


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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«Проектування електричної частини атомної електростанції з  
дослідженням комутаційного обладнання»**


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

  
Атаманчук О.В.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС  
  
Вишневський С.Я.  
(прізвище та ініціали)

«14» грудня 2022 р.


Опонент:

  
к.т.н., доцент каф. ЕСС ЕА1 Войтовик В.В.  
(прізвище та ініціали)

«19» 12 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

«14» грудня 2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 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.

*[Підпис]*  
14 березня 2022 року

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

Атаманчук Олександр Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання»

керівник роботи к.т.н., ст. викладач ЕСС Вишневський С.Я.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 14 грудня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 260 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1850 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 700 МВт; номінальна потужність системи 20000 МВА; номінальний опір системи 0,1 в.о.; номінальна напруга системи 750кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Релейний захист і автоматика. 4. Дослідження комутаційного обладнання. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 6. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.










5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Головна схема електричних з'єднань станції. 2. План та поперечний розріз ВРУ-330 кВ. 3. Схема власних потреб 6 і 0,4 кВ. 4. Схема установки постійного струму. 5. Релейний захист ЛЕП 330 кВ. 6. Спеціальна частина. 7. Техніко-економічні показники станції.

## 6. Консультанти розділів роботи

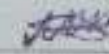
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневецький С.Я., к.т.н., ст. викладач кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О.Є. к.т.н., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 14.11.2022
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.22	 14.12.22

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2022 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

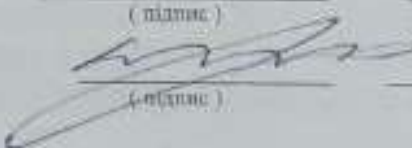
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр мі
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.22	22.09.22	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	23.09.22	25.09.22	
3	Електротехнічна частина	26.09.22	10.11.22	
4	Дослідження комутаційного обладнання	11.11.22	20.11.22	
5	Розрахунок релейного захисту та автоматики	21.11.22	30.11.22	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.22	05.12.22	
7	Техніко-економічна частина	06.12.22	10.12.22	
8	Оформлення пояснювальної записки	11.12.22	13.12.22	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	13.12.22	14.12.22	

Студент

  
(підпис)

Атаманчук О.В.

Керівник роботи

  
(підпис)

Вишневецький С.

## **АНОТАЦІЯ**

Атаманчук О.В. Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2022 – 154 с./ На Укр. мові. Рис. 47 , таб 37 , бібліогр. 29 назв.

В роботі проведено проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання

Проведений аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал, що обслуговує обладнання електростанції.

## **ANNOTATION**

Atamanchuk O.V. Design of the electrical part of a nuclear power plant with the study of switching equipment Master's thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2022 – 154 p./ Fig. 47, tab 37, bibliography. 29 names

In the work, the design of the electrical part of the nuclear power plant with the study of the switching equipment was carried out

The analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the power plant equipment was carried out.

## ЗМІСТ

Вступ.....	6
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту.....	8
2 Електротехнічна частина.....	10
2.1 Графіки електричних навантажень станції.....	10
2.2 Вибір основного обладнання.....	17
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції.....	19
2.4 Система власних потреб електростанції.....	32
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання.....	34
2.6 Розрахунок термічної дії струмів КЗ.....	54
2.7 Вибір струмоведучих частин.....	57
2.8 Вибір комутаційного обладнання.....	66
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	68
2.10 Вибір розрядників та високочастотних загороджувачів.....	74
2.11 Вибір установки постійного струму.....	75
3 Релейний захист та автоматика.....	79
3.1 Вибір системи оперативного управління АЕС.....	79
3.2 Вибір системи дистанційного управління.....	80
3.3 Система сигналізації.....	81
3.4 Автоматика і блокування.....	81
3.5 Зв'язок.....	82
3.6 Телемеханіка.....	83
3.7 Засоби РЗ і автоматики.....	83
3.8 Вибір робочого та пускорезервного трансформатора ВП.....	84
3.8.1 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором.....	85
3.9 Захист від багатозазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора.....	87
3.10.Захист від замикань між витками однієї фази обмотки статора.....	89
3.11 Захист від замикань на землю в обмотці статора.....	89
3.12 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.....	90

3.13	Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень.....	91
3.14	Захист ротора від перевантаження струмом збудження.....	92
3.15	Тимчасовий додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним будником.....	92
3.16	Захист від асинхронного режиму при втраті збудження.....	93
3.17	Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора.....	94
3.18	Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора.....	95
3.19	Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від між фазних КЗ в обмотці статора турбогенератора.....	95
3.20	Захист від замикань всередині кожуха трансформатора.....	95
3.21	Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтралями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю.....	96
4	Аналіз комутаційного обладнання.....	98
4.1	Розробки виробників елегазових комутаційних електричних апаратів..	98
4.2	Аналіз різних типів сучасних вакуумних вимикачів .....	113
5	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях.....	124
5.1	Нормативна база.....	124
5.2	Санітарно-гігієнічні показники елегазу.....	126
5.3	Вимоги до кваліфікації персоналу з обслуговування та ремонту елегазового обладнання.....	131
5.4	Засоби захисту персоналу.....	133
5.5	Розрахунок заземлення для впр високої напруги.....	134
5.6	Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги.....	136
5.7	Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.....	138

5.8 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕС у надзвичайних ситуаціях.....	139
6 Розрахунок техніко-економічних показників АЕС.....	142
6.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування данної станції.....	142
6.2.Визначення кошторисної вартості проектованої АЕС.....	143
6.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	145
6.3.1 Амортизація основних фондів.....	145
6.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	147
6.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати .....	148
6.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	149
6.4 Аналіз отриманих результатів.....	149
Висновки.....	150
Література.....	152
Додатки.....	155



## ВСТУП

**Актуальність теми.** Станом на 2007 енергетичні ядерні реактори працювали в 31 країні світу. Найбільше ядерна енергетика розвинута в країнах з великими об'єднаними електричними мережами. Ядерна енергетика США найпотужніша у світі, 28 % від світового виробництва. Далі йдуть Франція з 18 % та Японія з 12 %. У 2007 році в світі працювало 439 ядерних реакторів із загальною потужністю 351 ГВт.

За оцінками МАГАТЕ від 2008, доля ядерної енергетики залишатиметься до 2030-го в межах від 12,4 % до 14,4 % світового виробництва енергії[7].

Станом на 2021 рік більше 30 країн виробляють електроенергію за допомогою атомних електростанцій, на які припадає 15% виробництва електрики в світі. У Франції близько 80% електроенергії виробляється атомними електростанціями. Значне зростання цін на нафту, що сталося в 2010-ті роки, змусило вкладати значні кошти в атомну енергетику. Такі країни, як США, Індія і Китай, вкладають мільярди доларів в будівництво АЕС. [1].

Отже, дослідження та аналіз методів проектування ЕС є актуальною науково-прикладною задачею.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання.

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

- техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС;
- дослідження існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань АЕС;
- вибір схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї;
- дослідження комутаційного обладнання;

розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є електрична частина електричної станції та турбогенератори

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій а також аналіз комутаційного обладнання.

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

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає у проектуванні електричної частини АЕС, з дослідженням комутаційного обладнання.

**Практичне значення отриманих результатів** полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішена задача підвищення ефективності функціонування локальних електричних мереж, що полягає у проектуванні АЕС з дослідженням комутаційного обладнання.

Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена шляхом проведення розрахунків.

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

## 1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Атомна енергетика сьогодні забезпечує нас найдешевшою електроенергією. Вона втричі дешевша за вироблену на теплових станціях і в сім разів дешевша за електроенергію, яку отримують від сонячних і вітрових станцій. У багатьох країнах спробували відмовитися від розвитку атомної енергетики в надії, що її замінять відновлювані джерела. Але досвід Каліфорнії в США та Німеччини в останню зиму показав, що в разі різкого падіння виробництва через погіршення погодних умов альтернативні види енергетики забезпечити потребу, що зростає, не можуть. Тому сьогодні у світі знову спостерігається підвищення інтересу до розвитку АЕС — надійного джерела енергії, що не залежить від добової та сезонної нерівномірності виробництва.

Річ у тім, що встановлення нових реакторів дасть потужний поштовх розвитку вітчизняної атомної енергетики. Це не тільки нові робочі місця, а й підвищення культури виробництва, розвиток нашого машинобудування. На мій погляд, треба починати з використання наявних майданчиків на чотирьох українських АЕС — Запорізькій, Рівненській, Південно-Українській та Хмельницькій. Наявність інфраструктури, доріг і кадрів значно здешевить будівництво.

Програма співробітництва з американцями включає також будівництво АЕС малої потужності. Мається на увазі використання реакторів потужністю до 300 МВт. У світі нині розробляється понад 60 проектів таких установок.

Найбільш просунутими і близькими до впровадження є проекти американських фірм NuScale Power і Holtec International. У разі підземного розташування реакторної установки істотно підвищується безпека і знижується вартість, оскільки можна відмовитися від цілої низки систем безпеки. Наземні реактори треба встановлювати з герметичною й дуже міцною оболонкою, здатною витримати падіння літака. Високий ступінь безпеки дає змогу розміщувати сучасні реактори поблизу великих міст. Роботи з монтажу реакторів зазвичай ведуться країною-інвестором, тобто фахівцями зі США, а наземну частину бажано взяти на

себе Україні. Дві третини необхідного устаткування сьогодні може бути вироблено на вітчизняних підприємствах. Це теж дуже важливо, тому що йдеться про випуск сучасного високотехнологічного обладнання.

Крім того, коли розвиток атомної енергетики у світі трохи загальмувався, багато країн втратили фахівців, традиції, налагоджені зв'язки поставок усього необхідного для нормальної роботи АЕС. У Великій Британії, наприклад, спостерігається істотна втрата компетенцій, що призводить до збільшення строку й, відповідно, здорожчання будівництва блоків АЕС.

Україна поки що зберегла кадри атомників. Це найцінніший людський потенціал. І тому за правильного підходу, виконуючи умови підписаного меморандуму, ми можемо дуже ефективно працювати і стати країною, що забезпечує електроенергією, виробленою на АЕС, не тільки себе, а й інші держави.

Саме так веде сьогодні свою політику на енергетичному ринку Франція. Вона поставляє електроенергію в Італію, Швейцарію, Німеччину, Велику Британію на три мільярди євро щорічно.

Готова експортувати електроенергію на європейський ринок і Білорусь. Там підготовку кадрів для АЕС відповідно до державної програми зосередили в чотирьох вузах. Усі студенти до введення Білоруської АЕС в експлуатацію проходили виробничу практику на об'єктах, розташованих в інших країнах. Наприклад, знайомилися з дослідницьким реактором у Відні. Наш потенціал у цьому напрямі не поступається французькому й набагато перевершує білоруський.

При МАГАТЕ створена Регіональна мережа «Освіта й підготовка фахівців в галузі ядерних технологій» STAR-NET». До неї входить 15 університетів з восьми країн, у тому числі Казахстану, Білорусі, Узбекистану, Польщі, Азербайджану. Україну в цій мережі представляє Вінницький національний технічний університет. Діяльність мережі базується на прагненні до вироблення погоджених підходів до ядерної освіти й реалізації конкретних проектів [2].

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Графіки електричних навантажень станції

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії.

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

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

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

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

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні  $\Delta P_1$ , що не залежать від струму навантаження, та змінні  $\Delta P_2$ , що пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

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

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

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

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

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

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

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

де  $\Delta P'_2 = 0,06$ .

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

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

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

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

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P_1'' \cdot P_{c \max}, \quad (2.5)$$

де  $\Delta P_1'' = 0,02$ .

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P_2'' \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}, \quad (2.6)$$

де  $\Delta P_2'' = 0,14$ .

Потужність, яка віддається до шин РП, МВт:

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

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

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

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

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

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

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

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

$P'_{ВП} = 6\%$  (табл. 1.2 [4]);

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

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

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

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 0 – 6 год. в зимовий період.

Навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100} = \frac{65 \cdot 700}{100} = 455 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max} = 0,01 \cdot 700 = 7 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}} = 0,06 \cdot \frac{455^2}{700} = 17,745 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП місцевого району:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = 455 + 7 + 17,745 = 479,745 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку споживає енергосистема:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100} = \frac{55 \cdot 1850}{100} = 1017,5 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max} = 0,02 \cdot 1850 = 37 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}} = 0,14 \cdot \frac{1017,5^2}{1850} = 78,3475 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП системи:

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = 1017,5 + 37 + 78,3475 = 1132,85 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t} = 479,745 + 1132,85 = 1612,593 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{ВП.t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{сст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.max}}{100} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{1612,593}{2880} \right) \cdot \frac{5 \cdot 2738,153}{100} = 100,758$$

(МВт).

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} = 1612,593 + 100,758 = 1713,351 \text{ (МВт)}.$$

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Дані заносимо в таблицю 2.1.

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

Години доби, год.		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	зима	65	70	95	95	80	85	80	70
	літо	65	70	85	90	75	80	75	70
Навантаження місцевого району, МВт	зима	455	490	665	665	560	595	560	490
	літо	455	490	595	630	525	560	525	490
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	7	7	7	7	7	7	7	7
	літо	7	7	7	7	7	7	7	7
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	17,745	20,58	37,905	37,905	26,88	30,345	26,88	20,58
	літо	17,745	20,58	30,345	34,02	23,625	26,88	23,625	20,58
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	479,745	517,58	709,905	709,905	593,88	632,345	593,88	517,58
	літо	479,745	517,58	632,345	671,02	555,625	593,88	555,625	517,58
Навантаження системи, %	зима	55	65	95	90	85	80	90	70
	літо	50	60	90	90	80	75	85	65
Навантаження системи, МВт	зима	1017,5	1202,5	1757,5	1665	1572,5	1480	1665	1295
	літо	925,00	1110,00	1665,00	1665,00	1480,00	1387,50	1572,50	1202,50
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	37	37	37	37	37	37	37	37
	літо	37	37	37	37	37	37	37	37
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	78,3475	109,4275	233,7475	209,79	187,1275	165,76	209,79	126,91
	літо	64,75	93,24	209,79	209,79	165,76	145,6875	187,1275	109,4275
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	1132,848	1348,928	2028,248	1911,79	1796,628	1682,76	1911,79	1458,91
	літо	1026,75	1240,24	1911,79	1911,79	1682,76	1570,188	1796,628	1348,928
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	зима	1612,593	1866,508	2738,1525	2621,695	2390,5075	2315,105	2505,67	1976,49
	літо	1506,495	1757,82	2544,135	2582,81	2238,385	2164,0675	2352,253	1866,508
Витрата на власні потреби, МВт	зима	100,7581	108,0004	132,86179	129,54014	122,946113	120,7954515	126,2308	111,1373
	літо	97,73194	104,9003	127,32794	128,43105	118,607211	116,4874962	121,855	108,0004



Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	1713,351	1974,508	2871,0143	2751,2351	2513,45361	2435,900451	2631,901	2087,627
	літо	1604,227	1862,72	2671,4629	2711,241	2356,99221	2280,554996	2474,107	1974,508

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

$$E_P = 2101582,5 + 1006952 + 986891,7 + 1944825 + 963275,8 + 919924 + 900575,1 + 891539,6 + \\ + 857945,1 + 830122 + 1528143 + 722669,9 + 1437442 + 678030,2 + 1881259 + 1751816 = \\ = 19402992,625 (\text{МВт} \cdot \text{год});$$

– встановлена потужність ЕС:  $P_{вст} = 2 \times 440 + 2 \times 1000 = 2880$  (МВт);

– середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_P}{T} = \frac{19402992,625}{8760} = 2214,953 \text{ (МВт)}; \quad (1.13)$$

– коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} = \frac{2214,953}{2871,014} = 0,771; \quad (2.14)$$

– коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}} = \frac{2214,953}{2880} = 0,769; \quad (2.15)$$

– число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = \frac{E_P}{P_{\max}} = \frac{19402992,625}{2871,014} = 6758,236 (\text{год}); \quad (2.16)$$

– число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_P}{P_{вст}} = \frac{19402992,625}{2880} = 6737,15 \text{ (год)}; \quad (2.17)$$

– коефіцієнт резерву:

$$K_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{\max}} = \frac{2880}{2871,014} = 1,003 \quad (2.18)$$

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

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 2.1. Спочатку складаємо графік потужності по даним для зимового періоду, після цього по даним для літнього

періоду. По вертикальній вісі відкладаємо величину потужності для даного періоду, а по горизонтальній – тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість замірюється в годинах.

За цим же принципом складаємо графіки навантажень, тобто потужності, що віддається в систему (для зимового та літнього періоду) і графік потужності, що виробляється генераторами ЕС (для зимового та літнього періоду).

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

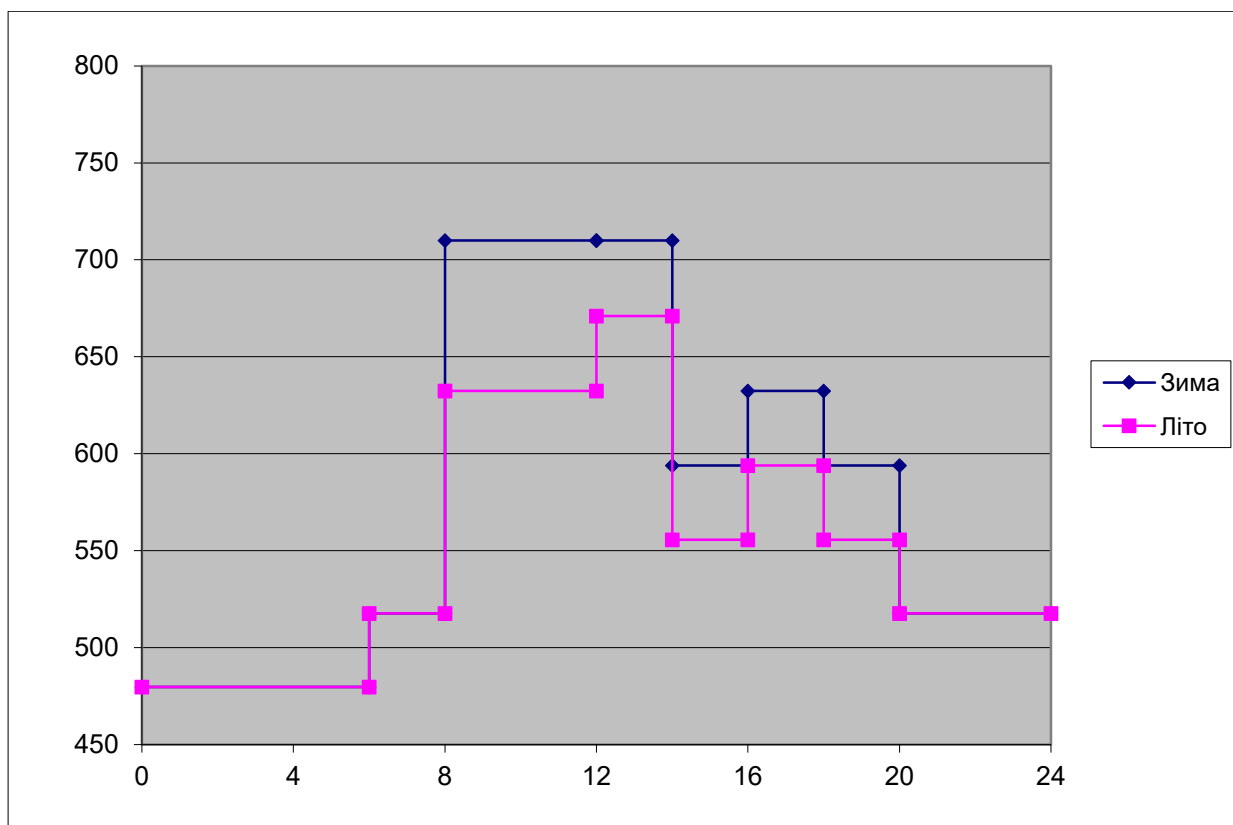


Рисунок 2.1 – Графік потужностей що віддаються в місцевий район.

