280	624
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5%					100%	17600	936
12	Проектні і дослідні роботи	6,5%					100%	228800	15600
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1,0%					100%	35200	3120
	Всього по розділах 1-13			2871123,2		1083104		489772,8	4444000
	В т.ч. поворотні суми			143556,16					11368,5
	-5% від К <sub>БМР</sub>			2727567,04		1083104		489772,8	4300443,84

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:



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

$$k_{\text{пит}} = 5138208000 / 2440 = 1954,75 \text{ (грн/кВт)}$$

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:

$$ОФ_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}), \quad (4.2)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \times (2727567,04 - 98208) = 1577615,42 \text{ (тис.у.о.)},$$

$$ОФ_2 = K_5 = 105600 \text{ (тис.у.о.)},$$

$$ОФ_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл.5}) + K_{інш.}, \quad (4.3)$$

$$ОФ_3 = 1051743,62 + (1083104 - 7392) + 489772,8 = 2617228,42 \text{ (тис.у.о.)},$$

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	1577615,42	7	110433,08
Ф2	105600	28	29568
Ф3	2617228,42	20	523445,69
Разом	4300443,84		663446,77

#### 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:

$$Ч = \sum k_{um.i} * N_{вст.i} = 1430, \quad (4.4)$$

де  $K_{um i}$  – штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{um i}$  сумарна встановлена потужність блоків і-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	1144
ІТР	16	229
Службовці	3,5	50
МОП	0,5	7

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:

$$S_{зп} = \sum 12 * Z_i * n_i, \quad (4.5)$$

де  $Z_i$  – середня заробітна плата робітника і-ої категорії;  $n_i$  – кількість робітників і-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	1144	43929600
ІТР	229	9343200
службовці	50	2580000
МОП	7	184800

Фонд заробітної плати підприємства визначається по формулі:

$$I_{зп} = (1,57 \times (S_{зп\text{ роб.}} + S_{зп\text{ МОП}}) + 1,80 \times (S_{зп\text{ ІТР}} + S_{зп\text{ сл.}})) \times K_k \times K_b, \quad (4.6)$$

$$I_{зп} = (1,57 \times (43929600 + 184800) + 1,8 \times (9343200 + 2580000)) \times 0,7 \times 1,375 = \\ = 68385863,7 \text{ (у.о.)},$$

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);

$K_b = 1,375$  - 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:

$$C_{св} = C_{поч} + C_{зб} + C_{виг} + C_{тсв} + C_{виг} = 760 \text{ (у.о/кг)}$$

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

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

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

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

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

Річні витрати на паливо для АЕС визначаємо по наступному виразу:

$$I_{п} = \frac{100 \cdot C_{зб} \cdot E_{вир}}{24 \cdot V_{яг} \cdot \eta_{АЕС}^H} = \frac{100 \cdot 760000 \cdot 15285293,18}{24 \cdot 26000 \cdot 0,65} = 2864108190 \text{ (грн)},$$

де  $E_{вир}$  - кількість виробленої за рік електроенергії;  $V_{яг}$  - 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.

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{зп}) \cdot I_n}{100} \quad (4.8)$$

$$I_{ін} = \frac{(663446770 + 68385863,7) \cdot 10}{100} = 73183263,37$$

де  $I_n$  – 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.

$$C = I / E_{\text{відп}}, \quad (4.9)$$

$$E_{\text{відп}} = E_{\text{вир}}(1 - a_{\text{вл}}), \quad (4.10)$$

$$E_{\text{відп}} = 15285293,18 \cdot (1 - 0,05) = 14521028,52 (\text{МВт}),$$

де  $a_{\text{вл}}$  – коефіцієнт витрат на власні потреби;  $E_{\text{вир}}$  – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{3669124017}{14521028520} = 25 \text{ (коп/кВт·год)}$$

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	663446700	4,5	18
Заробітна плата	68385863,7	0,465	1,86
Паливо	2864108190	19,5	78
Інші витрати	73183263,37	0,535	2,14
Разом	1034144482	25	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	2440
Річний виробіток електроенергії	кВт год	15285293180
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,95
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	4300,44384
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	1954,75
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі	МВт* доба/т	26000
Собівартість відпущеної енергії	у.о. $10^{-2}$ . /кВт.год	25

В результаті проведення розрахунків отримані техніко-економічні показники АЕС потужністю 2440 МВт. Собівартість відпущеної електроенергії являється нормальною для даного типу станцій. Спорудження такої станції є доцільним.



## **5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **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 2440 МВт з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання, 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 2440 МВт з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання» 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 2440 МВт з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання» 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:

$t \leq -36$  °C, за будь-якого значення  $v$ ;

$t = -35 \dots -26$  °C при  $v \geq 1,5$  м/с;

$t = -25 \dots -16$  °C при  $v \geq 2,5$  м/с;

$t = -15 \dots -10$  °C при  $v \geq 3,5$  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/	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/м<sup>3</sup>.

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 <sup>3</sup>	
	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:  $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$ ;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

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

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

- число вертикальних заземлювачів:  $n_e = 20 \text{ шт}$ ;

- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_e = 5 \text{ м}$ .

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос  $40 \times 4 \text{ мм}$  та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром  $20 \text{ мм}$ .

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_e = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 60 = 10;$$

$$a / l_e = 5,6 / 5 = 1,12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ м};$$

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;

$L_r, L_B$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (5.2)$$



$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.3)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$\frac{h - t}{l_g} = \frac{2 - 0,5}{5} = 0,3.$$

$$L_e + L_g = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що  $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$ .

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{uu} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{з.дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори»  $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом}$ ;

– фундаменти опор  $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$ .

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,331 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,331 \cdot 1,5 + 1,331 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

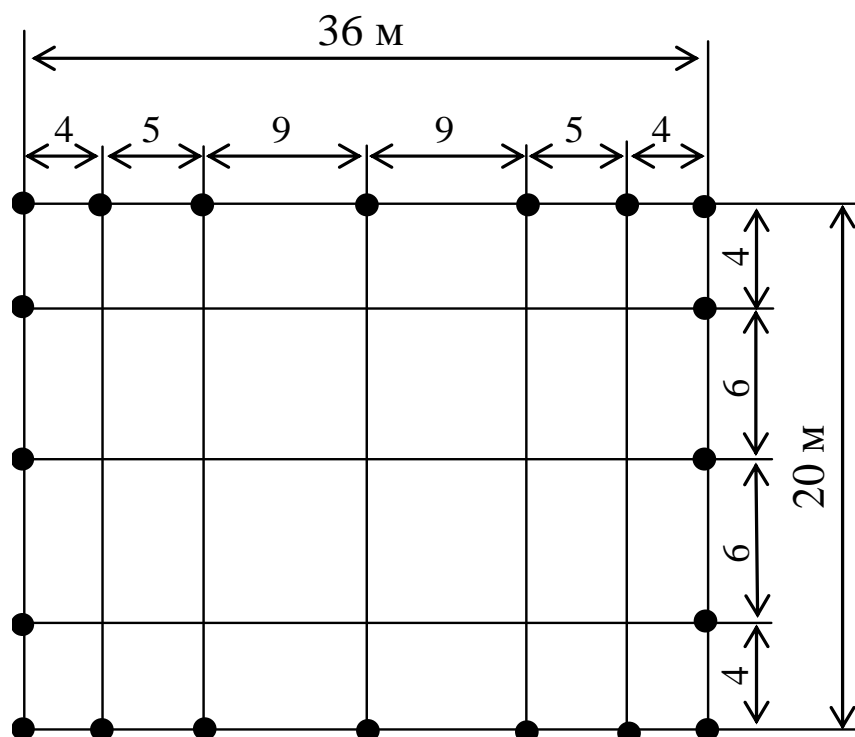


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме  $R'_z = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{z \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$ . і може бути встановлений на ВРУ-220 кВ.