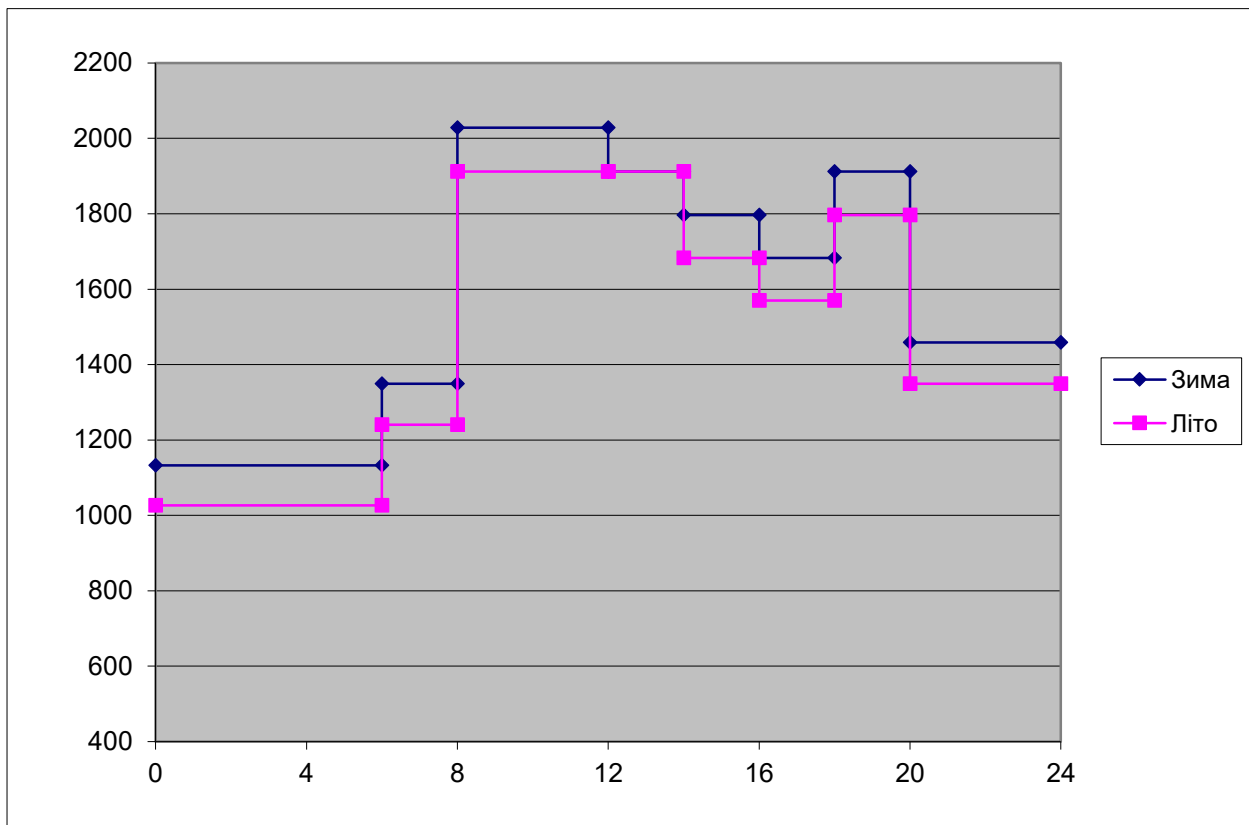


Рисунок 2.2. Графік потужностей що віддаються в систему.

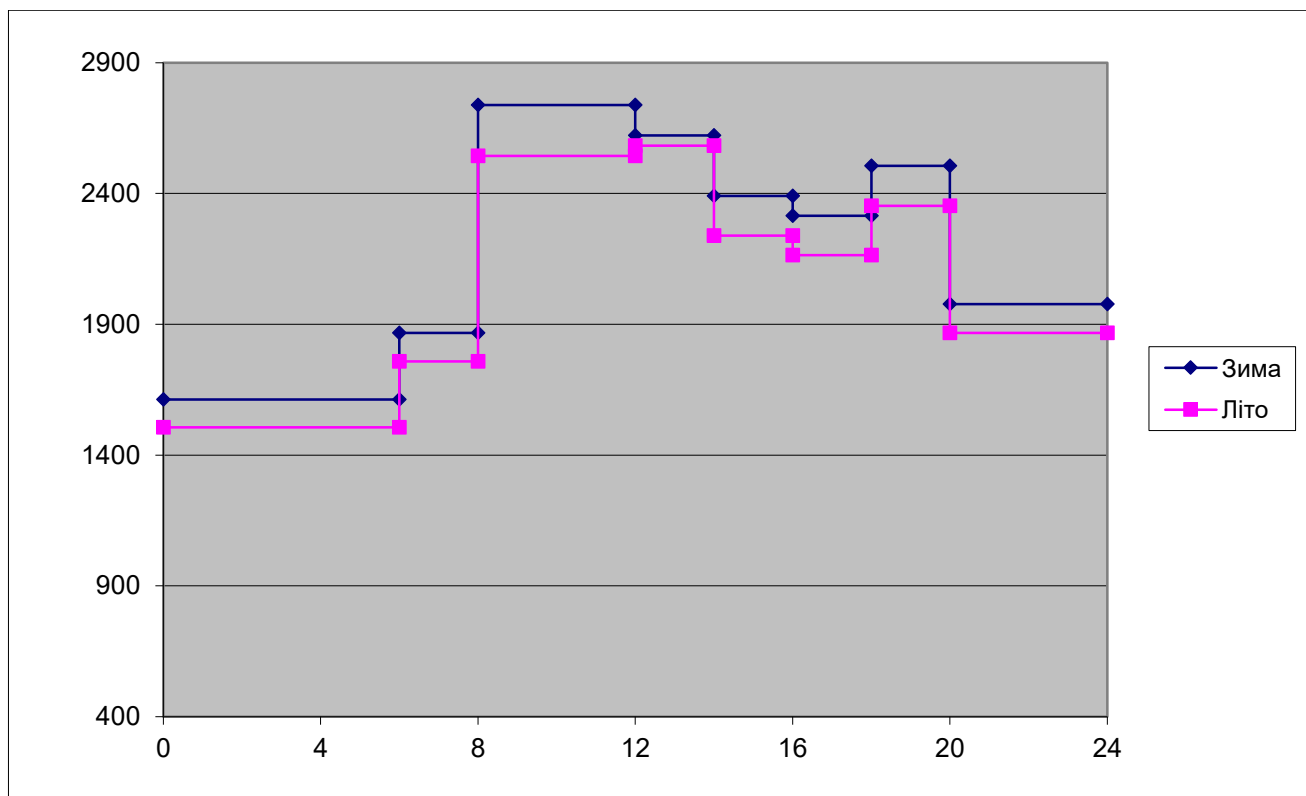


Рисунок 2.3.Графік Сумарної потужності, що віддається з шин станції.

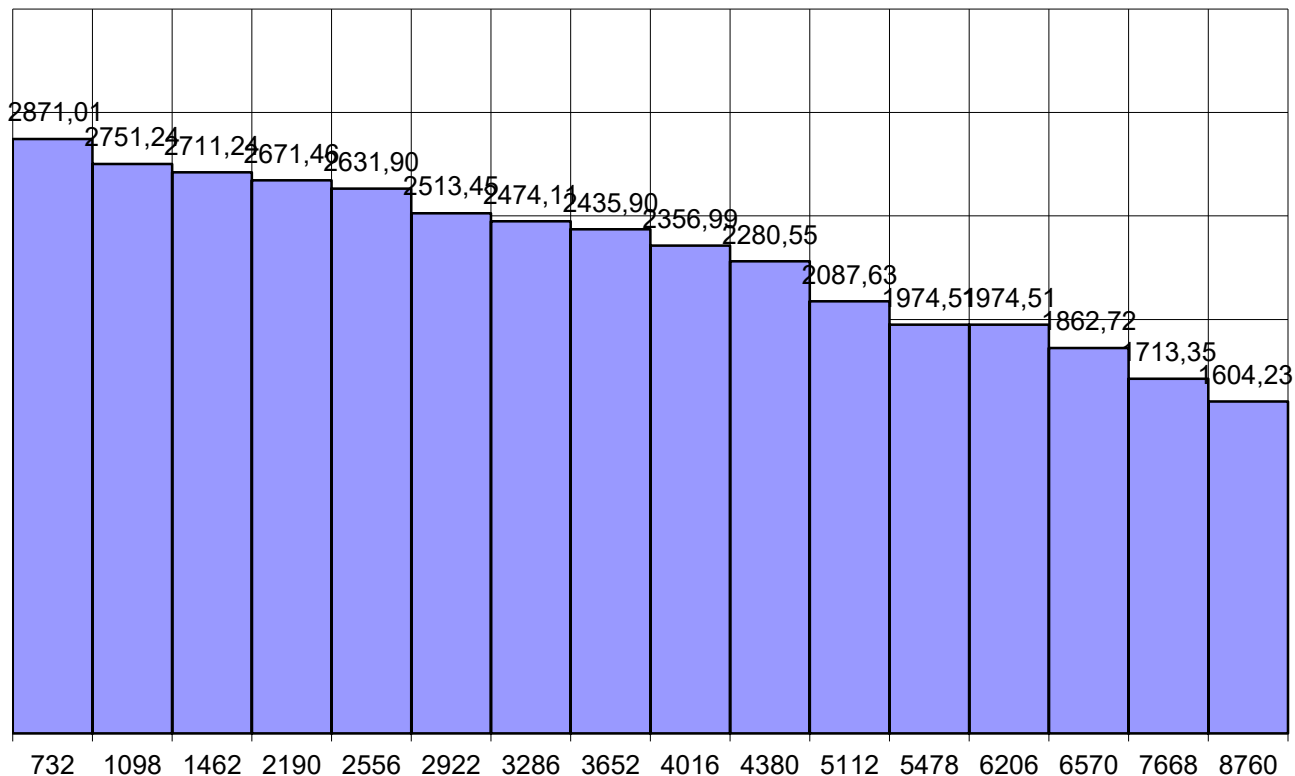


Рисунок 2.4 – Річний графік навантаження.

## 2.2 Вибір основного обладнання

### Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, які встановлюються на АЕС, визначаються виходячи з типу та встановленої потужності станції. На АЕС встановлюються конденсаційні турбіни типу К (табл. Б.3 [4]). Згідно завдання вибираємо з [1] для блоків 220 МВт турбіни К-220-44. Для блоків 1000 МВт беремо К-1000-60/3000. Технічні характеристики вибраних турбін приведено в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики турбіни

Тип турбіни	Ном. потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Температура свіжої пари, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрати свіжої пари, т/год	Кількість
К-220-44	220	240	560	565	890	4

К-1000-60/3000	1000	250	560	565	1500	2
----------------	------	-----	-----	-----	------	---

### Вибір парогенераторів

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

Вибираємо парогенератори ПГВ-440 для турбін К-220-44 – 2 шт. ПГВ-1000М для турбін К-1000-60/3000 – 2 шт. (табл. Б.1 [4]). Його технічні характеристики приведено в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики парогенератора

Марка котла-агрегата	Продуктивність, т/год	Ел. потужність, МВт	Параметри пари			Кількість
			Тиск на виході	Температура пари		
				Первинної	Вторинної	
ПГВ-440	450	229,2	461	220	258	2
ПГВ-1000	1470	750	627	220	278	2

### Вибір електричних генераторів

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

Для блоків 2×1000 беремо генератори ТВВ-1000-2У3. Для блоків 4×220 беремо генератори ТГВ-220-2ЕУ3 (табл. 2.1 [5]). Основні характеристики генератора приведені в табл. 2.4

Таблиця 2.4 – Основні характеристики генератора

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$ , кВ	$I_n$ , кА	$\cos\varphi_n$	$x''_d$	Кількість
	$S$ , МВА	$P$ , МВт					
ТВВ-1000-2У3	1111	1000	24	26,73	0,9	0,324	2
ТГВ-220-2ЕУ3	258,2	220	15,75	8,625	0,85	0,195	4

## 2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною ланкою в проектуванні електричної частини електростанції, оскільки він визначає повний склад елементів та зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему.

### **Вибір схеми приєднання станції до системи**

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

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

Видача потужності на електростанції, що проектується, буде здійснюватись на двох напругах: в систему - 750 кВ, в місцевий район - 330 кВ.

Вибір числа та пропускної спроможності ЛЕП здійснюється згідно вимог:

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

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

Згідно з завдання приймаємо відстань до системи 260 км.

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

для системи:

$$n_{лен750} = \frac{P_{с.вид.т.мах}}{P_{пр.доп.}} + 1, \quad (2.19)$$

$$n_{лен750} = \frac{2028,2475}{2200} + 1 = 1,9 = 2 \text{ (лінії);}$$

для місцевого району:

$$n_{лен330} = \frac{P_{р.вид.т.мах}}{P_{пр.доп.}} + 1, \quad (2.20)$$

$$n_{лен330} = \frac{709,905}{400} + 1 = 2,8 = 3 \text{ (лінії).}$$

### Проектування структурної схеми станції

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

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

Згідно з завданням ЕС має видавати потужність на два класи напруг: 750 і 330 кВ. У відповідності до цього виберемо відповідну структурну схему ЕС з РП двох напруг і з АТ зв'язку між ними.



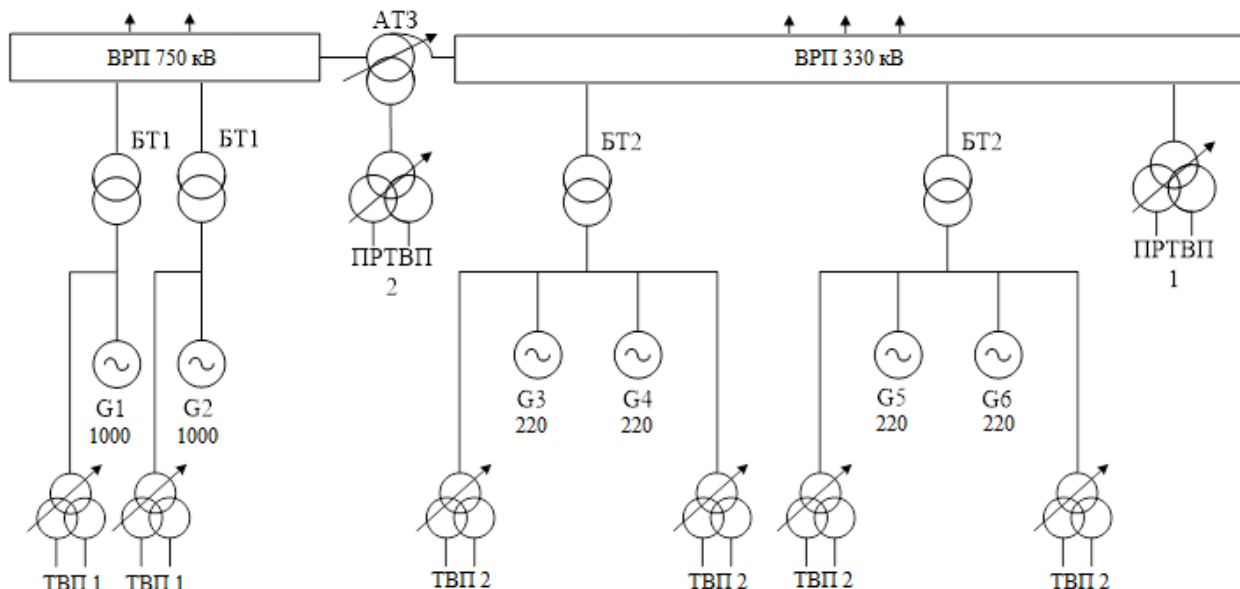


Рисунок 2.5 – Структурна схема АЕС (варіант 1)

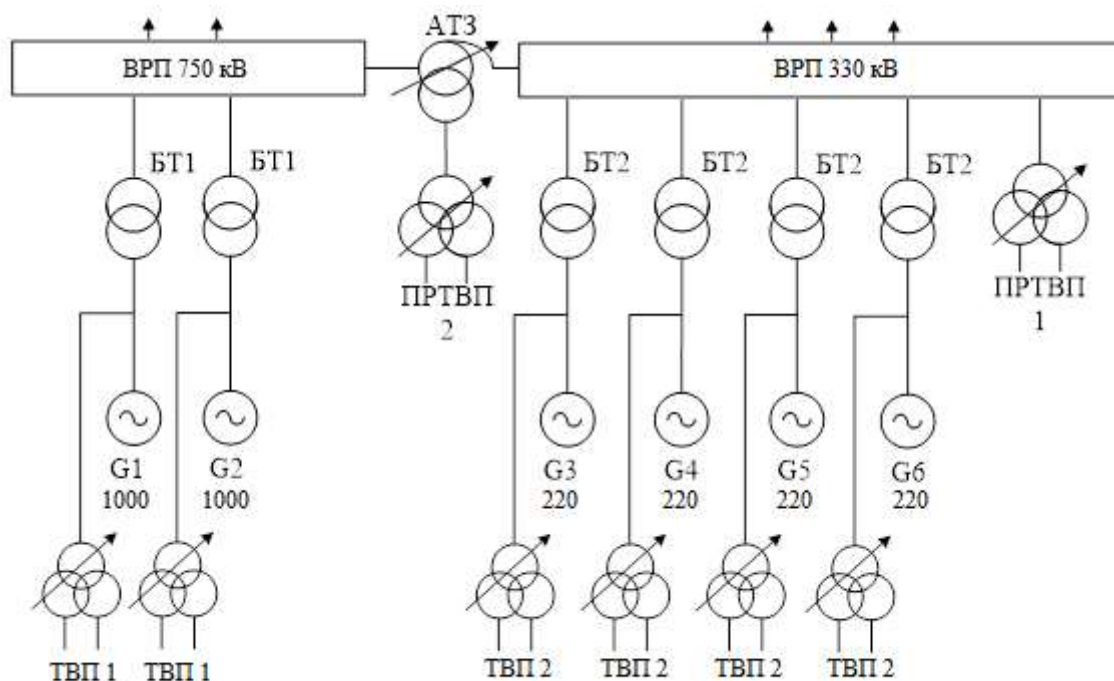


Рисунок 2.6 – Структурна схема АЕС (варіант 2)

### Вибір блочних трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. Всі трансформатори й автотрансформатори, крім двохобмоточних блочних

трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Перший варіант:

Всі трансформатори та автотрансформатори, окрім двохобмоткових блочних трансформаторів, повинні мати прилади регулювання напруги під навантаженням.

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

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

для блоків ТГВ-1000-2УЗ:  $S_{ном.Т} \geq 1111 - 1111 \cdot 0,05 = 1055,45$  МВА;

для блоків ТГВ-220-2ЕУЗ:  $S_{ном.Т} \geq 258,3 - 258,3 \cdot 0,05 = 245,385$  МВА;

Другий варіант:

для блоків ТГВ-1000-2УЗ:  $S_{ном.Т} \geq 1111 - 1111 \cdot 0,05 = 1055,45$  МВА;

для блоків ТГВ-220-2ЕУЗ:  $S_{ном.Т} \geq 258,3 - 258,3 \cdot 0,05 = 245,385$  МВА;

### Вибір автотрансформаторів зв'язку

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

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{p\max} = n \cdot (S_{ном\ G} - S_{ВП}) - \frac{S_{p.від.маx}}{\cos \varphi}, \quad (2.23)$$

$$S_{p\max} = (1111 - 55,55 + 258,3 - 12,915) - \frac{709,905}{0,9} = 512,052 \text{ (МВА)}$$

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

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

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

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

$$S_{\delta min} = n \cdot (S_{i \bar{i} G} - S_{\hat{A} \bar{I}}) - \frac{S_{\delta \hat{a} \hat{a}.min}}{\cos \varphi}, \quad (2.24)$$

$$S_{pmin} = (1111 - 55,55 + 258,3 - 12,915) - \frac{479.754}{0.9} = 767.775 \text{ (МВА)}$$

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

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

$$S_{\delta \hat{a} \hat{a} \hat{a}} = n - 1 (S_{i \bar{A}} - S_{\hat{A} \bar{I}}) - \frac{S_{\delta \hat{a} \hat{a}.max}}{\cos \varphi}, \quad (2.25)$$

$$S_{p авар} = 258.3 - 12.915 - \frac{709.905}{0.9} = -543.398 \text{ (МВА)}$$

По більшому з цих значень виконується вибір потужності АТЗ (в даному випадку це  $S_{\delta \hat{a} \hat{a} \hat{a}} = -543.398$  МВА).

Отже вибираємо автотрансформатор зв'язку типу АОДЦТН-333000/750/330, параметри якого записано в таблиці 2.5.

### Вибір трансформаторів власних потреб

Номінальна потужність працюючих ТВП вибирається згідно з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, які пред'являються до системи власних потреб електростанцій, перенавантаження працюючих ТВП не допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається: для блоків ТГВ-1000-2УЗ:  $S_{твп} \geq 0,05 \cdot 1000 \cdot 0,8 = 40$  МВА;

для блоків ТГВ-220-2ЕУ3:  $S_{ТВП} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,8 = 8,8$  МВА;

Другий варіант:

для блоків ТГВ-1000-2У3:  $S_{ТВП} \geq 0,05 \cdot 1000 \cdot 0,8 = 40$  МВА;

для блоків ТГВ-220-2ЕУ3:  $S_{ТВП} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,8 = 8,8$  МВА;

### Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб

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

$$S_{ПРТВП} = S_{ТВП} , \quad (2.26)$$

$$S_{ПРТВП} = 40 \text{ (МВА)}$$

Всі марки та параметри трансформаторів зводимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Параметри трансформаторів

Позн. на схемі	Тип трансформатора	$S_{ном.}$ МВА	$U_{ном.}$ кВ			$U_k, \%$			Рхх	Рк	Варт. тис.гр н	п
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН				
Перший варіант												
БТ1	ОРЦ-417000/750	417	787	—	24-24	—	14	—	320	800	12150	6
БТ2	ТНЦ-630000/330	630	347	—	15,75	—	11	—	345	1300	15633	2
ПРТВП1	ТРДНС-40000/35	40	15,75	—	6,3-6,3	—	13	—	36	170	2133	1
ПРТВП2	ТРДНС-40000/20	40	15,75	—	6,3-6,3	—	13	—	36	170	1879,2	1
ТВП1	ТРДНС-40000/35	40	24	—	6,3-6,3	—	13	—	36	170	2133	2
ТВП2	ТРДНС-25000/35	25	15,75	—	6,3-6,3	—	11	—	25	115	1674	4
АТ3	АОДЦН- 333000/750/330	333	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	15,5	10	28	17	217	580	15633	6
Другий варіант												
БТ1	ОРЦ-417000/750	417	787	—	24-24	—	14	—	320	800	12150	6
БТ2	ТНЦ-250000/330	250	347	—	15,75	—	11	—	214	605	8235	4
ПРТВП1	ТРДНС-40000/35	40	15,75	—	6,3-6,3	—	13	—	36	170	2133	1
ПРТВП2	ТРДНС-40000/20	40	15,75	—	6,3-6,3	—	13	—	36	170	1879,2	1
ТВП1	ТРДНС-40000/35	40	24	—	6,3-6,3	—	13	—	36	170	2133	2
ТВП2	ТРДНС-25000/35	25	15,75	—	6,3-6,3	—	11	—	25	115	1674	2
АТ3	АОДЦН- 333000/750/330	333	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	15,5	10	28	17	217	580	15633	6

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.