### 5.7 Пожежна безпека

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

Основним етапом із забезпечення пожежної безпеки на АЕС є підготовка персоналу [8]:

Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік проходить спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах.

Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

На АЕС регулярно проводяться протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території ВРУ встановлено пожежні щити. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лопи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 220 кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії.

Площа захисного пристрою становить  $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$ ; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити  $h_x = 13 \text{ м}$ ; висота блискавковідводу  $h = 21 \text{ м}$ .

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною  $L_1 = 35 \text{ м}$ , і шириною  $L_2 = 11,1 \text{ м}$ , рисунок 5.2. Показуємо розрахунок для однієї частини.

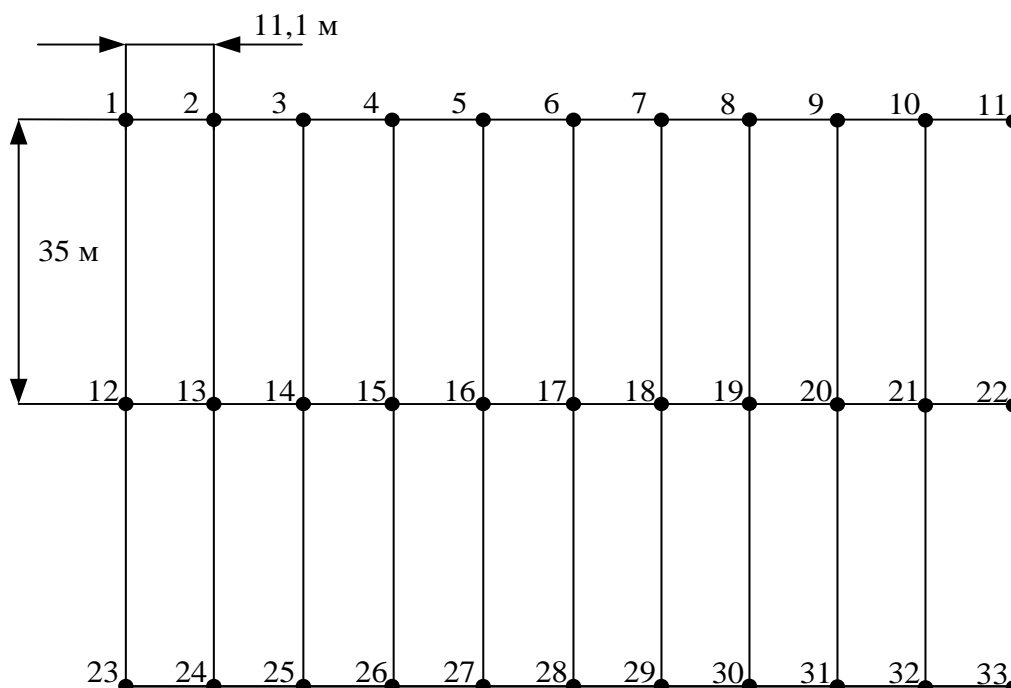


Рисунок 5.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ-220 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу  $h \leq 60 \text{ м}$ ;
- $r_x$  – радіус зони захисту одного БВ, м:

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

(5.4)

–  $h_0$  – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2} \quad (5.5)$$

–  $b_x$  – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (5.6)$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 13 \text{ (м)}; \quad h = 21 \text{ (м)}; \quad L_1 = 35 \text{ (м)}; \quad L_2 = 11,1 \text{ (м)}; \quad L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м)}.$$

Таблиця 5.3 – Розрахунки отриманих величин

	$L_1$ , м	$L_2$ , м	$L_3$ , м
$r_x$ , м	7,125	7,125	7,125
$h_0$ , м	18,614	20,76	18,379
$b_x$ , м	7	13,35	6,387

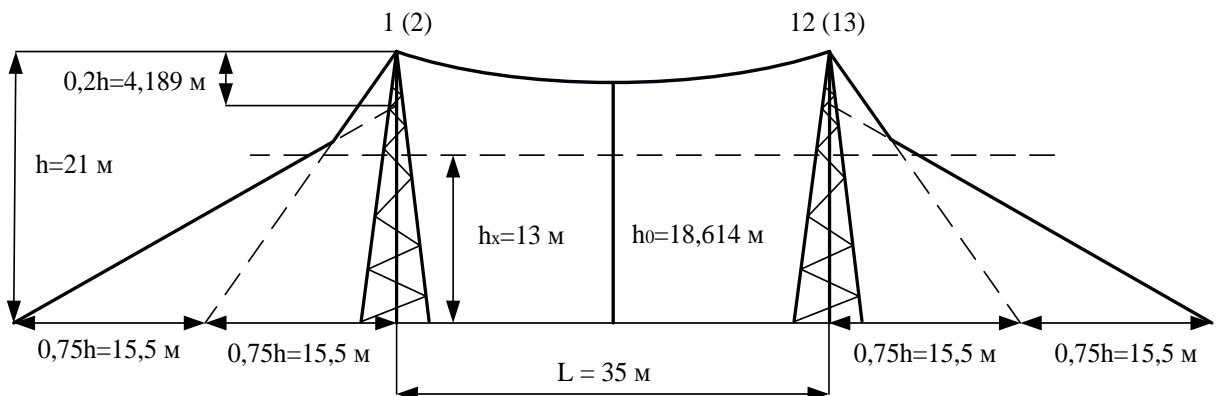


Рисунок 5.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

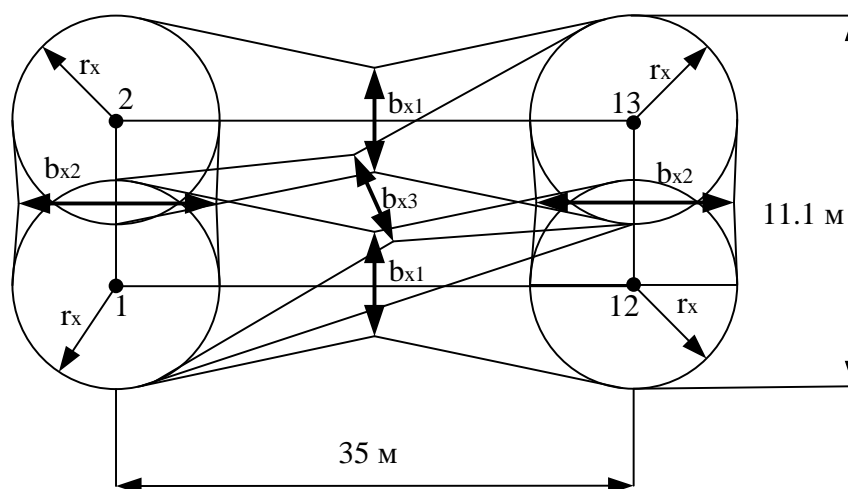


Рисунок 5.4 – Зони захисту ВРУ 220 кВ блискавковідводами, вид зверху

## 5.8 Оцінка стійкості роботи АЕС 2440 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, сілі, повені, затори;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сілі, 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 2440 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	$D_{гр}, P$	$D_{гр}, P$	№
1	Блок управління автоматизованою дільницею №1	Резистори (ЯС4)	$10^6$	$10^3$
		Фотодіоди (ФДК-142-01)	$10^3$	
		Конденсатор (К32)	$10^5$	
		мікросхеми ТТЛ	$10^4$	
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,  $D_{гр}=10^3 P$ .