### Вибір схем ВРП

Варіант 1:

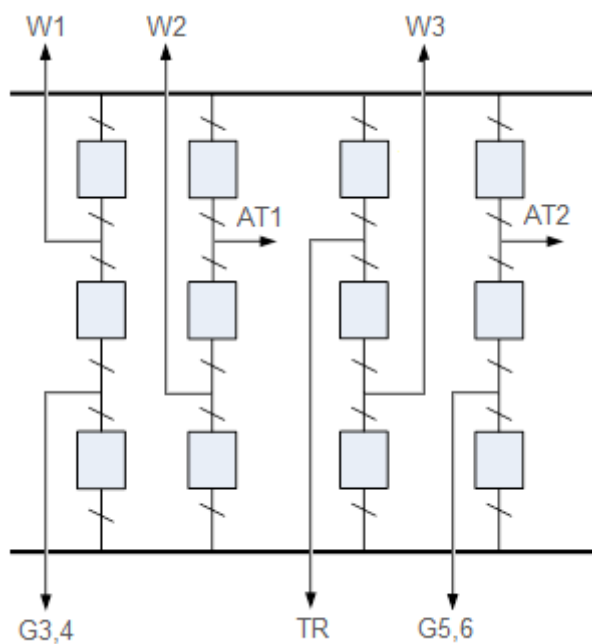


Рисунок 2.7 – Схема ВРП - 330 кВ

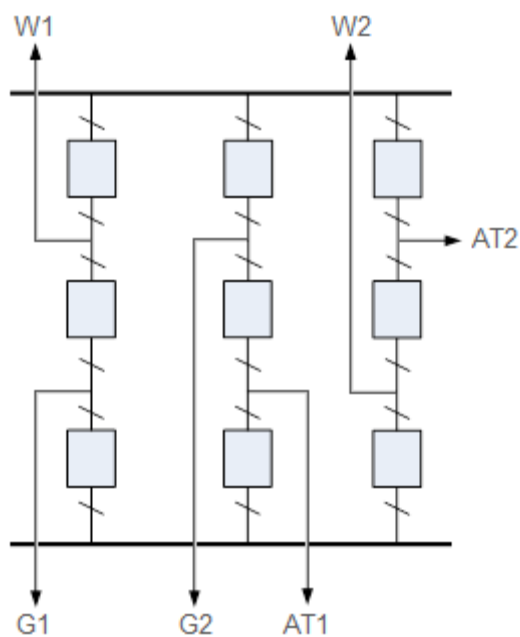


Рисунок 2.8 – Схема ВРП - 750 кВ

Варіант 2:

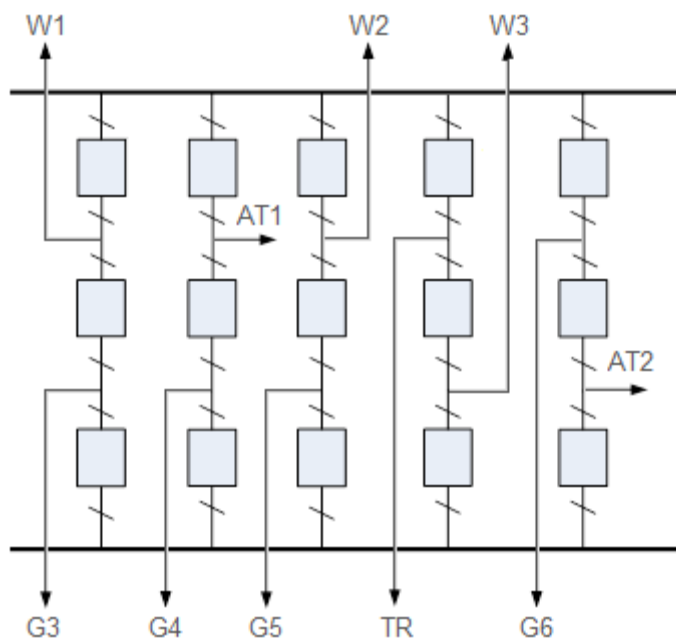


Рисунок 2.9 – Схема ВРП - 330 кВ

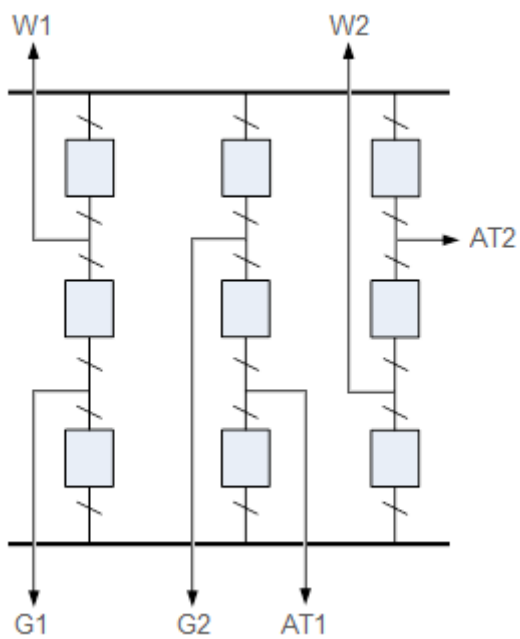


Рисунок 2.10 – Схема ВРП - 750 кВ

## Вибір електричних схем станції

Схеми РП підвищених напруг (35 кВ і вище) входять до складу електричних схем АЕС. Відповідно з вимогами надійності й економічності роботи станції схеми повинні складатися з урахуванням наступних вимог:

- ремонт вимикачів 750 кВ і 330 кВ виконується без відключення приєднання;
- ЛЕП відключається від РП не більш ніж двома вимикачами;
- трансформатори блоків відключаються від РП не більш ніж трьома вимикачами;
- автотрансформатори зв'язку двох РП відключаються не більш ніж шістьма вимикачами на обидва РП і не більш ніж чотирма на одному РП;
- відмови вимикачів РП в нормальному і ремонтному режимах не повинні приводити до одночасної втрати двох паралельних ліній, включених на шини однієї підстанції, а також до одночасного відключення декількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість системи;
- при відмовах вимикачів у нормальному режимі РП не повинно вимикатись більше одного блока, а в ремонтному режимі РП - не більше двох блоків.

## Техніко – економічне порівняння структурних схем

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$C = \rho_n \hat{E} + \hat{A}, \quad (2.27)$$

де  $\rho_n$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $\rho_n = 0,12$ );  $K$  – капіталовкладення на створення установки, тис. грн.;  $B$

– річні експлуатаційні витрати, тис. грн.,  $M(3)$  – збиток від недовипуску електроенергії.

Капіталовкладення  $K$  при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо за показниками вартості неоднакових елементів варіантів схеми, в даному випадку трансформаторів, вимикачів 750 кВ, 330 кВ.

Оскільки грошові показники в довіднику [5] відповідають рівню цін 1989 року, то для їх приведення до сучасного рівня вводимо ціновий коефіцієнт 40,0. Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Розрахунок капіталовкладень

Перший варіант

Місце встан	Тип ТР	Вартість	К-сть	Сум варт
Б-1	ОРЦ-417000/750	12150	1	6
Б-2	ТНЦ-630000/330	15633	3	2
ПРТВП1	ТРДНС-40000/35	2133	1	1
ПРТВП2	ТРДНС-40000/20	1879,2	1	1
ТВП1	ТРДНС-40000/35	2133	2	2
ТВП2	ТРДНС-25000/35	1674	1	4
АТЗ	АОДЦТН-333000/750/330	15633	3	1
Вимикачі				
ВРП ВН	ЛТВ-750-63/200	8100	9	72900
ВРП СН	ЛТВ-330-40/200	5400	12	64800
Генератори				
Б-1	ТВВ-1000-2УЗ	148500	2	297000
Б-2	ТВВ-220-2ЕУЗ	9450	4	37800
Заг варт				472517

Другий варіант

Місце встан	Тип ТР	Вартість	К-сть	Сум варт
Б-1	ОРЦ-417000/750	12150	6	72900
Б-2	ТНЦ-250000/330	8235	2	16470
ПРТВП1	ТРДНС-40000/35	2133	1	2133
ПРТВП2	ТРДНС-40000/20	1879,2	1	1879,2



ТВП1	ТРДНС-40000/35	2133	2	4266
ТВП2	ТРДНС-25000/35	1674	2	3348
АТЗ	АОДЦТН- 333000/750/330	15633	1	15633
Вимикачі				
ВРП ВН	ЛТВ-750-63/200	8100	9	72900
ВРП СН	ЛТВ-330-40/200	5400	15	81000
Генератори				
Б-1	ТВВ-1000-2У3	148500	2	297000
Б-2	ТВВ-220-2ЕУ3	9450	2	18900
Заг варт				586429,2

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

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

де  $(p_a + p_0)$  – відрахування на амортизацію та обслуговування,

з [2]:  $(p_a + p_0) = 0,094$ ;

$\beta$  – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії, по кривій рисунок. 4.1. [5], з врахуванням цінового коефіцієнту  $\beta = 55$  коп/(кВт·год);

$\Delta W_{\Sigma}$  – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати в блочному двохобмотковому трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot (8760 - T_p) + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau \quad (2.29)$$

де  $P_x, P_k$  – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;  $S_{\text{max}}$  – розрахункове максимальне навантаження трансформатора, яке знаходиться за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно;  $T_p$  – час ремонту трансформатора (будемо вважати що в даному році трансформатор не виводився в ремонт);  $\tau$  – тривалість максимальних втрат:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (2.30)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{6758,236}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5603,928 \text{ год.}$$

де  $T_{max}$  - кількість годин використання максимального навантаження.

### Варіант I:

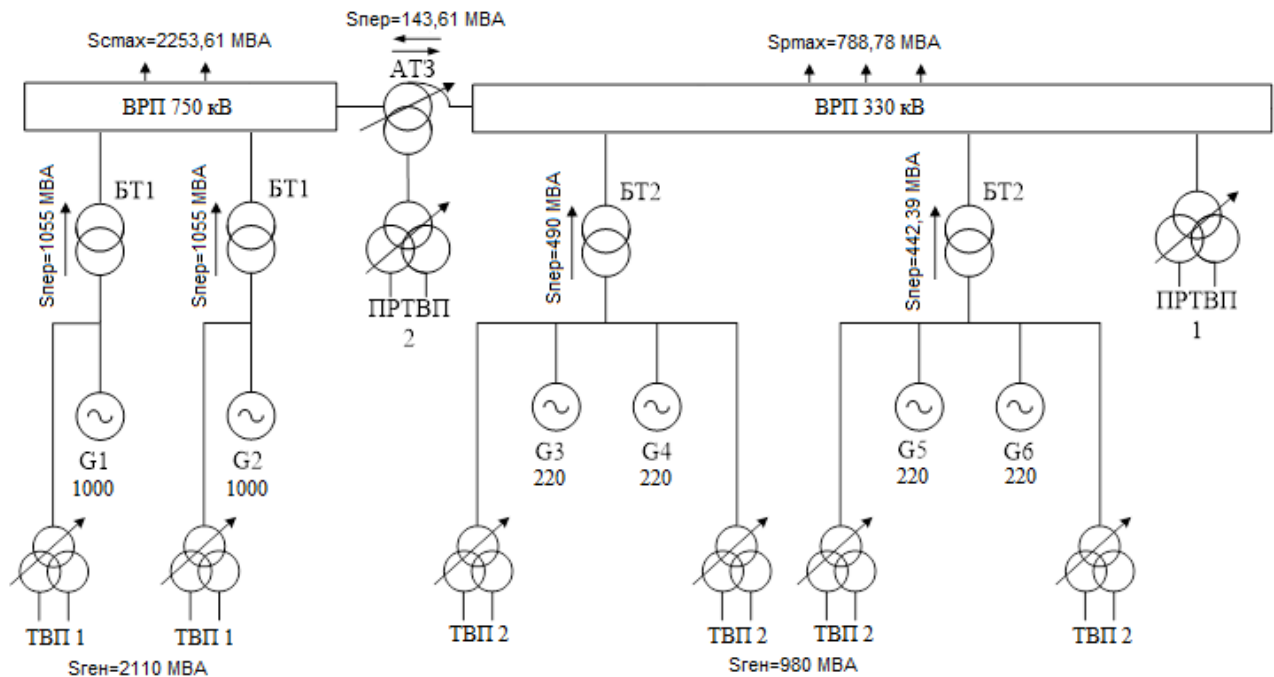


Рисунок 2.11 – Перетоки потужності (перший варіант)

### Блочні трансформатори

для блоків  $TGB-1000-2U3: S_{ном.Т} \geq 1111 - 1111 \cdot 0,05 = 1055,45 \text{ МВА};$

для блоків  $TGB-220-2EU3: S_{ном.Т} \geq 258,3 - 258,3 \cdot 0,05 = 245,385 \text{ МВА};$

$$S_{ГЕН1} = S_{ГГ1} \cdot 2 = 1055,45 \cdot 2 = 2110,9 \approx 2110 \text{ (МВА)},$$

$$S_{ГЕН2} = S_{ГГ3} \cdot 4 = 245,385 \cdot 4 = 981,54 \approx 980 \text{ (МВА)},$$

$$S_{max BT1} = 1055,45 \cdot 2 \approx 2110 \text{ (МВт)},$$

$$S_{пер} = S_{сmax} - S_{max BT1} = 2253,61 - 2110 = 143,61 \text{ (МВт)},$$

$$S_{max BT2} = S_{pmax} + S_{пер} = 788,78 + 143,61 = 932,39 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta W_{BT1} = 6 \cdot 320 \cdot 8760 + (1/6) \cdot 800 \cdot (2110 / (3 \cdot 417))^2 \cdot 5603,928 = 18944800,196 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{BT2} = 2 \cdot 345 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 1300 \cdot (925 / 630)^2 \cdot 5603,928 = 13896905,999 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{AT3} = 6 \cdot 217 \cdot 8760 + (1/6) \cdot 580 \cdot (143 / (3 \cdot 333))^2 \cdot 5603,928 = 11408318,579 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_I = 18944800,196 + 13896905,999 + 11408318,579 = 44250024,775 \text{ (кВт·год)};$$

$$B_1 = 0,094 \cdot 432017 + 5 \cdot 44250024,775 \cdot 10^{-5} = 64947,112 \text{ (тис. грн.)};$$

$$C\hat{a} = \delta_i \cdot \hat{E} + \hat{A}_z; \quad (2.31)$$

$$3_1 = 0,12 \cdot 432017 + 64947,112 = 116789,152 \text{ (тис. грн.)}.$$

Варіант II:

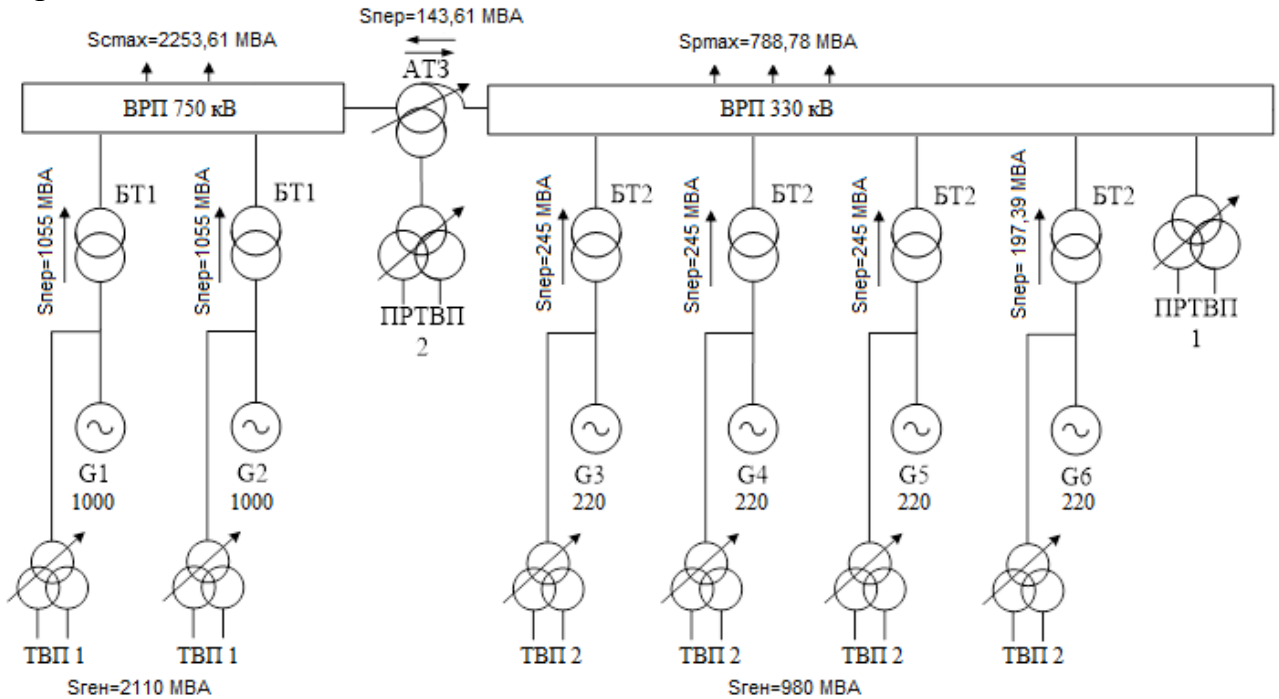


Рисунок 2.11 – Перетоки потужності (другий варіант).

$$S_{ГЕН1} = S_{ГГ1} \cdot 2 = 1055,45 \cdot 2 = 2110,9 \approx 2110 \text{ (МВА)},$$

$$S_{ГЕН2} = S_{ГГ3} \cdot 4 = 245,385 \cdot 4 = 981,54 \approx 980 \text{ (МВА)},$$

$$S_{\max BT1} = 1055,45 \cdot 2 \approx 2110 \text{ (МВт)},$$

$$S_{\text{пер}} = S_{c\max} - S_{\max BT1} = 2253,61 - 2110 = 143,61 \text{ (МВт)},$$

$$S_{\max BT2} = S_{p\max} + S_{\text{пер}} = 788,78 + 143,61 = 932,39 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta W_{BT1} = 6 \cdot 320 \cdot 8760 + (1/6) \cdot 800 \cdot (2110/(3 \cdot 417))^2 \cdot 5603,928 = 18944800,196 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{BT2} = 4 \cdot 214 \cdot 8760 + (1/4) \cdot 605 \cdot (925/250)^2 \cdot 5603,928 = 19102123,550 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{AT3} = 6 \cdot 217 \cdot 8760 + (1/6) \cdot 580 \cdot (143/(3 \cdot 333))^2 \cdot 5603,928 = 11408318,579 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_I = 18944800,196 + 19102123,550 + 11408318,579 = 49455242,325 \text{ (кВт·год)};$$

$$B_1 = 0,094 \cdot 535129,2 + 5 \cdot 49455242,325 \cdot 10^{-5} = 77502,528 \text{ (тис. грн.)};$$

$$3_2 = 0,12 \cdot 535129,2 + 77502,528 = 141718,032 \text{ (тис. грн.)}.$$

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

#### 2.4 Система власних потреб електростанції

##### Вибір трансформаторів ВП

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

для блоків ТГВ-1000-2УЗ:  $S_{\text{ТВП}} \geq 0,05 \cdot 1000 \cdot 0,8 = 40 \text{ МВА}$ ;

для блоків ТГВ-220-2ЕУЗ:  $S_{\text{ТВП}} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,8 = 8,8 \text{ МВА}$ ;

##### Пускорезервних трансформаторів власних потреб

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

$$S_{\text{ПРТВП}} = S_{\text{ТВП}}, \quad (2.32)$$

$$S_{\text{ПРТВП}} = 40 \text{ (МВА)}$$

Параметри вибраних трансформаторів наведені у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір трансформаторів ВП

Позн. на схемі	Тип трансформатора	$S_{\text{ном.}}$ МВА	$U_{\text{ном.}}$ кВ			$U_k, \%$			Рхх	Рк	Варт. тис.грн	п
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
ПРТВП1	ТРДНС-40000/35	40	15,75	—	6,3-6,3	—	13	—	36	170	2133	1
ПРТВП2	ТРДНС-40000/20	40	15,75	—	6,3-6,3	—	13	—	36	170	1879,2	1
ТВП1	ТРДНС-40000/35	40	24	—	6,3-6,3	—	13	—	36	170	2133	2
ТВП2	ТРДНС-25000/35	25	15,75	—	6,3-6,3	—	11	—	25	115	1674	4

### Схема власних потреб

Виробництво електроенергії на АЕС повністю механізоване. Велика кількість механізмів забезпечують роботу агрегатів електростанції – насосів, вентиляторів, подрібнювачів та ін. Нормальна робота електростанції можлива лише при надійній роботі всіх механізмів власних потреб, що можливо лише при їх надійному електропостачанні. 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. Розподільчий пристрій ВП виконується з однією секціонованою системою шин. Кількість секцій 6 кВ для блочних АЕС приймається: дві на кожен енергоблок (при потужності енергоблоку більше 160 МВт). Кожна секція або секції попарно приєднуються до робочого трансформатора ВП.