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_{II}})}{K_{\text{пос.в.п}}}, (\text{мР});$$

де  $K_{\text{посл}}$  - коефіцієнт послаблення, 1

$t_k$  - час початку опромінення, 1 год

$t_{II}$  - 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:

$$t_{\text{доп}} = \left( \frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 [\text{год}]$$

(6.2)

$$t_{\text{доп}} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,6 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,6} \right)^2 = 12033,14 (\text{год}),$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{зр}} = 10^3 < D_M = 3841,64.$$

Висновок. Так як  $D_{\text{зр}} = 10^3 < D_M = 3841,64$ , то для забезпечення стійкості роботи  $K_{\text{посл}}$  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 2440 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 2440 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 дві реакторні установки 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 два турбогенератори типу ТВВ-1000-2УЗ ( $P_{\text{ном}} = 1000$  МВт).

Було обрано структурну схему. Для встановлення прийнято два блочних трансформатори типу ОРЦ-417000/750 та два типу ТДЦ-250000/220; для зв'язку між РП СН та РП ВН передбачено два автотрансформатори типу 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: два типу ТРДНС-63000/35 та два трансформатори типу ТДНС-16000/35 і двох резервних трансформаторів ТРДН-63000/220 та 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 2 ПЛЕП, живлення місцевих споживачів – на напрузі 220 кВ через 5 ліній.

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 контрольновимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.

В роботі досліджені особливості експлуатації комутаційного електрообладнання, здійснено економічне обґрунтування вартості проектованої електростанції та досліджені питання охорони праці та безпека в надзвичайних ситуації.

## 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. Юнеєва 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](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 CO<sub>2</sub> / 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 охоророною 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 охоророною 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 КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина атомної електростанції потужністю 2440 МВт з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

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

## Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 82,2% Схожість 17,8%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я.  
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи

(підпис)

Кибалка О.Ю.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

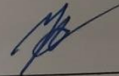
Сікорська О.В.  
(прізвище, ініціали)

## ДОДАТОК Б

## Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В.О.  
(наук. ст., вч. зв., інц. та призв.)

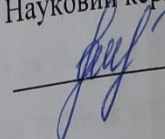
(підпис)

" 20 " 03 2023 р.

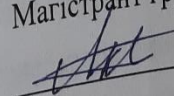
## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ  
ПОТУЖНІСТЮ 2440 МВт з АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ  
КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ  
08-21.МКР.005.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., ст.викладач

  
Сікорська О.В.

Магістрант групи ЕС-21 мз

  
Кибалка О.Ю.

Вінниця 2023 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків теплових електростанцій України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації обладнання. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих ТЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ № 68 від 20 березня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проектування електричної частини електричної частини атомної електростанції потужністю 2440 МВт з аналізом особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання;

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 теплової станції у центральному регіоні України.

технічне завдання: проектування атомної електростанції потужністю 2440 МВт, на якій встановлено дві реакторні установки 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 два 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	14.03.23	16.03.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування АЕС потужністю 2440 МВт	17.03.23	18.03.23	
3	Електротехнічна частина	19.03.23	05.04.23	
4	Аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання	06.04.23	30.04.23	
5	Економічна частина	01.05.23	10.05.23	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.05.23	16.05.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.05.23	29.05.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	30.05.23	31.05.23	
	Рецензування МКР	01.06.23	02.06.23	
	Захист МКР	06.06.23	-	

### 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.

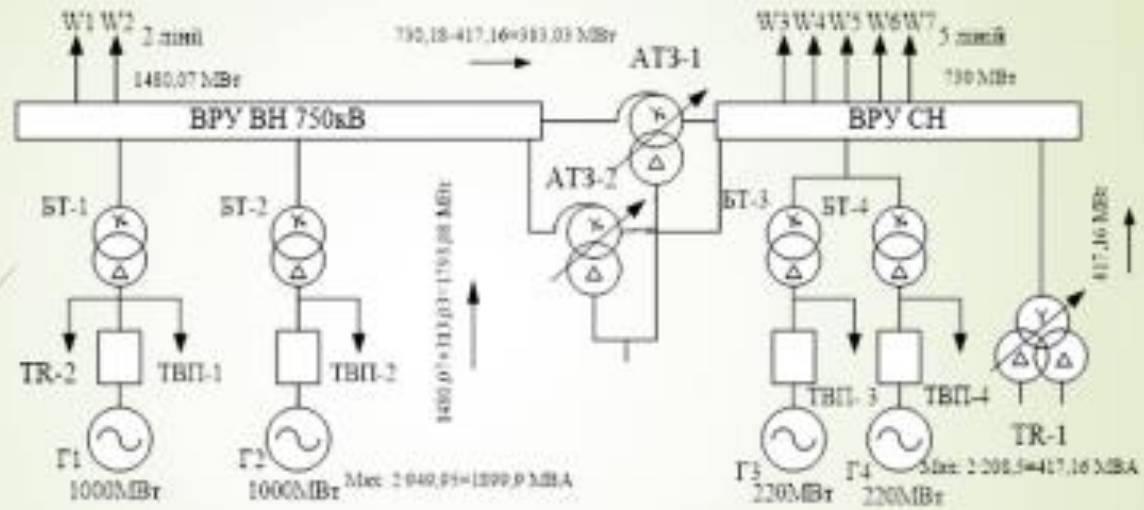
Магістерська кваліфікаційна робота на  
тему:

**«Електрична частина атомної електростанції потужністю  
2440 МВт з аналізом особливостей експлуатації  
комутаційного електрообладнання»**

Виконав: студент 2го курсу групи ЕС-21 мз  
спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
освітня програма «Електричні станції»  
Кибалка Олексій Юрійович

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС  
Сікорська О. В.