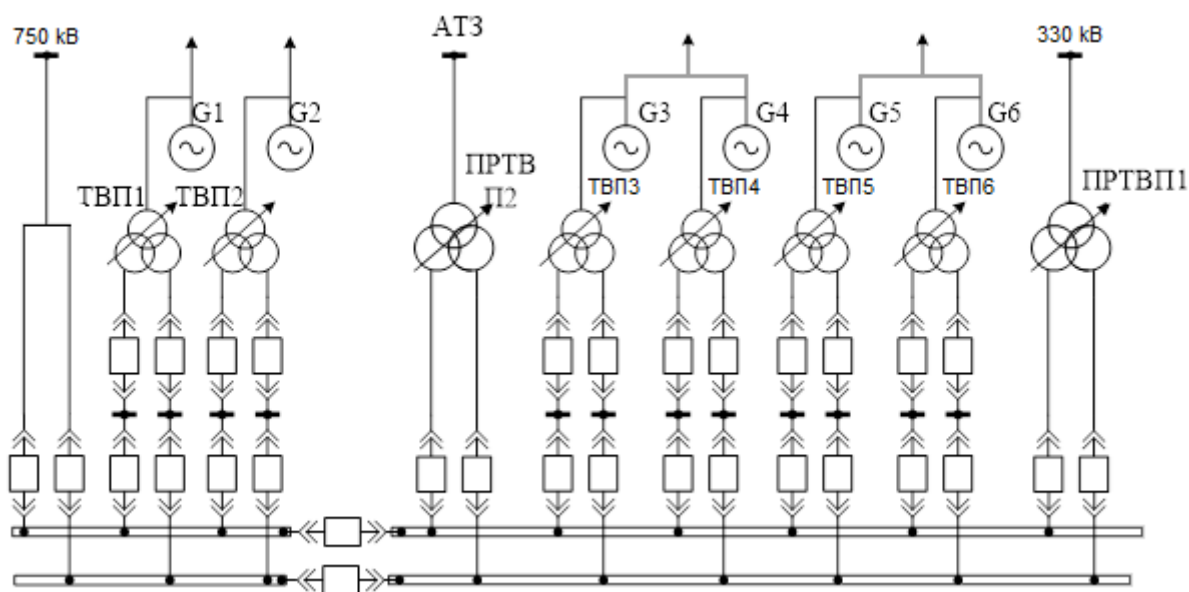


Рисунок 2.11 - Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції.

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

## 2.5 Розрахунок струмів короткого замикання

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

Для розв'язку більшості задач, які зустрічаються на практиці, можна ввести припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєвих похибок. До таких припущень відносяться наступні:

- приймається, що фази ЕРС всіх генераторів не змінюються на протязі всього процесу КЗ;
- не враховується насичення магнітних систем, що дозволяє рахувати постійними і такими, що не залежать від струму індуктивні опори всіх елементів коротко замкнутого кола;
- нехтують намагнічуючими струмами силових трансформаторів;
- не враховують, крім спеціальних випадків, ємнісні провідності елементів короткозамкнутого кола на землю;
- вважають, що трьохфазна система є симетричною; вплив навантаження на струм КЗ враховують наближено; при обчисленні струму КЗ зазвичай нехтують активним опором кола.

При зазначених припущеннях похибка практичних методів розрахунку не перевищує 10%, що вважається допустимим.

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

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вкажемо всі елементи, які впливають на струм КЗ і намічаємо точки КЗ (рис. 5.1).

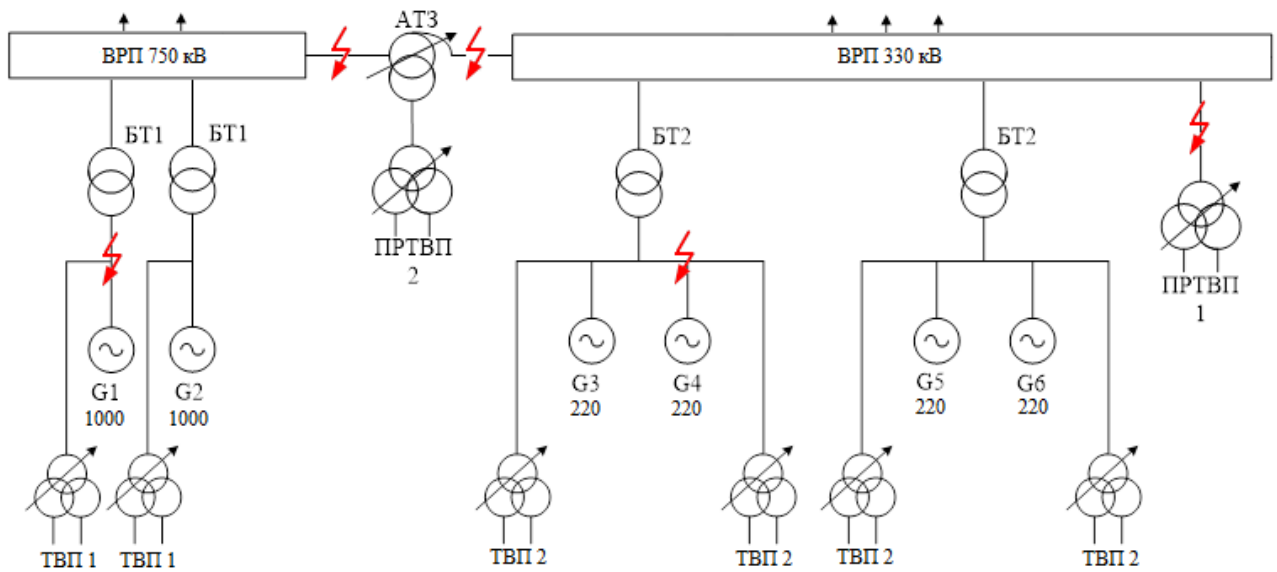


Рисунок 2.12 – Місце знаходження точок короткого замикання

### Електрична схема заміщення установки

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути представлені в відносних або іменованих одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях усі опори схеми повинні бути представлені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є одна або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь навести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих же базових умов.

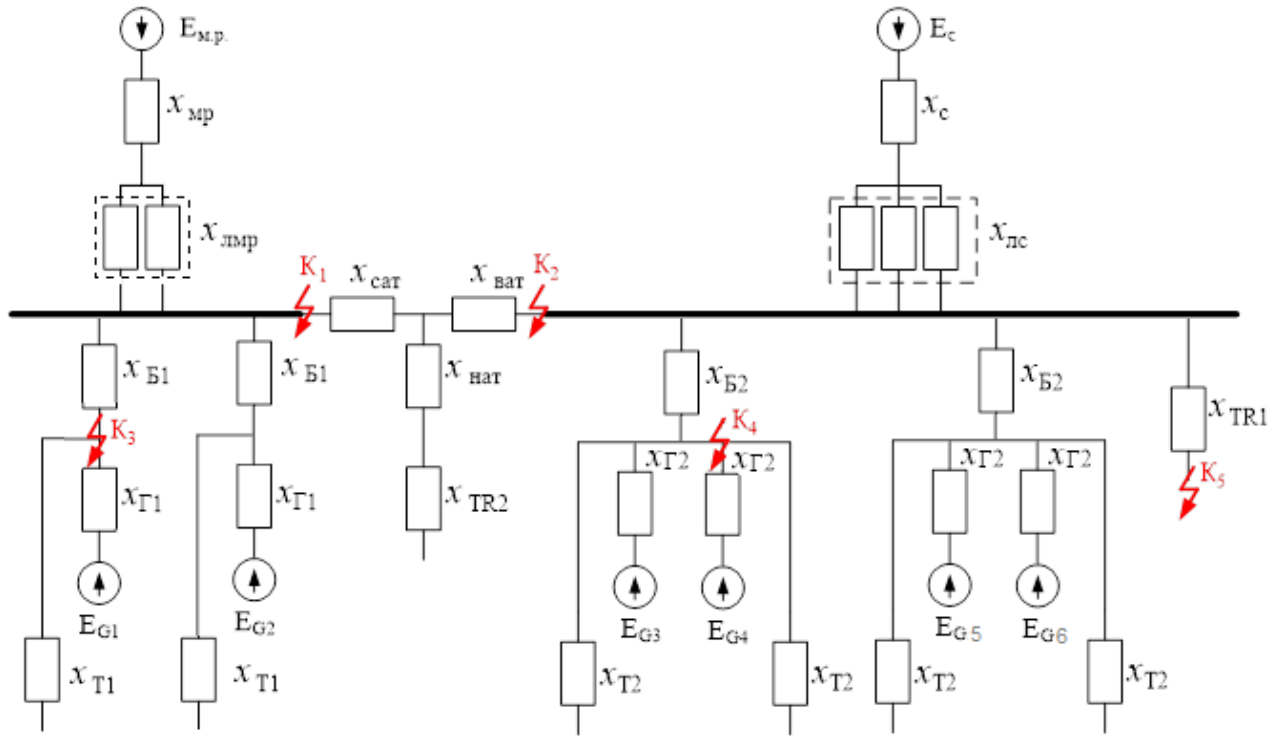


Рисунок 2.13 – Еквівалентна схема заміщення станції

### Розрахунок опорів заступної схеми

Для обраної точки КЗ складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні зв'язки замінюємо електричними (рисунок 2.13).

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [5, таблиця. 5.1–5.3].

Приймаємо  $S_B = 1000$  (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_{*C} = X_{*c\dot{m}} \cdot \frac{S_A}{S_{\dot{m}}}; \quad (2.33)$$

$$X_{*C} = 0,1 \cdot \frac{1000}{20000} = 0,0005;$$

- ЛЕП 750:



$$X_{*1-4} = X_{\text{оä}} \cdot 1 \cdot \frac{S_{\text{А}}}{u_{\text{нö}}^2}; \quad (2.34)$$

$$X_{*\text{лс}} = 0,32 \cdot 260 \cdot \frac{1000}{787^2} = 0,13433;$$

- ЛЕП 330:

$$X_{*\text{лМр}} = 0,32 \cdot 300 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,83045;$$

- блочних трансформаторів БТ1:

$$X_{*\text{БТ1}} = \frac{u_{\hat{\text{ä}}-i} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{А}}}{S_{i\hat{i}}}; \quad (2.35)$$

$$X_{*\text{БТ1}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{417} = 0,33573;$$

- блочних трансформаторів БТ2:

$$X_{*\text{БТ2}} = \frac{u_{\hat{\text{ä}}-i} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{А}}}{S_{i\hat{i}}}; \quad (2.36)$$

$$X_{*\text{БТ2}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,1746;$$

- генераторів G<sub>1</sub>:

$$X_{*\text{Г1}} = X_{d*i\hat{i}}'' \cdot \frac{S_{\text{А}}}{S_{i\hat{i}}}; \quad (2.37)$$

$$X_{*\text{Г1}} = 0,324 \cdot \frac{1000}{1111} = 0,29163;$$

- генераторів G<sub>2</sub>:

$$X_{*\text{Г2}} = 0,195 \cdot \frac{1000}{259} = 0,7529;$$

- ТВП1:

$$X_{*\text{ТВП1}} = \frac{u_{\hat{\text{ä}}-i} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{А}}}{S_{i\hat{i}}}; \quad (2.38);$$

$$X_{*\text{ТВП1}} = 1,875 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,95313;$$

- ТВП2:

$$X_{*\text{ТВП2}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

- ПРТВП 1:

$$X^*_{\text{ПРТВП1}} = 1,875 \cdot \frac{u_{\hat{a}-i} \%}{100} \cdot \frac{S_{\hat{A}}}{S_{\hat{i}i}}; \quad (2.39)$$

$$X^*_{\text{ПРТВП1}} = 1,875 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,95313;$$

- ПРТВП 2:

$$X^*_{\text{ПРТВП2}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,92188;$$

- АТЗ:

$$u_{\text{KB}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{KB-H}\%} + u_{\text{KB-C}\%} - u_{\text{C-H}\%}); \quad (2.40)$$

$$u_{\text{KB}\%} = 0,5 \cdot (10 + 28 - 17) = 10,5 \%;$$

$$u_{\text{KC}\%} = 0,5 \cdot (-u_{\text{KB-H}\%} + u_{\text{KB-C}\%} + u_{\text{C-H}\%}); \quad (2.41)$$

$$u_{\text{KC}\%} = 0,5 \cdot (-10 + 28 + 17) = 0;$$

$$u_{\text{KH}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{KB-H}\%} - u_{\text{KB-C}\%} + u_{\text{C-H}\%}); \quad (2.42)$$

$$u_{\text{KH}\%} = 0,5 \cdot (10 - 28 + 17) = 0,5 \%;$$

$$X^*_{\text{B}} = \frac{u_{\text{KB}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{B}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.43)$$

$$X^*_{\text{B}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{333 \cdot 3} = 0,94595;$$

$$X^*_{\text{C}} = 0;$$

$$X^*_{\text{H}} = \frac{u_{\text{KH}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{B}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.44)$$

$$X^*_{\text{H}} = \frac{0,5}{100} \cdot \frac{1000}{333 \cdot 3} = 0,04505.$$

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

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

$$I_{по} = \frac{E''}{x_{рез*}} \cdot I_B; \quad (2.45)$$

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

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.46)$$

**К<sub>1</sub>** Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_1$  (рисунок 5.3.1). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 5.3.2).

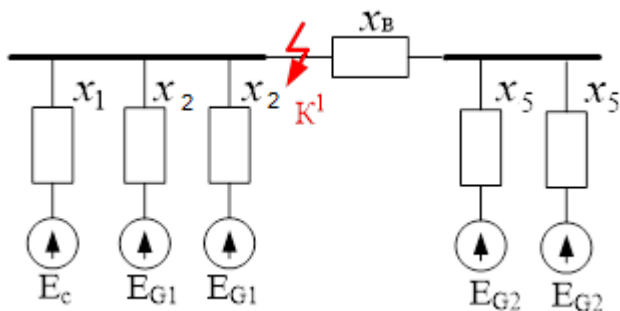


Рисунок 5.3.1

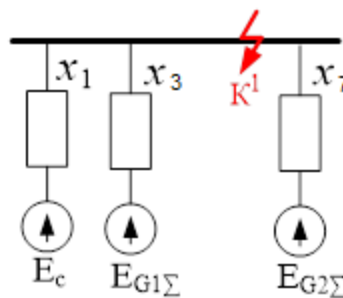


Рисунок 5.3.2

$$x_{*1} = x_C + \frac{x_{\tilde{N}}}{n}; \quad (2.47)$$

$$x_{*1} = 0,0005 + \frac{0,13433}{2} = 0,307;$$

$$x_{*2} = x_{BT1} + x_{Г1}; \quad (2.48)$$

$$x_{*2} = 0,33573 + 0,29163 = 0,62736;$$

$$x_{*3} = x_{*2} / 2; \quad (2.49)$$

$$x_{*3} = 0,62736 / 2 = 0,31368;$$

$$x_{*4} = x_{Г2} / 2; \quad (2.50)$$

$$x_{*4} = 0,7529 / 2 = 0,37645;$$

$$x_{*5} = x_{BT2} + x_{*4}; \quad (2.51)$$

$$x_{*5} = 0,7529 + 0,37645 = 0,55105;$$

$$x_{*6} = x_{*5} / 2; \quad (2.52)$$

$$x_{*6} = 0,55105 / 2 = 0,27553;$$

$$x_{*7} = x_{*6} + x_g / 2; \quad (2.53)$$

$$x_{*7} = 0,27553 + 0,95495 / 2 = 0,7485;$$

$$E_{G1-2} = 1,13; E_c = 1.$$

$$I_{\dot{A}} = \frac{S_{\dot{A}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{n}\dot{\delta}}}; \quad (2.54)$$

$$I_{\dot{A}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 787) = 0,73448 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{E''_{*C}}{X_{*1}} \cdot I_{\dot{A}}; \quad (2.55)$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{1}{0,0005} \cdot 0,73448 = 3,651 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1}} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*3}} \cdot I_{\dot{B}}; \quad (2.56)$$

$$I_{\text{ПОГ1}} = \frac{1,13}{0,31368} \cdot 0,73448 = 2,64588 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ2}} = \frac{E''_{*G2}}{X_{*7}} \cdot I_{\dot{B}}; \quad (2.57)$$

$$I_{\text{ПОГ2}} = \frac{1,13}{0,7485} \cdot 0,73448 = 1,10883 \text{ (кА)}.$$

**К<sub>2</sub>** Приведем схему 2.14 до вигляду рисунок 2.15

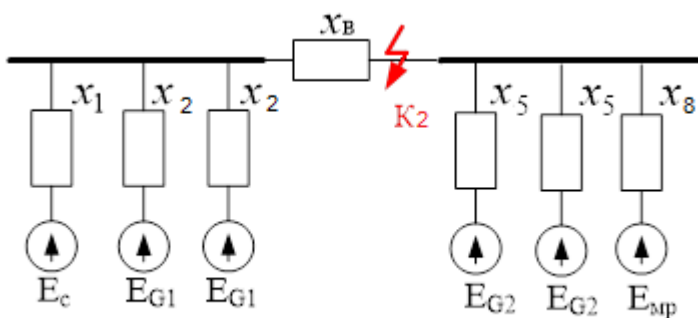


Рисунок 2.14

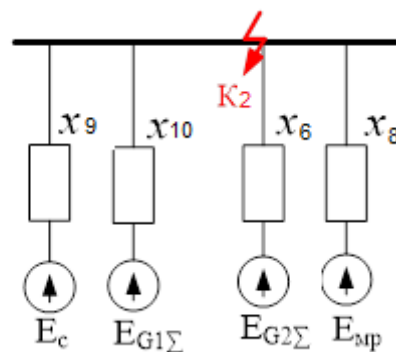


Рисунок 2.15

$$x_{*8} = x_{i\delta} + \frac{x_{\dot{\epsilon}i\delta}}{m}; \quad (2.58)$$

$$x_{*8} = 0,35 + \frac{0,83045}{3} = 0,62682;$$

$$x_{\dot{\Lambda}} = x_{\dot{\epsilon}} / 2 \cdot (x_{*1} + x_{*3}) = 0,18037; \quad (2.59)$$

$$x_{*9} = x_{*1} + \frac{x_{*3}}{x_{\Delta}}; \quad (2.60)$$

$$x_{*9} = 0,06767 + \frac{0,31368}{0,18037} = 1,8068;$$

$$x_{*10} = x_{*3} + \frac{x_{*1}}{x_{\Delta}}; \quad (2.61)$$

$$x_{*10} = 0,31368 + \frac{0,06767}{0,18037} = 0,68883;$$

$E_{G1-2}=1,13; E_c=1.$

$$I_B = 1000/(\sqrt{3} \cdot 340) = 1,7001 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOC} = \frac{E''_{*c}}{X_{*9}} \cdot I_B; \quad (2.62)$$

$$I_{ПOC} = \frac{1}{1,8068} \cdot 1,7001 = 0,94095 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG1} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*10}} \cdot I_B; \quad (2.63)$$

$$I_{ПOG1} = \frac{1,13}{0,68883} \cdot 1,7001 = 2,78894 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG2} = \frac{E''_{*G2}}{X_{*6}} \cdot I_B; \quad (2.64)$$

$$I_{ПOG2} = \frac{1,13}{0,27553} \cdot 1,7001 = 6,97255 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПОМР} = \frac{E''_{*MP}}{X_{*8}} \cdot I_B; \quad (2.65)$$

$$I_{ПОМР} = \frac{0,85}{0,62682} \cdot 1,7001 = 2,30544 \text{ (кА)}.$$

**К<sub>3</sub>** Приведемо схему 2.16 до вигляду рисунку 2.17.

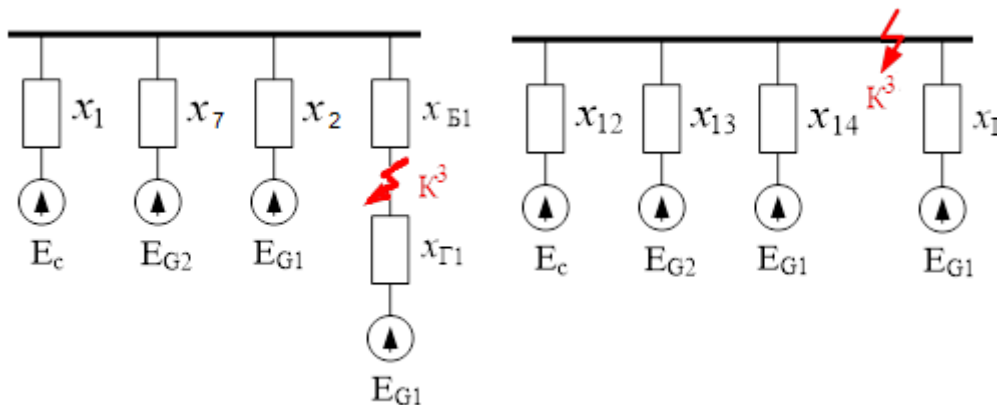


Рисунок 2.16

Рисунок 2.17

$$x_{\Delta} = x_{BT1} \cdot (x_1 x_7 + x_1 x_2 + x_2 x_7) = 0,18891; \quad (2.66)$$