## Структурна схема АЕС



2

Рисунок 1 – Структурна схема станції

## Схеми ВРУ 220 кВ та 750 кВ

3

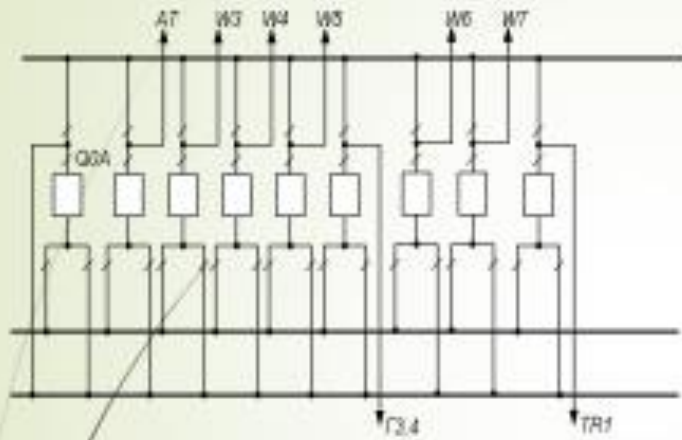


Рисунок 2 – Схема ВРУ-220 кВ

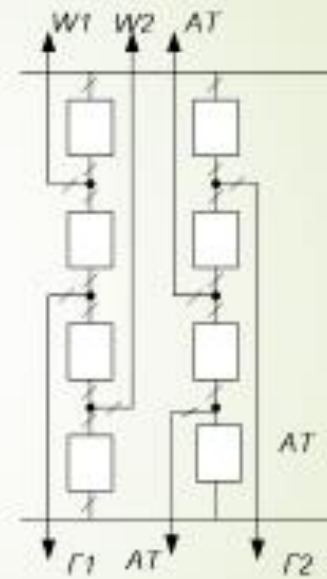


Рисунок 3 – Схема ВРУ-750 кВ

4

**Наступні основні вимоги, що застосовуються до обладнання та приміщень РУ будь-якої напруги:**

- обладнання РУ за паспортними даними повинно відповідати умовам роботи як в номінальному режимі, так і в умовах короткого замикання. Пристрої і шини повинні мати необхідну термічну і динамічну стійкість;
- ізоляція обладнання повинна витримувати можливі стрибки напруги під час атмосферних і внутрішніх навантажень;
- всі пристрої повинні надійно працювати при допустимих перевантаженнях;
- територія електростанції повинна бути безпечною та комфортною під час експлуатації обладнання персоналом у всіх можливих режимах роботи, а також під час ремонту;
- на території РУ повинні бути засоби захисту та протипожежні засоби. Вікна в закритих РУ повинні бути щільно закриті, а отвори в стінах - закриті для запобігання проникненню в приміщення тварин і птахів. Покрівля повинна бути придатною для використання;
- температуру і вологість повітря в приміщеннях ЗРУ необхідно підтримувати таким чином, щоб ізоляція не намокала. У закритому РУ температура не повинна перевищувати 40°C. Вентиляція приміщення повинна бути достатньо ефективною;
- всі приміщення РУ повинні мати робоче та аварійне електроосвітлення.

5

Під час експлуатації до роз'єднувачів пред'являються такі вимоги:

- ▶ роз'єднувачі повинні викликати добре видимий розрив електричного кола, довжина якого повинна відповідати класу напруги електроустановки;
- ▶ при тривалій роботі з номінальним струмом контакти роз'єднувача не повинні нагріватися вище  $75^{\circ}\text{C}$ ;
- ▶ контактна система повинна мати необхідну термічну та динамічну стійкість;
- ▶ під час протікання струмів короткого замикання ножі роз'єднувачів необхідно утримувати у включеному положенні (за допомогою приводу замикаючого пристрою, механічного або магнітного блокування). Необхідна відстань між контактами полюса роз'єднувача, що знаходиться у відключеному положенні, повинна бути надійно зафіксована за допомогою механічного блокування;
- ▶ ізоляція роз'єднувачів повинна забезпечувати надійну роботу під час дощу, ожеледі, забруднення повітря. Опорні ізолятори та ізоляційна тяга повинні витримувати механічні навантаження в процесі експлуатації;
- ▶ ножовий механізм головних роз'єднувачів повинен бути заблокований з ножами вимикача і заземлювача.

## Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

6

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$ ;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:  
 $\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;       $\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;
- глибина закладення заземлення:  $t = 0,5 \text{ м}$ ;
- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 \text{ м}$ ;
- число вертикальних заземлювачів:  $n_v = 20 \text{ шт}$ ;
- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_v = 5 \text{ м}$ .

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос  $40 \times 4 \text{ мм}$  та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром  $20 \text{ мм}$ .

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = r/n_v = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м.}$$

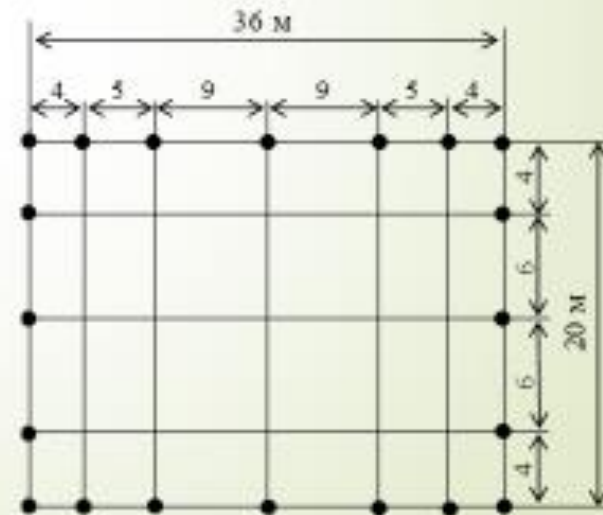


Рисунок 4 – План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ



## Техніко-економічні показники станції

7

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	2440
Річний виробіток електроенергії	кВт год	15285293180
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,95
Кашторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	4300,44384
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	1954,75
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі	МВт* доба/т	26000
Собівартість відпущеної енергії	у.о. $10^{-3}$ /кВт.год	25

Таблиця 1 – Основні техніко-економічні показники КЕС

8

**Дякую за увагу!**