$$x_{12} = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_2 \cdot x_7}; \quad (2.67)$$

$$x_{12} = 0,06767 + \frac{0,18891}{0,62736 \cdot 0,7485} = 0,46996;$$

$$x_{13} = x_7 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_2}; \quad (2.68)$$

$$x_{13} = 0,7485 + \frac{0,18891}{0,06767 \cdot 0,62736} = 5,19858;$$

$$x_{14} = x_2 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_7}; \quad (2.69)$$

$$x_{14} = 0,62736 + \frac{0,18891}{0,06767 \cdot 0,7485} = 4,35724;$$

$$E_{G1-2}=1,13; E_c=1.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 24) = 24,0848 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOC} = \frac{E''_{*C}}{X_{*12}} \cdot I_B; \quad (2.70)$$

$$I_{ПOC} = \frac{1}{0,46996} \cdot 24,0848 = 51,2488 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOGI} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*13}} \cdot I_B; \quad (2.71)$$

$$I_{ПOGI} = \frac{1,13}{5,13858} \cdot 24,0848 = 6,24611 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1К3}} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*Г1}} \cdot I_B; \quad (2.72)$$

$$I_{\text{ПОГ1К3}} = \frac{1,13}{0,29163} \cdot 24,0848 = 93,3233 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПОГ2}} = \frac{E''_{*G2}}{X_{*14}} \cdot I_B; \quad (2.73)$$

$$I_{\text{ПОГ2}} = \frac{1,13}{4,35724} \cdot 24,0848 = 5,23523 \text{ (кА)};$$

**К4** Приведемo схему 2.18 до вигляду рисунок 2.19

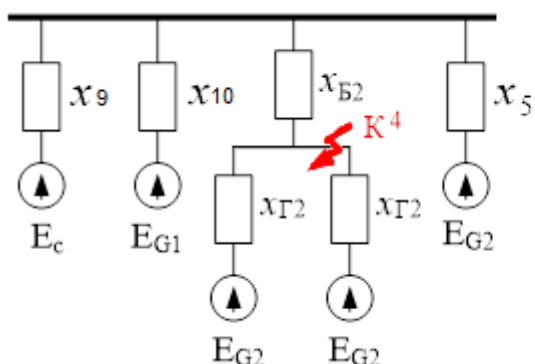


Рисунок 2.18

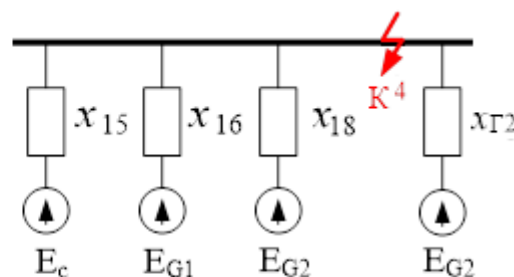


Рисунок 2.19

$$x_{\Delta} = x_{БГ2} \cdot (x_9 x_{10} + x_9 x_5 + x_{10} x_5) = 0,45743; \quad (2.74)$$

$$x_{15} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_5}; \quad (2.75)$$

$$x_{15} = 1,8068 + \frac{0,45743}{0,68883 \cdot 0,55105} = 3,01187;$$

$$x_{16} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_5}; \quad (2.76)$$

$$x_{16} = 0,68883 + \frac{0,45743}{1,8068 \cdot 0,55105} = 1,6077;$$

$$x_{17} = x_5 + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_{10}}; \quad (2.77)$$

$$x_{17} = 0,55105 + \frac{0,45743}{1,8068 \cdot 0,68883} = 0,91858;$$

$$x_{18} = \frac{x_{17} \cdot x_{Г2}}{x_{17} + x_{Г2}}; \quad (2.78)$$

$$x_{18} = \frac{0,91858 \cdot 0,7529}{0,91858 + 0,7529} = 0,41376;$$

$$E_{G1-2}=1,13; E_c=1.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 15,75) = 36,70061 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOC} = \frac{E''_{*c}}{X_{*15}} \cdot I_B; \quad (2.79)$$

$$I_{ПOC} = \frac{1}{3,011872} \cdot 36,70061 = 12,18532 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG1} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*16}} \cdot I_B; \quad (2.80)$$

$$I_{ПOG1} = \frac{1,13}{1,607696} \cdot 36,70061 = 25,79573 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG2} = \frac{E''_{*G2}}{X_{*18}} \cdot I_B; \quad (2.81)$$

$$I_{ПOG2} = \frac{1,13}{0,413764} \cdot 36,70061 = 100,2303 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG2K3} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*Г2}} \cdot I_B; \quad (2.82)$$

$$I_{ПOG2K3} = \frac{1,13}{0,752896} \cdot 36,70061 = 55,08292 \text{ (кА)}.$$

**К<sub>5</sub>** Приведемo схему 2.20. до вигляду рисунок 2.21.

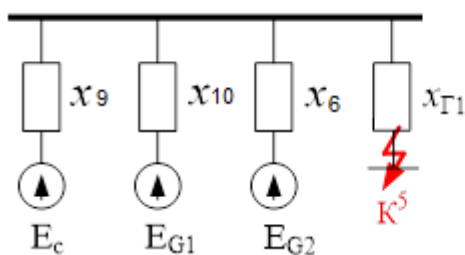


Рисунок 2.20

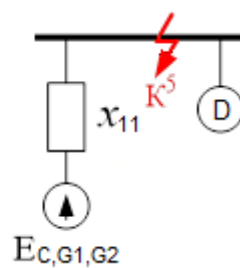


Рисунок 2.21

$$x_{11} = \frac{1}{\frac{1}{x_9} + \frac{1}{x_{10}} + \frac{1}{x_6}} + X_{ПРТВП1} = 6,130599; \quad (2.83)$$

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



$$I_B = 1000/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,752 \text{ (кА)}; \quad (2.84)$$

$$I_{\text{ПОСГ}} = \frac{E''_{*CG}}{X_{*11}} \cdot I_B; \quad (2.85)$$

$$I_{\text{ПОСГ}} = \frac{1}{6,130599} \cdot 91,752 = 14,96616 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОД}} = \frac{S_{TR1}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 2} \cdot 1,25; \quad (2.86)$$

$$I_{\text{ПОД}} = \frac{63}{6,3 \cdot 2} \cdot 1,25 = 6,25 \text{ (кА)};$$

Таблиця 2.7 – Періодична складова струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	Іпо, кА
К1 шини 750 кВ	Генератори 1	2,64588
	Генератори 2	1,10883
	Система	10,8546
К2 шини 330 кВ	Генератори 1	2,788935
	Генератори 2	6,972549
	Система	0,940948
	МР	2,305438
К3 Г1	Генератори 1	6,246112
	Генератор 1(КЗ)	93,32331
	Генератор 2	5,235234
	Система	51,24879
К4 Г2	Генератори 1	25,79573
	Генератор 2	100,2303
	Генератор 2(КЗ)	55,08292
	Система	12,18532
К5 ПРТВП1	Генератори +С	14,96616
	Ел двигуни в.п	6,25

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

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot k_y; \quad (2.87)$$

Таблиця 2.8 – Періодична складова струмів КЗ і час  $\tau$  для різних КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$ , кА	$\tau$ , А	$T_a$ , с	$k_y$	$e^{-\tau/T_a}$
К1 шини 750 кВ	Система	10,8546103	0,05	0,08	1,895	0,53526143
	Генератори 1	2,64588143	0,05	0,26	1,955	0,82505297
	Генератори 2	1,10883436	0,05	0,3	1,965	0,84648172
К2 шини 330 кВ	Система	0,94094829	0,05	0,08	1,895	0,53526143
	Генератори 1	2,78893506	0,05	0,26	1,955	0,82505297
	Генератори 2	6,97254914	0,05	0,3	1,965	0,84648172
КЗ Г1	Система	51,2487907	0,05	0,08	1,895	0,53526143
	Генератори 1	6,246112	0,05	0,26	1,955	0,82505297
	Генератори 1 КЗ	93,3233129	0,05	0,44	1,978	0,89258247
	Генератори 2	5,23523353	0,05	0,3	1,965	0,84648172
К4 Г2	Система	12,1853187	0,05	0,08	1,895	0,53526143
	Генератори 1	25,7957331	0,05	0,26	1,955	0,82505297
	Генератори 2	100,230315	0,05	0,3	1,965	0,84648172
	Генератори 2 КЗ	55,0829175	0,05	0,326	1,97	0,85780864
К5 ПРТВП 1	Ел двигуни в.п.	6,25	0,05	0,04	1,65	0,2865048
	Генератори + С	14,9661613	0,05	0,077	1,882	0,52238488

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

$T_a$  – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ. Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна  $T_a$  може бути взята з [5,

таблиці 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення  $T_a$  і  $k_y$  беремо з [5, таблиці. 5.7].

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ для часу  $t > 0$  в першу чергу необхідно знати для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{св\ откл} + 0,01, \quad \text{де } t_{св\ откл} - \text{ власний час відключення вимикача.}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.88)$$

Для визначення  $\tau$  попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.9– Попередній вибір вимикачів

ВРП 750 кВ	ЛТВ-750-63/200	$t_{св\ откл} = 0,04$ с	$\tau = 0,05$ с
ВРП 330 кВ	ЛТВ-330-40/200	$t_{св\ откл} = 0,04$ с	$\tau = 0,05$ с
РП 6,3	ВЭ-6-40/2000УЗ	$t_{св\ откл} = 0,04$ с	$\tau = 0,05$ с

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

**К<sub>1</sub>** Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y; \quad (2.89)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 10,85 \cdot 1,895 = 29,089 \text{ (кА);}$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y; \quad (2.90)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot 2,645 \cdot 1,955 = 7,315 \text{ (кА);}$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot k_y; \quad (2.91)$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot 1,108 \cdot 1,965 = 3,081 \text{ (кА);}$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}} \cdot e^{-\tau/T_{aC}}; \quad (2.92)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 10,85 \cdot e^{-0,05/0,08} = 8,216 \text{ (кА);}$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G1} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-4}}; \quad (2.93)$$

$$\begin{aligned}
 i_{a\tau G1} &= \sqrt{2} \cdot 2,645 \cdot e^{-0,05/0,26} = 3,087 \text{ (кА)}; \\
 i_{a\tau G2} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{нГ2}} \cdot e^{-\tau/T_{aG4-6}}; \\
 i_{a\tau G2} &= \sqrt{2} \cdot 1,108 \cdot e^{-0,05/0,3} = 1,327 \text{ (кА)};
 \end{aligned}
 \tag{2.94}$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то по [5, стор. 20] приймаємо, що  $I_{n\tau C} = I_{noC} = const$ .

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 10,854 \text{ (кА)};$$

По методиці, викладеній в [1, рисунок 5.3] розраховуємо періодичні складові струму КЗ.

$$I'_{\text{ііі} G} = \frac{n \cdot S_{\text{ііі} G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нД} \hat{E} 3}}; \tag{2.95}$$

$$I'_{\text{ііі} G1} = \frac{2 \cdot S_{\text{ііі} G1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нД} \hat{E} 3}} \tag{2.96}$$

$$I'_{\text{ііі} G1} = \frac{2 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 787} = 1,63 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ііі} G2} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 787} = 0,378 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG1}}{I'_{\text{ном} G1}} = \frac{2,645}{1,63} = 1,62 > 1 \quad \Rightarrow \text{по [5, рис. 5.3]}:$$

$$\frac{I_{\tau G1}}{I_{\text{н} G1}} = 0,96 \Rightarrow I_{\text{П}\tau I} = 0,96 \cdot 2,645 = 2,54 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG2}}{I'_{\text{ном} G2}} = \frac{1,108}{0,378} = 2,92 > 1 \quad \Rightarrow \text{по [5, рис. 5.3]}:$$

$$\frac{I_{n\tau G2}}{I_{noG2}} = 0,93 \Rightarrow I_{\text{П}\tau I} = 0,93 \cdot 1,108 = 1,03 \text{ (кА)};$$

**К<sub>2</sub>** Всі розрахунки аналогічні випадку К<sub>1</sub>.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y; \quad (2.97)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 0,94 \cdot 1,895 = 2,521 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y; \quad (2.98)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot 2,788 \cdot 1,955 = 7,71 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot k_y; \quad (2.99)$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot 6,972 \cdot 1,965 = 19,376 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}C} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (2.100)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 0,94 \cdot e^{-0,05/0,08} = 0,712 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G1} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-3}}; \quad (2.101)$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot 2,788 \cdot e^{-0,05/0,26} = 3,254 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G2} \cdot e^{-\tau/T_{aG4-6}}; \quad (2.102)$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot 6,972 \cdot e^{-0,05/0,3} = 8,346 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 0,94 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ном}G1} = \frac{2 \cdot S_{\text{ном}G}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{2 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 340} = 3,773 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ном}G2} = \frac{2 \cdot S_{\text{ном}G2}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 340} = 0,877 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG1}}{I'_{\text{ном}G1}} = \frac{2,788}{3,773} = 0,739 < 1 \text{ коротке віддалене } I_{n\tau G1} = I_{noG1} = 2,788 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG2}}{I'_{\text{ном}G2}} = \frac{6,972}{0,877} = 7,94 > 1 \quad \Rightarrow \text{по[2,рис.5.3]}:$$

$$\frac{I_{n\tau G2}}{I_{noG2}} = 0,73 \Rightarrow I_{n\tau G2} = 0,73 \cdot 6,972 = 5,089 \text{ (кА)};$$

**К<sub>3</sub>**

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y; \quad (2.103)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 51,248 \cdot 1,895 = 137,343 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y; \quad (2.104)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot 6,246 \cdot 1,955 = 17,269 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1K3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1K3} \cdot k_{yK3}; \quad (2.105)$$

$$i_{yG1K3} = \sqrt{2} \cdot 93,323 \cdot 1,978 = 261,054 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot k_y; \quad (2.106)$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot 5,235 \cdot 1,965 = 14,548 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}C} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (2.107)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 51,248 \cdot e^{-0,05/0,08} = 38,794 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G1} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-3}}; \quad (2.108)$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot 6,246 \cdot e^{-0,05/0,26} = 7,287 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G1\hat{E}\hat{C}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G1\hat{E}\hat{C}} \cdot e^{-\tau/T_{aG1}}; \quad (2.109)$$

$$i_{a\tau G1\hat{E}\hat{C}} = \sqrt{2} \cdot 93,323 \cdot e^{-0,05/0,44} = 117,802 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G2} \cdot e^{-\tau/T_{aG4-6}}; \quad (2.110)$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot 5,235 \cdot e^{-0,05/0,3} = 6,267 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 51,248 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{номG1} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24} = 26,726 \text{ (кА)};$$

$$I'_{номG1K3} = \frac{S_{номG1}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK31}} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24} = 26,726 \text{ (кА)};$$

$$I'_{номG2} = \frac{2 \cdot S_{номG2}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 24} = 12,427 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG1}}{I'_{номG1}} = \frac{6,246}{26,726} = 0,233 < 1 \text{ коротке віддалене } I_{n\tau G1} = I_{noG1} = 6,246 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG1K3}}{I'_{номG1K3}} = \frac{93,323}{26,726} = 3,49 > 1 \Rightarrow \text{ по [5, рис. 5.3]:}$$

$$\frac{I_{n\tau G1K3}}{I_{noG1K3}} = 0,92 \Rightarrow I_{n\tau I} = 0,92 \cdot 93,323 = 85,857 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG2}}{I'_{номG2}} = \frac{5,235}{12,427} = 0,42 < 1 \text{ коротке віддалене } I_{n\tau G2} = I_{noG2} = 5,235 \text{ (кА);}$$

**К4**

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y; \quad (2.111)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 12,185 \cdot 1,895 = 32,655 \text{ (кА);}$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y; \quad (2.112)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot 25,795 \cdot 1,955 = 71,319 \text{ (кА);}$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot k_y; \quad (2.113)$$

$$i_{yG2} = \sqrt{2} \cdot 100,23 \cdot 1,965 = 278,533 \text{ (кА);}$$

$$i_{yG2K3} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2K3} \cdot k_y; \quad (2.114)$$

$$i_{yG2K3} = \sqrt{2} \cdot 55,082 \cdot 1,97 = 153,461 \text{ (кА);}$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}C} \cdot e^{-\tau/T_{aC}}; \quad (2.115)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 12,185 \cdot e^{-0,05/0,08} = 9,223 \text{ (кА);}$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G1} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-3}}; \quad (2.116)$$

$$i_{a\tau G1} = \sqrt{2} \cdot 25,795 \cdot e^{-0,05/0,26} = 30,098 \text{ (кА);}$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G2} \cdot e^{-\tau/T_{aG4-6}}; \quad (2.117)$$

$$i_{a\tau G2} = \sqrt{2} \cdot 100,23 \cdot e^{-0,05/0,3} = 119,986 \text{ (кА);}$$

$$i_{a\tau G2\hat{E}C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нн}G2\hat{E}C} \cdot e^{-\tau/T_{aG4-6}}; \quad (2.118)$$

$$i_{a\tau G2\hat{E}C} = \sqrt{2} \cdot 55,082 \cdot e^{-0,05/0,326} = 66,822 \text{ (кА);}$$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 12,185 \text{ (кА).}$$

$$I'_{номG1} = \frac{2 \cdot S_{номG1}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{2 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 81,452 \text{ (кА);}$$

$$I'_{номG2} = \frac{S_{номG2}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,468 \text{ (кА);}$$

$$I'_{номG2K3} = \frac{S_{номG2}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,468 \text{ (кА);}$$

$$\frac{I_{noG1}}{I'_{номG1}} = \frac{25,795}{81,452} = 0,31 < 1 \text{ коротке віддалене } I_{n\tau G1} = I_{noG1} = 25,795 \text{ (кА);}$$

$$\frac{I_{noG2}}{I'_{номG2}} = \frac{100,23}{9,468} = 10,6 > 1 \quad \Rightarrow \text{по [5,рис.5.3]:}$$

$$\frac{I_{n\tau G2}}{I_{noG2}} = 0,67 \Rightarrow I_{n\tau 2} = 0,67 \cdot 100,23 = 67,154 \text{ (кА);}$$

$$\frac{I_{noG2K3}}{I'_{номG2K3}} = \frac{55,082}{9,468} = 5,8 > 1 \Rightarrow \text{по [5, рис. 5.3]:}$$

$$\frac{I_{n\tau G2K3}}{I_{noG2K3}} = 0,85 \Rightarrow I_{n\tau 2} = 0,85 \cdot 55,082 = 46,82 \text{ (кА).}$$

**К<sub>3</sub>** КЗ в системі власних потреб електростанції. Розрахунок проводимо, користуючись рекомендаціями [6].

**Ударний струм, аперіодична складова:**

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(C+G)} \cdot k_{yC+G}; \quad (2.119)$$

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot 14,966 \cdot 1,882 = 39,833 \text{ (кА);}$$

де  $k_{yC+G}$  визначається по кривим [1, рисунок 5.5].

$$i_{yD} = \sqrt{2} \cdot I_{ноД} \cdot k_{yД}; \quad (2.120)$$

$$i_{yD} = \sqrt{2} \cdot 6,25 \cdot 1,65 = 14,584 \text{ (кА);}$$

$$i_{a\tau(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{н(C+G)} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (2.121)$$

$$i_{a\tau(C+G)} = \sqrt{2} \cdot 14,966 \cdot e^{-0,085/0,077} = 11,056 \text{ (кА);}$$

$$i_{a\tau D} = \sqrt{2} \cdot I_{ноД} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-6}} = \sqrt{2} \cdot 6,25 \cdot e^{-0,085/0,04} = 2,532 \text{ (кА);}$$

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

оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 14,966 \text{ (кА).}$$

$$I_{n\tau D} = I_{ноД} \cdot e^{-\tau/0,07}; \quad (2.122)$$

$$I_{n\tau D} = 6,25 \cdot e^{-0,085/0,07} = 3,06 \text{ (кА);}$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання приведені в Таблиці 2.10.



Таблиця 2.10 – Результати розрахунку коротких замикань

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{no}$ , кА	$i_{ar}$ , кА	$I_{nr}$ , кА	$i_y$ , кА	Примітки
К1 шини 750 кВ	Генератор 1	2,646	3,087	2,540	7,315	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератор 2	1,109	1,327	1,031	3,081	
	Система	10,855	8,217	10,855	29,090	
	Сума	14,609	12,631	14,426	39,486	
К2 шини 330 кВ	Генератор 1	2,789	3,254	2,789	7,711	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератор 2	6,973	8,347	5,090	19,376	
	Система	0,941	0,712	0,941	2,522	
	Сума	10,702	12,313	8,820	29,609	
К3 Г1	Генератор 1	6,246	7,288	6,246	17,269	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератор 2	5,235	6,267	5,235	14,548	
	Система	51,248	38,794	51,249	137,343	
	Сума	62,730	52,349	62,730	169,161	
	Генератор 1 КЗ	93,323	117,802	85,857	261,055	
К4 Г2	Генератор 1	25,796	30,098	25,796	71,320	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератор 2	100,230	119,986	67,154	278,533	
	Система	12,185	9,224	12,185	32,656	
	Сума	138,211	159,309	105,135	382,509	
	Генератор 2 КЗ	55,083	66,822	46,820	153,461	
К5 ПРТВП1	Генератори + С	14,966	11,056	14,966	39,833	Для вибору комплектного струмопроводу
	Ел. Двигуни ВП	6,250	2,532	3,060	14,584	
	Сума	21,216	13,589	18,026	54,417	

## 2.6 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

При проходженні струму КЗ провідник додатково нагрівається. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, що призводить до плавлення або обпалення ізоляції, до деформації і плавлення струмоведучих частин.

Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура його нагріву струмами КЗ. Тому провідник чи апарат слід вважати термічно стійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує допустимих величин. Кількість в провіднику теплоти, що виділилася прийнято характеризувати тепловим імпульсом короткого замикання (або імпульсом квадратичного струму):

$$B_k = \int_0^t i^2 dt. \quad (2.123)$$

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

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться так:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (2.124)$$

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

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

$$\boxed{K_1} \quad B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

де  $t_{отк}$  – час відключення ([4], таблиця 6.2).

$$B_k = 14,609 \cdot (0,2 + 0,3) = 106,716 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_2} \quad B_k = 10,702^2 \cdot (0,2 + 0,3) = 57,271 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$\boxed{K_3}$  В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ.

$$B_k = B_{кп} + B_{ка}; \quad (2.125)$$

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

$$B_{ka} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}; \quad (2.126)$$

де  $B_{кп}$  – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи  $B_{кC}$ , періодичним струмом генераторів  $B_{к\Gamma}$  і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів  $B_{к\Gamma C}$ :

$$B_{кп} = B_{кC} + B_{к\Gamma} + B_{к\Gamma C}; \quad (2.127)$$

$$B_{кC} = I_C^2 \cdot t_{відк}; \quad (2.128)$$

$$B_{к\Gamma} = B_* \cdot I_{no\Gamma}^2 \cdot t_{відк}; \quad (2.129)$$

$$B_{к\Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{no\Gamma} \cdot t_{відк} \quad ; \quad (2.130)$$

де  $B_*$ ,  $T_*$  – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 6.2 [4].

$$B_{ka} = 62,73^2 \cdot 0,08 + 93,323^2 \cdot 0,44 + \frac{4 \cdot 62,73 \cdot 93,323}{0,08^{-1} + 0,44^{-1}} = 5732,004 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кC} = 62,73^2 \cdot 4 = 15740,28 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{к\Gamma} = 0,3 \cdot 93,323^2 \cdot 4 = 10,451,089 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{к\Gamma C} = 2 \cdot 62,73 \cdot 0,52 \cdot 93,323 \cdot 4 = 24353,406 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

$$B_{кп} = 15740,28 + 10,451,089 + 24353,406 = 50544,775 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{к} = 50544,775 + 5732,004 = 56276,779 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{\text{К4}} \quad B_{ka} = 138,211^2 \cdot 0,08 + 55,083^2 \cdot 0,33 + \frac{4 \cdot 138,211 \cdot 55,083}{0,08^{-1} + 0,33^{-1}} = 4473,467 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кC} = 138,211^2 \cdot 4 = 76409,53 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{к\Gamma} = 0,3 \cdot 55,083^2 \cdot 4 = 3640,953 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{к\Gamma C} = 2 \cdot 138,211 \cdot 0,52 \cdot 55,083 \cdot 4 = 31670,435 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

$$B_{кп} = 76409,53 + 3640,953 + 31670,435 = 111720,916 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{к} = 111720,916 + 4473,467 = 116194,383 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

При КЗ поблизу групи двигунів, наприклад у системі в.п. електростанції, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму КЗ з урахуванням двигунів використовуємо формулу:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{аср}}) + I_{\text{ноД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}) + 2 \cdot I_{\text{ПО}} \cdot I_{\text{ноД}} \cdot (T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}); \quad (2.131)$$

де:

$$- t_{\text{отк}} = t_{\text{сО}} + t_a = 0,3 \text{ с};$$

$t_{\text{сО}}$  – витримка часу спрацьовування відсічення селективного автомата;

$t_a$  – час гасіння дуги;

$$- T_{\text{а порівн}} = 0,05 \text{ с} - \text{усереднене значення часу загасання вільних струмів КЗ.}$$

**К5**

$$T_{\text{асх}} = \frac{I_{\text{ноС}} \cdot T_{\text{ас}} + I_{\text{ноД}} \cdot T_{\text{ад}}}{I_{\text{ноС}} + I_{\text{ноД}}}; \quad (2.132)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{14,966 \cdot 0,077 + 6,25 \cdot 0,04}{14,966 + 6,25} = 0,066;$$

$$B_k = I_{\text{ноС}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{ноД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}) + 2 \cdot I_{\text{ноД}} \cdot I_{\text{ноС}} \cdot (T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}); \quad (2.133)$$

$$B_k = 14,966^2(0,3+0,066)+6,25^2(0,5 \cdot 0,07+0,066)+2 \cdot 6,25 \cdot 14,966 \cdot (0,07+0,066)= \\ = 111,412 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Таблиця 2.11 - Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>	К <sub>4</sub>	К <sub>5</sub>
B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> ·с	106,716	57,271	56276,779	116194,383	111,412

## 2.7 Вибір струмоведучих частин

### Вибір збірних шин ВРП 750 кВ

Вибір збірних шин ВРП–750 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

$$I^{ATЗ}_{p.max.} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 333}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1,154 \text{ кА}; \quad (2.134)$$

$$I^e_{p.max.} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 0,9 \text{ кА}; \quad (2.135)$$

$$I^{леп}_{p.max.} = \frac{n}{n-1} \frac{P_{num}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \phi} = \frac{2}{1} \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 3,763 \text{ кА}; \quad (2.136)$$

де  $U_{НОМ}$  – номінальна напруга РП.

Вибираємо шини з проводу 4×АС 800/105, каталожні дані взято з [3], стор.

428:  $I_{доп} = 1250 \text{ А}; \quad d = 39,7 \text{ мм.}$

Перевірка за допустимим струмом:

$$5000 \text{ А} < 3763 \text{ А}$$

*Перевірка шин за умовою корони :*

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E; \quad (2.137)$$

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Розряд у вигляді корони виникає біля проводу при високих напруженнях електричного поля і супроводжується потріскуванням і світінням. Процеси іонізації повітря навколо проводу призводять до додаткових втрат енергії, до виникнення електромагнітних коливань, що створюють радіоперешкоди, і до утворення озону, що шкідливо впливає на поверхні контактних з'єднань. Правильний вибір провідників повинний забезпечити зменшення дії корони до припустимих значень.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.138)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,985}} \right) = 30,118 \text{ (кВ / см)};$$

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує шорохуватість поверхні проводу ( $m = 0,82$  [4]);

$r_0 = d / 20 = 39,7 / 20 = 1,985$  см – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \text{ (кВ / см)}; \quad (2.139)$$

де  $K$  – коефіцієнт, що враховує кількість проводів  $n$  в фазі ([4], таблиця 7.4)

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0^0}{a}; \quad (2.140)$$

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{1,985}{40} = 1,21;$$

$r_{ек}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі (для 4 проводів по [4], таблиці 7.4):

$$r_{ек} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}; \quad (2.141)$$

$$r_{ек} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,985 \cdot 40^3} = 20,587 \text{ см};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.142)$$

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

де  $D$  – відстань між фазами ([1], таблиця 7.3);

$$U_{\max}^{500} = 825 \text{ кВ};$$

$$E = 1,21 \cdot \frac{0,354 \cdot 825}{4 \cdot 1,985 \cdot \lg \frac{1260}{20,587}} = 24,92 \text{ (кВ / см)}.$$

$0,9 \cdot 30,118 = 27,106 > 1,07 \cdot 24,92 = 26,664 \Rightarrow$  умова виконується.

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

Перевірка на електродинамічну стійкість не виконується, оскільки

$$I_{\text{по}\Sigma} = 14,609 \text{ кА} < 20 \text{ кА}, \quad i_y = 39,486 < 50 \text{ кА}.$$

## Вибір гнучких шин

Ділянка ВРП-750 кВ – БТ

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}}; \quad (2.143)$$

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

$J_{ек}$  – нормована густина струму, для  $T_{max} > 6758,236$   $J_{ек} = 1$  А/мм<sup>2</sup>.

$$I_{норм} = \frac{S_{\dot{m}.\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{m}}}; \quad (2.144)$$

$$I_{норм} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,855 \text{ (кА)};$$

$$q_{ек} = 855 / 1 = 855 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$800 \cdot 4 = 3200 > 855$  умова виконується.

Вибираємо шини з проводу **4×АС 800/105** ( $I_{доп} = 5000$  А;  $d = 39,7$  мм).

Так як вибираємо шини з проводу **4×АС 800/105** перевірка здійснюється аналогічно

Ділянка ВРП-750 кВ – АТЗ

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [5]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}}; \quad (2.145)$$

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

$J_{ек}$  – нормована густина струму, для  $T_{max} > 6758,236$   $J_{ек} = 1$  А/мм<sup>2</sup>.

$$I_{норм} = \frac{S_{\dot{m}.0\zeta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{m}}}; \quad (2.146)$$

$$I_{норм} = \frac{3 \cdot 267}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,769 \text{ (кА)};$$

$$q_{ек} = 769 / 1 = 769 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$800 \cdot 4 = 3200 > 769$  умова виконується.

Вибираємо шини з проводу **4×АС 800/105** ( $I_{доп} = 5000$  А;  $d = 39,7$  мм).

Так як вибираємо шини з проводу 4×АС 800/105 перевірка здійснюється аналогічно

### **Вибір жорстких шин**

Виберемо шини в колі ВП зі сторони 6 кВ.

Збірні шини виконуємо жорсткими алюмінієвими шинами. Мідні шини через їх високу вартість не застосовують навіть при великих струмових навантаженнях. При струмах до 3000 А застосовуються одно- та двополосні шини. При більших струмах рекомендуються шини коробчатого перерізу, оскільки вони забезпечують менші втрати від ефекту близькості і поверхневого ефекту, а також кращі умови охолодження.

Збірні шини та ошиновка 6-10 кВ з провідників прямокутного або коробчатого перерізу кріпляться на опорних фарфорових ізоляторах. Шинотримачі, за допомогою яких шини кріпляться на ізоляторах, припускають повздовжнє зміщення шин внаслідок нагріву. При великій довжині шин встановлюються компенсатори. В місцях приєднання до апаратів шини вигинають або встановлюють компенсатори, щоб зусилля, яке виникає при великих температурах шин, не передавалося на апарат.

Сполучення шин по довжині звичайно здійснюється зварюванням. Приєднання алюмінієвих шин до мідних (латунних) затискачам апаратів здійснюється за допомогою перехідних затискачів, що запобігають утворенню електролітичної пари мідь – алюміній.

Для кращої тепловіддачі та експлуатації шини фарбують:

при змінному струмі: фаза А в - жовтий, фаза В – зелений та фаза С – червоний колір;

при постійному струмі позитивна шина в червоний, негативна — синій колір.

Згідно §1.3. 28 ПУЭ збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РП всіх напруг по економічній щільності струму не перевіряються. Вибір перерізу шин проводиться по нагріву (по допустимому струму).



$$I_{\max}^2 = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{тїї}} \cdot I_{\text{ДÒАї}}}{U_{\text{тїї}}}; \quad (2.147)$$

$$I_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{40}{6,3} = 3,174 \text{ (кА)};$$

За умовами експлуатації беремо алюмінієві шини коробчатого перерізу [5, с. 625]:  $2(100 \times 45 \times 6)$ ,  $I_{\text{доп}} = 3500 \text{ (А)}$ ;  $q = 2 \times 1010 = 2020 \text{ (мм}^2\text{)}$ .

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\max} = 3174 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 3500 \text{ (А)}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}; \quad (2.148)$$

де  $C$  – функція, значення якої наведено в [4, табл. 6.3];  $B_{\kappa}$  – з таблиці 2.11.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{111,412 \cdot 10^6}}{90} = 117,279 \text{ (мм}^2\text{)},$$

$$q = 2020 \text{ мм}^2 > q_{\min} 117,279 \text{ мм}^2 \quad \Rightarrow \quad \text{шини термічно стійкі.}$$

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, таблиця П3.5]. При розташуванні шин у вершинах прямокутного трикутника розрахункову формулу приймаємо по [3, таблиця 4.3]:

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа:

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8}; \quad (2.149)$$

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

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2^2 \cdot 39833^2}{0,8 \cdot 58} = 3,009 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} = 3,009 \text{ (МПа)} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ (МПа)}.$$

Таким чином, шини механічно міцні ( $\sigma_{\text{доп}}$  – по [5, таблиця 4.2]).

### Вибір ізоляторів.

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (2.150)$$

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (2.151)$$

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 [5, с. 282] опорний ізолятор **ИО-10-30,00 УЗ**:  $U_{\text{ном}} = 10$  (кВ),  $F_{\text{розр.мах}} = 30$  (кН), висота ізолятора  $H_{\text{із}} = 154$  (мм).

Максимальна сила, що діє на вигинання [5, табл. 4.3]:

$$F_g = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (2.152)$$

$$F_g = 1,62 \cdot \frac{39833^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 642,6 \text{ (Н)}.$$

Поправка на висоту коробчатих шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{із}}} = \frac{H_{\text{із}} + c + h/2}{H_{\text{із}}}; \quad (2.153)$$

$$k_h = \frac{154 + 6 + 100/2}{154} = 1,364.$$

Розрахункове навантаження на ізолятор:

$$F_{\text{розр}} = k_h \cdot F_g; \quad (2.154)$$

$$F_{\text{розр}} = 1,364 \cdot 642,6 = 876,27 \text{ (Н)}.$$

Допустиме навантаження:

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

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}},$$

$$876,27 < 18000 \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо по [4, с. 288] прохідний ізолятор **ИП-10/3150-3000 У,ХЛ,Т2**:

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

$$I_{\max} = 3,174 \text{ (кА)} < I_{\text{ном}} = 3,500 \text{ (кА)};$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_B; \quad (2.155)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 642,6 = 321,3 \text{ (Н)}.$$

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

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}},$$

$$321,3 < 18000$$

Отже, всі умови виконуються.

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

### Вибір кабеля живлення двигуна з системи ВП

Виберемо кабель для живлення двигуна системи власних потреб ВАО–560М–8. Нижче наведені параметри двигуна необхідні для розрахунків по вибору кабеля:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$P_{\text{ном}} = 500 \text{ (кВт)};$$

$$I_{\text{ном}} = 47,52 \text{ (А)};$$

$$\cos\varphi = 0,82;$$

$$T_{\max} = 6634,54 \text{ (год)};$$

$$v_0 = 35 \text{ }^0\text{с}.$$

Вибираємо трижильний кабель ААШВ-В 3х70; 6 кВ.

Економічний переріз кабелю визначається за формулою:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{ек}}}; \quad (2.156)$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{47,52}{1,2} = 39,6 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Переріз, виходячи з умови термічної стійкості повинен становити:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K \cdot 10^6}}{C}; \quad (2.157)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{75,54 \cdot 10^6}}{98} = 88,705 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Умова виконується.

Приймаємо кабель 3x95 (мм<sup>2</sup>); I доп.ном = 265 (А).

Поправочний коефіцієнт на температуру повітря K<sub>2</sub> = 0,87, тоді:

$$I_{\text{доп}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}}; \quad (2.158)$$

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 265 = 230,55 \text{ (А)}.$$

Отже I<sub>доп</sub> > I<sub>ном</sub>.

Остоточно приймається кабель ААШВ-В 3x95.

### **Вибір пофазно-екранованого струмопроводу**

Для з'єднання виводів генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП в наш час застосовуються комплектні пофазно-екрановані струмопроводи (КЭТ), кожна фаза яких заключена в закритий металевий (алюмінієвий) кожух. Відповідно до норм технологічного проектування застосування КЭТ обов'язково для всіх генераторів потужністю 160 МВт і вище. Рекомендується застосовувати екрановані струмопроводи в межах машинного залу і для генераторів 60–100 МВт, а на відкритому просторі – в том випадку, якщо підвищувальний трансформатор віддалений від машинного зала не більш ніж на 15 м. При великих відстанях на відкритому просторі рекомендується застосовувати гнучкі шинопроводи.

Від виводів генераторів до блочних трансформаторів струмоведучі частини виконаємо комплектним пофазно-екранованим струмопроводом, параметри якого з [4, ст. 539, таблиця 9.13] – в таблиці 2.12.

Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_{y\delta} \leq i_{\text{дин}},$$

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

Струм важкого режиму:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24} = 26,727 \text{ кА};$$

Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_{y\delta} \leq i_{\text{дин}},$$

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

Струм важкого режиму:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,46 \text{ кА};$$

ударний струм в колі генератора (з  $i_y$  табл. 2,8):

$$i_y = 261,055 \text{ кА.}$$

$$i_y = 261,055 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА};$$

$$I_{\text{max}} = 26,727 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 30 \text{ кА},$$

отже, струмопровід підходить.

$$i_y = 153,461, \text{ кА.}$$

$$i_y = 153,461 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА};$$

$$I_{\text{max}} = 9,46 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА},$$

отже, струмопровід підходить.

Таблиця 2.12 – Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Параметри	ТЭЖН-П-24-30000-560	ТЭЖН-Е-20-10000-300
Номінальна напруга струмопроводу, кВ:	24	15,75
Номінальний струм струмопроводу, А:	30000	10000
Електродинамічна стійкість, кА	560	300
Струмоведуча шина $d \times S$ , мм Кожух (екран) $D \times \delta$ , мм	650×15 1160×7	280×15 670×4
Міжфазна відстань, мм	1500	1000
Тип опорного ізолятора	ОФР-24-750 кр	ОФР-20-500 кр
Крок між ізоляторами, мм	3000	3000
Тип трансформатора напруги	ЗНОЛ. 0,6-24	ЗНОМ-15, ЗОМ-1/15
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШВ-24-30000/5	ТШ-20-10000/5 ТШЛ-20Б-1-10000/5/5/6,5

## 2.8 Вибір комутаційного обладнання

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

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-750 кВ.

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРП-750 кВ:

струм від ЛЕП:

$$I_{p.\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.159)$$

$$I_{p.\max} = \frac{2}{1} \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 3.763 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо вимикач [2, с. 238] типу **ABB LTB-750-50/4000** на базі головних параметрів:

- по напрузі установки:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ :  $750 \text{ кВ} = 750 \text{ кВ}$ ;
- по тривалому струму:  $I_{\text{роб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$ :  $3763 \text{ А} < 4000 \text{ А}$ .

Проводимо перевірку:

а) на здатність вимикача до відключення:

$$i_{a\tau} \leq \sqrt{2} I_{\text{н}} \cdot \beta_{\text{н}} / 100; \quad (2.160)$$

де  $\beta_{\text{н}}$  – нормативне значення наявності аперіодичної складової у струмі, що відключає, яке визначається по кривій рис. 8.1 [1], або дається в довіднику [2]:

$$\beta_{\text{н}} = 0,18.$$

$$12,63 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,18 = 12,96 \text{ кА};$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$I_{\text{п}\tau} \leq I_{\text{від.ном}}; \quad (2.161)$$

$$14.426 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; \quad i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (2.162)$$

де  $I_{\text{дин}}$  – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [4];  $i_{\text{дин}}$  – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

$$I_{\text{по}} = 14,6 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА};$$

$$i_y = 39.45 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА},$$

умови виконуються.

г) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.163)$$

де  $B_k$  – тепловий імпульс струму КЗ (табл. 6.1);  $I_T$  – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по каталогу [2];  $t_T$  – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу [5].

$$106.716 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 277]: **ABB LTB-750/4000 T1 :**

– по напрузі установки:

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

$$750 \text{ кВ} = 750 \text{ кВ};$$

– по тривалому струму:

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

$$3,763 \text{ кА} < 4,0 \text{ кА.}$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$39.45 \text{ кА} < 160 \text{ кА};$$

– на термічну стійкість:

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

$$106.716 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 63^2 \cdot 1 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

всі умови виконуються.

Вибір комутаційних апаратів у інших точках проводимо аналогічно.

Результати зводимо у табл. 2.13

Таблиця 2.13 – Параметри вимикача і роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
<b>ВРП – 750 кВ</b>	<b>ABB LTB-750-50/4000</b>	<b>ABB LTB-750/4000</b>
$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 3,763 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4,0 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 14,426 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 12,63 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 12,96 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 14,6 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 39,45 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 106,716 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення вимірювальних кіл і систем захисту від первинних кіл високої напруги. Він має замкнутий магнітопровід і дві обмотки – первинну і вторинну. Первинна обмотка вмикається послідовно в коло струму, що вимірюється, до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні прилади. Значення номінального вторинного струму прийняті рівними 5 і 1А. Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму не є строго постійною величиною і може відрізнятись від номінального значення внаслідок похибки, яка зумовлена наявністю струму намагнічування. Похибка трансформатора струму залежить від вторинного навантаження і від кратності первинного струму по відношенню до номінального. Збільшення навантаження і кратності струму призводить до збільшення похибки (як і при первинних струмах, які значно менші номінального). Трансформатори



струму класу точності 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів, класу 0,5 – для приєднання лічильників грошового розрахунку, класу 1 – для усіх технічних вимірювальних приладів, класів 3 і 10 – для релейного захисту. Струмові кола вимірювальних приладів і реле мають малий опір, тому трансформатор струму нормально працює в режимі, близькому до режиму КЗ. Тому не дозволяється розмикати вторинну обмотку трансформатора струму при протіканні струму в первинній обмотці. При необхідності заміни вимірювального приладу або реле попередньо замикається накоротко вторинна обмотка трансформатора струму (або шунтується обмотка реле, приладу).

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100 або  $100/\sqrt{3}$  В і для відокремлення кіл вимірювання і релейного захисту від первинних кіл високої напруги. Первинна обмотка ввімкнена на напругу мережі, а до вторинної обмотки приєднуються паралельно котушки вимірювальних приладів і реле. Для безпеки обслуговування один вихід вторинної обмотки заземлений. Трансформатор напруги на відміну від трансформатора струму працює в режимі, близькому до холостого ходу, оскільки опір паралельних котушок приладів і реле великий, а струм, що споживається ними, невеликий. Розсіяння магнітного потоку і втрати в осерді призводять до похибки вимірювання. Так само як і в трансформаторах струму, вектор вторинної напруги зсунутий відносно вектора первинної напруги не точно на кут  $180^\circ$ . Це визначає кутову похибку. В залежності від номінальної похибки розрізняють класи точності 0,2; 0,5; 1; 3. Сумарне споживання потужності обмотками вимірювальних приборів і реле, підключених до вторинної обмотки трансформатора напруги, не повинно перевищувати номінальну потужність трансформатора напруги, оскільки в іншому випадку це призведе до збільшення похибок. В залежності від призначення можуть застосовуватись трансформатори напруги з різними схемами з'єднання обмоток.

### **Вибір вимірювальних трансформаторів струму**

Оберемо вимірювальний трансформатор струму для приєднання вимірювальних приладів в коло генератора.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 4.11 [4], схема ввімкнення приладів показана на рисунку 2.23. Оскільки ділянка від виводів генератора до блочного трансформатора виконана комплектним струмопроводом **ТЭКН-П-24-30000-560** (див. п. 7.5), то обираємо трансформатори струму, вбудовані в струмопровід, **ТШВ-24-30000/5**, параметри якого з [2]:  $U_{ном} = 24$  кВ;  $I_{1ном} = 30$  кА;  $r_{2ном} = 4$  Ом;  $t_{тер} = 3$  с, клас точності 0,2.

Його перевірку проводимо за умовами:

По напрузі установки:  $U_{уст} = 24$  кВ =  $U_{ном} = 24$  кВ;

По допустимому струму:  $I_{роб.мах} \leq I_{ном}$ ;

$$I_{р.мах} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} ; \quad (2.164)$$

$$I_{р.мах} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,95} = 28,113 \text{ кА};$$

$$I_{роб.мах} = 28,113 \text{ кА} < I_{ном} = 30 \text{ кА}.$$

– По електродинамічній стійкості:  $i_y \leq i_{дин}$ .

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

– По вторинному навантаженню:  $Z_2 \leq Z_{2н}$ ,

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

$R_k = 0,1$  Ом [1] – опір контактів;

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

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

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення (рис. 2.23) і каталоговими даними приладів,

наведеними в [4], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1.

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

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2\text{н}}^2 ; \quad (2.165)$$

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = 14.5 / 5^2 = 0,58 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}} ; \quad (2.166)$$

$$R_{\text{з.пров.}} = 4 - 0,58 - 0,1 = 3,32 \text{ (Ом).}$$

Відповідно [3], для генераторів блочних електростанцій застосовується кабель з алюмінієвими жилами (питомий опір алюмінія  $\rho = 0,0283$ ), орієнтовна довжина 40 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [4]  $l_{\text{розр}} = l = 40$  м; тоді переріз кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{3,32} = 0,341 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм<sup>2</sup>.

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0283 \cdot 40}{2,5} + 0,1 + 0,58 = 1,133 \text{ Ом} < Z_{2\text{н}} = 4 \text{ Ом.}$$

Таблиця 2.14 – Параметри приладів

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
2	Ватметр	Д-335	2x0,5	—	2x0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	САЗ-И681	2,5	—	2,5
5	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—

6	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
	Сумарне значення		14.5	10.5	14.5

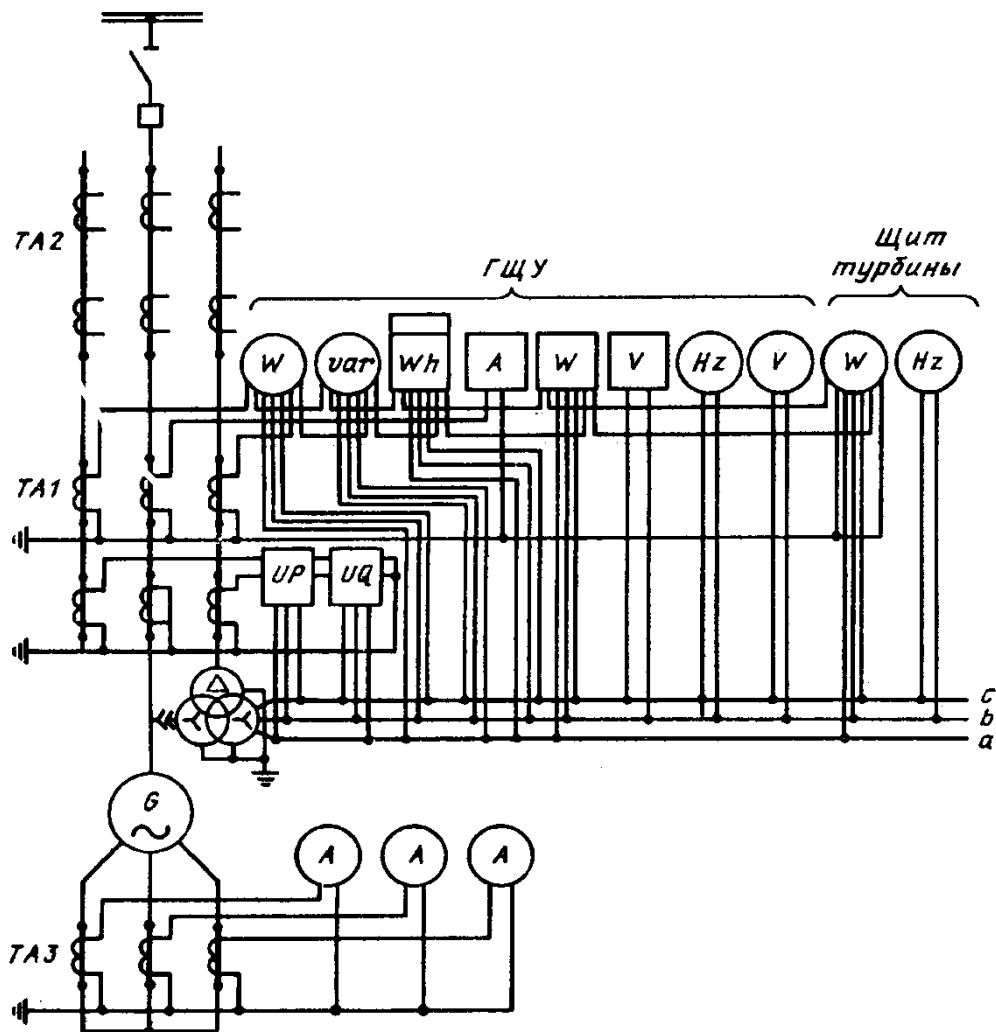


Рисунок 2.23 - Схема включення вимірювальних приладів генератора

### 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:

$$\text{ТЭКН-П-24-30000-560, } U_{н1} = 24 \text{ кВ.}$$

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.}; \quad (2.167)$$

де  $S_{2н} = 50 \cdot 3 = 150$  (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 (таблиця 9.3). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [4]. Типи та потужності приладів приведено в [5]. Схема включення приладів зображена на рисунку 2.24.

Таблиця 2.15 – Параметри трансформаторів напруги

Назва приладу	Тип	S однієї катуш ки	К-ть катуш шок	cosφ	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	0,925	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:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (2.169)$$

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

$$S_{2розр} = 71,65 \text{ В·А} < S_{2н} = 225 \text{ В·А};$$

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.

## 2.10 Вибір розрядників та високочастотних загороджувачів

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг.

Вибір розрядників здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [5]. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки [6].

Вибираємо наступні розрядники:

Таблиця 2.16- параметри розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
ЛЕП 750 кВ	РВМГ-750МУ1
Виводи БТ з боку ВРП-750 кВ	РВМГ-750МУ1
Виводи БТ з боку генераторів	РВМ-35У1
ЛЕП 330 кВ	РВМГ-330МУ1
Виводи СН АТ	РВМГ-330МУ1
Виводи ВН АТ	РВМГ-750МУ1

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

Максимальний струм в лінії 750 кВ:

$$I_{\max 750} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}; \quad (2.170)$$

$$I_{\max 750} = \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1,88 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо загороджувач **ВЗ-2000-0,5 Т1**.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 1,88 \text{ кА} < 2,0 \text{ кА}.$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 750 \text{ кВ} = 750 \text{ кВ};$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$39,48 \text{ кА} < 102 \text{ кА}.$$

Всі умови виконуються.

## 2.11 Вибір установки постійного струму

Згідно методичних рекомендацій [4], для двох блоків 1000 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ), яка повинна забезпечити живлення маслonaсосів турбін, водневого ущільнення всіх агрегатів електростанції, а також перетворюючого агрегату зв'язку та аварійного освітлення.

Виконаємо розрахунок АБ, призначеної для аварійного живлення блоків АЕС 750 МВт. Розрахунок навантаження установки постійного струму [7] зведений в таблиці 2.17

Таблиця 2.17 – Навантаження установки постійного струму

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	—	—	—	30	—	35	35
Аварійне освітлення	—	—	—	180	—	180	—
Привід GLK вимикача ABB LTB-750-50/4000	3	—	250	—	—	—	500
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонаосу ущільнень генератора	1	42	216	190	540	190	296
Електродвигун аварійного маслонаосу змазки турбін	1	42	216	140	540	140	140
Разом						575	1056

Приймаємо до встановлення 3 акумуляторні батареї типу СК. Батарея буде працювати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором (рис. 11.1).

Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год (оскільки електростанція зв'язана з енергосистемою). По [4] приймаємо: номінальна напруга

на шинах установки  $U_{ш} = 230$  В, напруга на елементі в режимі підзарядки  $U_{кз} = 2,15$  В. Розрахункова температура електроліту  $+25^{\circ}\text{C}$ .

Розрахуємо кількість елементів батареї:

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

$$n_0 = \frac{U_{\phi}}{U_{ік}}; \quad (2.171)$$

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

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{\phi}}{U_p}; \quad (2.172)$$

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

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

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0; \quad (2.173)$$

$$n_{\text{дод}} = 130 - 108 = 22.$$

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

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

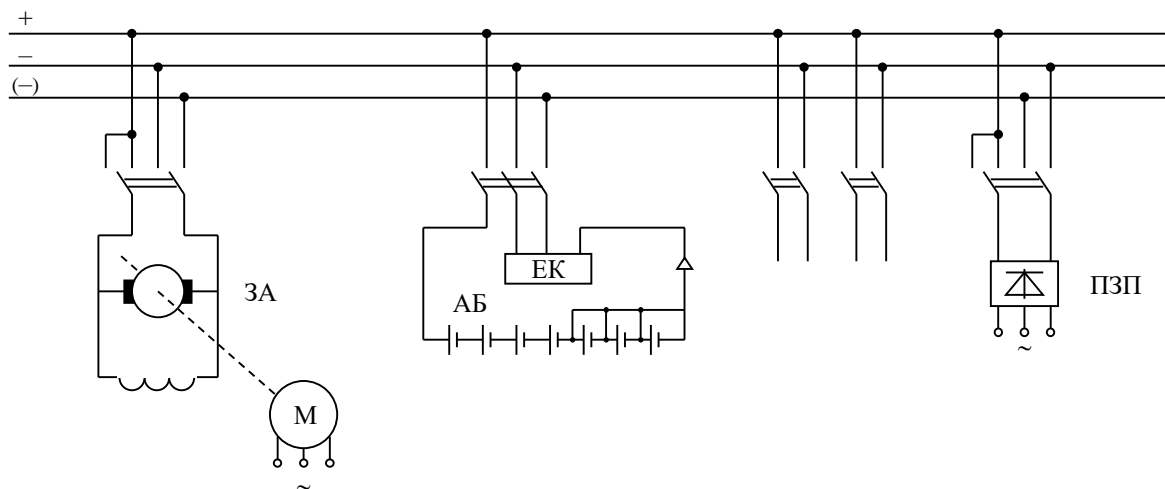




Рисунок 2.25 Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму).

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j; \quad (2.174)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;  $I_{\text{ав}}$  – струм півгодинного аварійного розряду, А;  $j = 25 \text{ А/Н}$  [1] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 700 / 25 = 29,4$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]:  $N = 32$  (СК-32).

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_{\text{т}} / 46;$$

$$N = 32 > 1140 / 46 = 24,78,$$

умова виконується.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > I_{\text{т}} / N; \quad (2.175)$$

де  $j$  визначається по кривим рисунок 12.2 [1] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача  $85\% U_{\text{ном}}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі  $5\% U_{\text{ном}}$ .

$$j = 38 \text{ А/Н} > \frac{1056}{32} = 32,7 \text{ А/Н},$$

умова виконується.

Остаточо приймаємо для встановлення акумуляторну батарею **СК-38**.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним  $0,15 \cdot N$  [4]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \quad (2.175)$$

де  $I_{\text{пост}}$  – струм постійно включеного навантаження (таблиця. 11).

$$I_{\text{ПЗП}} = 70 + 0,15 \cdot 38 = 75,7 \text{ (А)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (2.176)$$

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

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N; \quad U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}.$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 38 = 1,9 \text{ (А)}; \quad U_{\text{ПЗП дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (В)}.$$

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:

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{пост}} + 5N; \quad U_{\text{ЗП}} = U_{\text{з}} \cdot n. \quad (2.177)$$

$$I_{\text{ЗП}} = 70 + 5 \cdot 38 = 260 \text{ (А)}; \quad U_{\text{ЗП}} = 2,75 \cdot 130 = 356 \text{ (В)}.$$

Вибираємо зарядний агрегат [1] 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 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

#### 3.1 Вибір системи оперативного управління АЕС

Оперативне управління на блочній конденсаційній електростанції (АЕС) тепловим та електричним обладнанням блоку, включаючи вимикачі зі сторони вищої напруги передбачають централізовано з блочного щита управління (БЩУ).

Розподільчий пристрій (РП) підвищених напруг виділяють в самостійні оперативні ділянки на ЦЩУ. На ЦЩУ зосереджується також інформація про роботу блоків, сигналізація, централізована система управління [7].

Для оперативного двостороннього зв'язку на ЦЩУ встановлюють комбіновані комутатори гучномовного та телефонного зв'язку, додаткові промислові багатоканальні телевізійні установки (ТМ–512). На ЦЩУ виносять управління та контроль наступними елементами ТЕС: вимикачами РП (розподільчого пристрою) вищої та середньої напруги, резервними трансформаторами власних потреб, включаючи магістральні та секційні вимикачі; блочними трансформаторами; резервними збуджувачами; виробничо протипожежними насосами; телекерованими насосами (освітленої води I і II підйому, насосами хімводоочистки I і II підйому); загально станційними трансформаторами 6/0,4 кВ головного корпусу.

На ЦЩУ передбачені сигналізація положення вимикачів в ланцюгу генератора (якщо вони встановлені) і введення резервного живлення секцій 6 кВ власних потреб блоків; вимір та збільшення активної та реактивної потужності: сигналізація виклику персоналу, сигналізація про несправності на блоці, а також загально станційні засоби центральної сигналізації, телемеханіка, проти аварійна телемеханіка, проти аварійна автоматика, система автоматичного регулювання частоти і активної потужності (САРЧП), групового управління збуджувачем (ГУЗ) автоматики пожежегасіння та інше.

З кожного БІДУ здійснюються операції пуску, зупинки та нормальна

експлуатація блоків.

На БЩУ вносяться управління та контроль: системою збудження генераторів; перевід генератора з робочого збудження на резервне та навпаки, вимикачами вводів робочих трансформаторів власних потреб блоку; вимикачами і автоматами блочних робочих і резервних трансформаторів 6/0,4 кВ власних потреб (ВП) 0,4 кВ головного корпусу; електродвигунами ВП блоку дизель–генераторної станції, трансформаторами фільтрів, а також сигналізацією виклику персоналу при несправностях на місцевих щитах управління і в електропристроях, які відносяться до даного блоку. На КЕС установлена система управління устаткуванням, що містить у собі управління комутаційними апаратами, регулювання і вимір.

На станції організується 5 ділянок оперативного обслуговування: паливно–транспортна, котлотурбінна, електрична, хімічна, теплової автоматики і вимірів. Управління генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними апаратами, лініями ВП здійснюється з ЦЩУ, за яким знаходиться начальник зміни, що керує оперативними бригадами цехів. Керування електродвигунами, котельними агрегатами, живильно–деаераторною установкою здійснюється з центрального щита, розташованого в центрі головного корпусу.

### 3.2 Вибір системи дистанційного управління

Система дистанційного управління призначена для контролю і управління устаткуванням, що знаходиться на відстані. Дистанційне керування здійснюється вимикачами, контакторами, роз'єднувачами і т.д. Прийнято дві системи дистанційного управління: індивідуальна і виборча. Для вимикачів, роз'єднувачів застосовується індивідуальна система управління. Для управління БЩУ технологічним устаткуванням енергоблоків застосовується виборча система дистанційного керування. Її відмінна риса полягає в тому, що для групи об'єктів використовується загальний ключ управління і клавішний номеронабирач.

### 3.3 Система сигналізації

На щитах управління ЕС передбачені спеціальні види технологічної сигналізації.

1. Сигналізація положення (комутаційного апарата).
  - Червона лампа –"ввімкнено";
  - Зелена лампа –"вимкнено".
2. Аварійна сигналізація – сигналізація аварійного вимкнення комутаційних апаратів. Здійснюється сиреною або дзвоником і миготінням зеленої лампи.
3. Попереджуюча сигналізація – сигнали про настання нормального режиму в роботі агрегатів. Здійснюється звуковими дискретними сигналами та індивідуальними світловими сигналами (тільки з написом).
4. Сигналізація дії захисту – супроводжується звуковими сигналами і миготінням ламп аварійного вимикання і випаданням прапорця вказівного реле.
5. Сигналізація дії автоматики супроводжується індивідуальними світловими сигналами у вигляді миготіння відповідної лампи (АВР, АЧР).
6. Командна сигналізація – сигнали для передачі з цеху в цех обмеженої кількості найбільше важливих і частих розпоряджень.

### 3.4 Автоматика і блокування

На проектованій АЕС передбачене застосування таких видів автоматики і блокування, як:

- 1 АВР відповідальних споживачів ВП
- 2 АЧР на шинних ВП (на базі ІВЧ – 3).
- 3 Автоматика синхронізації генератора з мережею на базі автоматичного синхронізатора УБАС.
- 4 Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності.
- 5 Автоматичне гасіння поля (АГП – 40).
- 6 Автоматичне форсування та розфорсування збудження.
- 7 Автоматичне компаундування та електромагнітна корекція напруги (ЕПА –

325В).

8 Вторинні автоматичні регулятори частоти та потужності (загально станційні та блочні).

9 Автоматика системи паливовиготовлення та паливоподачі.

10 Автоматика системи хімічного очищення води.

11 Автоматика системи ведення заданого режиму котла та турбіни.

12 Автоматика пуску та зупинки агрегатів.

### 3.5 Зв'язок

Внутрішній зв'язок на АЕС містить у собі:

1. Оперативний зв'язок.

2. Технологічний зв'язок.

Об'єм оперативного зв'язку:

а) установка на ЦЦУ комутатора диспетчерського зв'язку типу ЕДШС – 5 і комутатора типу ДИСа.

б) оперативний зв'язок АЕС – двобічний зв'язок з використанням гучномовця.

в) пожежна сигналізація типу СПДУ з установкою здавачів у всіх помешканнях.

Зовнішній зв'язок АЕС включає:

1. Зв'язок із диспетчером енергосистеми по високочастотному каналу і пристроях телемеханіки.

2. Вихід на місцевий телефонний зв'язок.

3. Прямий зв'язок із електроцехом, цехом водопостачання, ВРП, паросиловим цехом, цехом перерозподілу мазуту.

4. Радіопошуковий зв'язок (із зворотною відповіддю).

5. Охоронний зв'язок і сигналізація.

6. Радіофікація від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО).

### 3.6 Телемеханіка

На КЕС, що проектується передбачений пристрій телевимірювання і телесигналізації. Пристрій здійснює передачу даних АЕС у ЦДП енергосистеми:

1. Телесигналізація положення основних вимикачів головної схеми.
2. Безупинне телевимірювання сумарної потужності генераторів АЕС.

### 3.7 Засоби РЗ і автоматики

РЗ є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем [1, 3]. Її основне завдання полягає в тому, щоб виявити ушкоджену ділянку електричної системи і як можливо швидше видати керуючий сигнал на його відключення. Додаткова задача РЗ полягає в сигналізації про виникнення сиг. режимів. Основні захисти на АЕС занесені в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Основні захисти на КЕС

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Збірні шини	1. Всі види КЗ	Диференційний захист шин
ВРП-750-330,кВ.	2.Багатофазні КЗ	ДЗШ струмова відсічка, РТ-40
ЛЕП-750-330, кВ	1.Всі видиКЗ	L-60 General Electric RCL670 ABB
Шини власних потреб 6 кВ	1 .Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ).	Повздовжній диф. захист і ДЗТ 13/3
	2.МІЖ фазне КЗ на (МРЖ).	Повздовжній диф. захист, РНГ-565
Кабельні лінії 6 кВ	1. Захист від багатофазних КЗ 2.Захист від однофазних КЗ	Неповний диференційний захист ДЗШ-10 Двохступеневий струмовий захист (струмова відсічка та МСЗ) на реле типу РТ-80 та вихідному реле РП-23
Трансформатор власних потреб (ТВП)	1.Всі види КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист 1 ДЗТ-21
	2.Зовнішнє КЗ	Дистанційний захист з боку ВН та з боку НН ТВП (блок-реле БРЕ – 2801) на резервному ТВП додатково з боку ВН –струмова відсічка на реле типу РТ-40
	3. Симетричне перевантаження	МСЗ, РТ-40
	4. Пожежа в трансформаторі	Газове реле BV-80
	5.Пошкодження на шинах ВП-6кВ 6.Пошкодження на магістралі резервного живлення 6 кВ	Дистанційний захист БРЕ –2801 Диференційний захист на реле РНТ-561
Магістраль резервного живлення	1.Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення	Повздовжній диф. Захист ДЗТ-13/3

Продовження таблиці 3.1

	2.Між фазне КЗ на МРЖ	Повздовжній диф. Захист (РНТ – 565)
--	-----------------------	-------------------------------------

Автотрансформа тор зв'язку та блочні трансформатори	1.Захист від багатофазних КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист ДЗТ – 23
	2.Внутрішні замикання	Газовий захист з двома ступенями дії РЗТ–80
	3.Зовнішнє КЗ на землю	МСН нульової послідовності
	4. Зовнішні симетричні перевантаження	МСЗ з незалежною витримкою часу РТ – 40
	5.Зовнішні симетричні КЗ	МСЗ з пуском по напрузі є два реле РНТ, фільтр реле зворотної послідовності РНФ – 1М, мінімальне реле напруги РН– 54/160
	6.Зовнішні багатофазні несиметричні КЗ	СЗ (направлений в бік ВН та не направлений в бік СН) зворотної послідовності (фільтр–реле струму та направлення потужності типу РМОП – 2 та ненаправлене фільтр–реле струму РТФ1–М), струмовий захист нульової послідовності.
Двигун	1 .Багатофазні КЗ в обмотках статора і на його виводах. 2. Однофазне замикання 3.Обрив однієї фази провідника 4.Перенапруга двигуна 5.Понижена напруга 6.Виникнення асинхронного ходу при обриві обмотки збудження в синхронному двигуні	Струмова відсічка диференц. повздовжній захист, РНТ–565 Захист нульової послідовності, або захист зворотної послідовності РТЗ–50 РТЗ– 50
		Запобіжники, теплові розчіплювані в автоматах або магнітних пускачах, МСЗ Захист від мін. Напруги РН–54,РНФ–И Захист від асинхронного ходу РТ–80
Шиноз'єднувальний вимикач	1.МіжфазніКЗ 2.Замикання на землю	МСЗ, РТ–40/6 Захист від замикань на землю РТЗ–50 (РТ–40/0,2)

### 3.8 Вибір робочого та пускорезервного трансформатора ВП

На АЕС схеми власних потреб будуються по блочному принципу: РП кожного блоку приєднується через робочий ТВП до відгалуження від блоку. ТВП приєднується між генератором і трансформатором.

Номінальна потужність робочих ТВП вибирається у відповідності з їх розрахунковим навантаженням. Так як дані для визначення розрахункового навантаження на валу двигунів відсутні, то визначаємо потужність ТВП приблизно за формулою.

$$S_{\text{ТВП,розр}} = \frac{P_{\text{ВП,макс\%}}}{100} \cdot K_c \cdot P_{\text{Г,ном}}; \quad (3.1)$$

$$S_{\text{ТВП,розр}} = \frac{6}{100} \cdot 0,85 \cdot 300 = 15,3 \text{ (МВА)}$$

де  $P_{\text{ВП,розр}}$  - витрати потужності блока на власні потреби, %.



При відсутності генераторного вимикача приймаємо розрахункову потужність пускорезервного трансформатора власних потреб в 1,3 рази більше, ніж потужність робочого трансформатора ВП.

$$S_{\text{тр.розр}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВПрозр}}; \quad (3.2)$$

$$S_{\text{тр.розр}} = 1,3 \cdot 15,3 = 19,9 (\text{МВА}).$$

Таблиця 3.2 – Характеристики ТВП та ПРТВП [4]

Позначення	Тип	$S_H$ , МВА	$U_H$ , кВ	$U_k$ , %	Місце вкючення
ТВП	ТРДНС-25000/35	25	20-6,3	10,5	Генератор
ПРТВП	ТРДНС-25000/110	25	115-6,3	10,5	РПСН 110

### 3.8.1 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором

Для визначення рівня струмів за аномальних режимів оперативним персоналом використовуються спрощені схеми (рис. 2.1 а, б) та приблизні розрахунки.

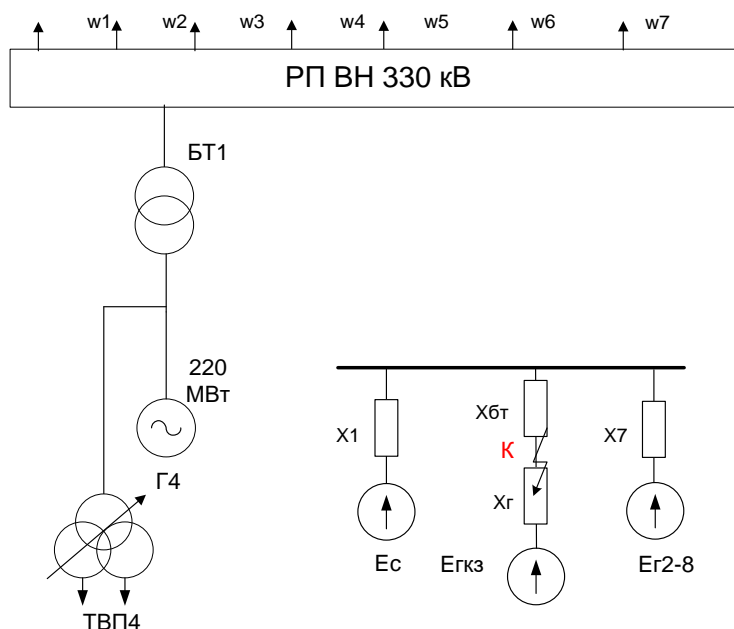


Рисунок 3.1 – Схема РП ВН 330кВ

Заданося базисними величинами:  $S_0 = 1000 \text{ МВА}$

Розрахуємо опори схеми заміщення:

Генераторів :

Заданося базисними величинами:

Розрахуємо опори схеми заміщення:

Генераторів :

$$X_{*Г300} = X_{d^{*ном}}'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (3.3)$$

$$X_{*Г300} = 0,195 \cdot \frac{353}{353} = 0,195;$$

ТВП:

$$X_{*ТВП1} = \frac{u_{к в-н \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (3.4)$$

$$X_{*ТВП1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{353}{25} \cdot 1,875 = 2,75;$$

Опір нульової послідовності для трифазного трансформатора:

$$X_{0,T} = 0,9 \cdot X_T; \quad (3.5)$$

$$X_{0,T} = 0,9 \cdot 0,275 = 0,247.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E_{q*}'' = \sqrt{(U_{ном*} \cdot \cos \phi_{ном})^2 + (U_{ном*} \cdot \sin \phi_{ном} + I_{ном*} \cdot x_d'')^2}; \quad (3.6)$$

$$E_{q*}'' = \sqrt{0,85^2 + (0,527 + 0,195)^2} = 1,11$$

де  $U_{ном*} = I_{ном*} = 1$ ;  $\sin \phi_{ном} = \sqrt{1 - \cos^2 \phi_{ном}} = 0,527$ .

Розрахуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К<sub>1</sub>)

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{x_d''}; \quad (3.7)$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,11}{0,195} = 5,69;$$

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{Г.ном}; \quad (3.8)$$

$$I^{(3)} = 5,69 \cdot 10,2 = 58,06;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2}; \quad (3.9)$$

$$I_*^{(2)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,24} = 2,55;$$

$$I^{(2)} = I_*^{(2)} \cdot I_{Г.ном}; \quad (3.10)$$

$$I^{(2)} = 2,55 \cdot 10,2 = 26,14;$$

де  $x_2$  - опір оберненої послідовності генератора.

Розраховуємо струми КЗ за блоковим трансформатором (точка К<sub>2</sub>)

$$I_*^{(3)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_T}; \quad (3.11)$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,275} = 2,36;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_2 + 2x_T}; \quad (3.12)$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,238 + 2 \cdot 0,257} = 1,3;$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_2 + 2x_T + x_{0T}}; \quad (3.13)$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,238 + 2 \cdot 0,275 + 0,245} = 0,9;$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{E''_{q*}}{x''_d + x_T + \frac{(x_2 + x_T) \cdot x_{0T}}{x_2 + x_T + x_{0T}}} \cdot \frac{x_{0T}}{x_2 + x_T + x_{0T}}; \quad (3.14)$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,275 + \frac{(0,238 + 0,275) \cdot 0,245}{0,238 + 2 \cdot 0,245}} \cdot \frac{0,245}{0,238 + 2 \cdot 0,245} = 0,87;$$

### 3.9 Захист від багатозазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора

Використовуємо повздовжній диференційний захист з циркулюючими струмами на реле ДЗТ-11/5. В даному випадку схема з'єднання обмоток статора – “зірка-зірка”, застосовуємо трансформатори струму на лінійних виводах з коефіцієнтом трансформації 12000/5, а в нейтралі – 12000/5, для поперечного диференційного захисту – 1500/5; тоді робоча кількість витків обмотки реле  $W_{роб} = 144$  витка.

Максимальну розрахункову силу первинного струму небалансу при зовнішньому КЗ визначаємо як:

Максимальне розрахункове значення первинного струму небаланса  $I_{\text{нб.роз.макс}}$  у встановленому режимі протікання через ТТ зовнішнього розрахункового максимального струму:

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = \varepsilon \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{зовн.розр.макс}}; \quad (3.15)$$

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 58000 = 2900 \text{ А};$$

де  $K_{\text{одн}} = 1$ , оскільки трансформатори струму різні.

Визначаємо робочу МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{\text{роб}} = \frac{K_{\text{відстр}} \cdot I_{\text{нб.розр.макс}} \cdot W_{\text{роб}}}{n_{\text{ТС}}}; \quad (3.16)$$

$$F_{\text{роб}} = \frac{1,6 \cdot 2900 \cdot 144}{2400} = 278,4 \text{ А}$$

Визначаємо гальмівну МДС за виразом:

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{роб}}^2}{100^2} - 1}; \quad (3.17)$$

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{278,4^2}{100^2} - 1} = 309 \text{ А};$$

Визначаємо значення вторинного гальмівного струму:

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{I_{\text{зовн.розр.макс}}}{n_{\text{ТС}}}; \quad (3.18)$$

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{58000}{2400} = 24,2 \text{ вит.}$$

Розрахункова кількість витків гальмівної обмотки складає:

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{F_{\text{гальм.}}}{I_{\text{гальм.втор}}}; \quad (3.19)$$

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{278,4}{24,2} = 11,5 \text{ вит.},$$

Приймаємо 12 витків.

### 3.10 Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора

Використовуємо односистемний поперечний диференційний захист з реле струму РТ – 40/Ф з фільтром першої гармоніки. ТС встановлюється на шинопроводі, що з'єднує нейтралі паралельних віток. Струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.} = \frac{0,2 \cdot I_{2.НОМ}}{n_{тс}}; \quad (3.20)$$

$$I_{c.p.} = \frac{0,2 \cdot 10200}{300} = 6,8 A;$$

### 3.11 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Використовуємо комплект захисту ЗЗГ-1 – захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості. Захист складається з двох органів:

- 1) максимального реле напруги першої гармоніки – яке захищає 85-90% витків обмотки статора зі сторони лінійних виводів;
- 2) реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням – яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі і саму нейтраль.

До цих реле підводять напругу зі сторони лінійних виводів від ТН типу ЗНОМ з напругами  $U_{\phi} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$  В, а для реле з гальмуванням додатково підводиться

напруга зі сторони нульових виводів від спеціально встановленого ТН типу ЗНОЛ або ЗОМ з напругами  $\left( \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}} \right) 100$  В. В умовах проектування параметри не

визначаються, т.ч. вони не впливають на вибір типу апаратури. Захист діє з незалежною витримкою часу до 0.5 с.

### 3.12 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист. Реле включається на різницю фазних струмів від ТС, встановленого зі сторони нульових виводів, і на міжфазну напругу від ТН, який встановлений на лінійних виводах. Реле має кругову характеристику, розташовану в першому квадранті зі зміщенням в третій квадрант і охопленням початку координат. Захист виконується з двома ступенями витримки часу.

Визначимо опір спрацювання захисту:

$$Z_{c3} = \frac{0,95 \cdot U_{z.ном}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{z.ном} \cdot k_{відс} \cdot k_{\phi} \cdot \cos(\phi_{мч} - \phi_{наб})}; \quad (3.21)$$

$$Z_{c3} = \frac{0,95 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 10,2 \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot \cos(80^{\circ} - 26^{\circ})} = 0,48 \text{ Ом};$$

де  $k_{відс} = 1,2$ ;  $k_{\phi} = 1,5$ ;  $\phi_{мч} = 80^{\circ}$  - кут максимальної чутливості,  $\phi_{наб} = 73^{\circ}$  - кут навантаження реле.

Тоді  $Z_{c3} = 0,48 \text{ Ом}$ .

Коефіцієнт чутливості захисту повинен задовольняти умові

$$K_{\phi} = \frac{Z_{c3}}{Z_{дiл}}; \quad (3.22)$$

$$K_{\phi} = \frac{0,48}{0,23} = 2,09 > 1,2$$

де  $Z_{дiл} = Z_m + Z_z = \frac{20^2}{400} \cdot \frac{11}{100} + 0,195 \cdot \frac{20^2}{353} = 0,11 + 0,22 = 0,33 \text{ Ом}$ .

Витримка часу першого ступеню захисту узгоджується з найбільшою витримкою часу резервних захистів від міжфазних КЗ на елементах, приєднаних до шин ВН –  $t_{c.з.I} = 1c$ , витримка часу другого ступеню –  $t_{c.з.II} = 1,5c$ .

### 3.13 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень

Застосовується струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною витримкою часу. Він виконується одним реле струму зворотної послідовності з фільтром – РТФ-6М. Це реле складається з п'яти елементів:

- 1) пусковий орган без витримки часу, який забезпечує пуск та повернення інтегрального органу та блокування органу “відсічка II”

$$I_{c.з.ПО} \approx 0,1 \cdot I_{z.ном}; \quad (3.23)$$

$$I_{c.з.ПО} \approx 0,1 \cdot 10200 = 1020A;$$

- 2) інтегральний орган з інтегрально-залежною витримкою часу, який забезпечує правильну роботу захисту при зміні струму зворотної послідовності і охолодженні ротора після усунення перевантаження

$$t_{дон} = \frac{A}{I_{z.2*}^2}; \quad (3.24)$$

$$t_{дон} = \frac{8}{1,563^2} = 3,12c;$$

- 3) орган “відсічка I” спрацьовує без витримки часу і передбачається для дії захисту з незалежною витримкою часу в якості резервного захисту від зовнішніх несиметричних КЗ

$$I_{c.з.2I} = 0,4 \cdot I_{z.ном}; \quad (3.25)$$

$$I_{c.з.2I} = 0,4 \cdot 10200 = 4080A;$$

- 4) орган “відсічка II” спрацьовує без витримки часу і передбачається для резервування швидкодіючих захистів ТГ з незалежною витримкою часу, і утворюється виносним реле часу

$$I_{c.з.2II} = I_2^{(2)} / k_q; \quad (3.26)$$

$$I_{c.з.2II} = 26142 / 1,2 = 21785,5;$$

- 5) сигнальний орган спрацьовує без витримки часу і передбачається для фіксації з незалежною витримкою часу недопустимого несиметричного навантаження генератора

$$I_{c.з.2сиг} = 0,05 \cdot I_{г.ном}; \quad (3.27)$$

$$I_{c.з.2сиг} = 0,05 \cdot 10200 = 510A.$$

### 3.14 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Застосовується МСЗ з незалежною витримкою часу, виконується за допомогою реле РТВК з  $K_B = 0,99$ . Струм спрацювання захисту

$$I_{сз} = \frac{K_{відс}}{K_B} \cdot I_{г.ном}; \quad (3.28)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,99} \cdot 10200 = 10818,2A;$$

Час спрацювання захисту узгоджується з захистом, який діє на відключення.

### 3.15 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Застосовуємо струмовий захист з двома ступенями інтегрально-залежної витримки часу. Захист здійснюється за допомогою блок-реле, РЗР-1М, який містить наступні елементи:

- 1) вхідний перетворювальний пристрій.
- 2) сигнальний орган, що спрацьовує без витримки часу при струмах збудження, які перевищують довготривале допустиме значення; необхідна витримка часу створюється виносним реле часу. Діапазон регулювання уставки  $0,1 \dots 1,2$  номінального струму збудження. Рекомендується уставка  $1,05$ , тобто

$$I_{c.з.СOnepb} = 1,05 \cdot I_{рот.ном}; \quad (3.29)$$

$$I_{c.з.СOnepb} = 1,05 \cdot 3050 = 3202A$$

- 3) пусковий орган, що спрацьовує без витримки часу і контролює пуск та повертання інтегрального органа. Діапазон регулювання уставки  $1,05 \dots 1,25$  номінального струму збудження. Рекомендується уставка  $1,1$ , тобто



$$I_{c.з.ПОперв} = 1,1 \cdot 3050 = 3355 \text{ A.}$$

4) інтегральний орган, що працює з двома інтегрально-залежними ступенями витримками часу в залежності від накопичення теплоти в обмотці збудження при перевантаженнях та охолодженні після усунення перевантаження. Зміна уставок інтегрального органа не здійснюється. Для підключення реле РЗР-1М використовується пристрій И – 528, що містить трансформатор постійного струму.

3.16 Тимчасовий додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником

Застосовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Первинна напруга спрацювання захисту:

$$U_{c.з.} = 1,5 I_{\text{пот.ном}} R_{\text{пот}}; \quad (3.30)$$

$$U_{c.з.} = 1,5 \cdot 3050 \cdot 0,1145 = 523,9 \text{ B}; t_{c.з.} = 20 \text{ с.}$$

3.16 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження

Застосовується одноступеневий дистанційний захист з незалежною витримкою часу і використовується для захисту одне з трьох реле опору комплексу КРС-2. Реле вмикають на різницю фазних струмів від ТС та на міжфазну напругу від ТН, щоб кругова характеристика розташовувалась в третьому та четвертому квадрантах комплексної площини опорів і не охоплювала початок координат. Лінія максимальної чутливості на комплексній площині при куті максимальної чутливості  $80^\circ$  розташовується в третьому квадранті під кутом  $260^\circ$ .

Діаметр кола характеристики приймаємо рівним  $1,1 \cdot x_{d*} = 1,1 \cdot 2,19 = 2,409$  із зміщенням  $0,4 \cdot x'_{d*} = 0,4 \cdot 0,3 = 0,12$  При цих параметрах забезпечується відстройка

захисту від нормального режиму, режиму недозбудження та від асинхронного режиму в енергосистемі. Час спрацювання захисту  $t_{c.з.} = 1 \dots 2 \text{ с}$ .

Захист приводиться в дію після появи струму в статорі генератора з витримкою часу, яка забезпечує режим самосинхронізації.

### 3.17 Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора

Застосовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу, призначену для попередження недопустимого перевищення напруги в режимі х.х. або скидання навантаження. В якості пускового органа використовується реле напруги типу РН-58/200 з високим коефіцієнтом возврату ( $\approx 0,9$ ). Для виведення захисту з дії в робочому режимі генератора застосовується реле струму РТ-40/Р.

На блоках без вимикача у генератора реле струму контролює струм в колі ВН трансформатора. Реле напруги вмикається на міжфазну напругу ТН на виводах генератора. Реле часу повинно бути термічно стійким. Напруга спрацювання пускового органу приймається:

$$U_{c.з.} = 1,2 \cdot U_{г.ном.}; \quad (3.31)$$

$$U_{c.з.} = 1,2 \cdot 20000 = 24000 \text{ В};$$

$$U_{c.р.} = \frac{U_{c.з.}}{n_n}; \quad (3.32)$$

$$U_{c.р.} = \frac{24000}{200} = 120 \text{ В};$$

Струм спрацювання блокуючого реле:

$$I_{c.з.} = 0,1 \cdot I_{г.ном} = 0,1 \cdot 10200 = 1020 \text{ А};$$

$$I_{c.р.} = 1020 \cdot \frac{1}{2000} = 0,51 \text{ А};$$

Витримка часу  $t_{c.з.} \approx 3 \text{ с}$ .

### 3.18 Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора

Використовуємо захист типу КЗР-3, що виконується з накладанням на коло збудження змінного струму частотою 25 Гц.

3.19 Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Застосовуємо загальний повздовжній диференційний струмовий захист з реле типу ДЗТ-21, що виконується трифазною на всіх сторонах та трирелейною для підвищення чутливості і надійності. Струм спрацювання захисту:

$$I_{номВН} = \frac{I_{номГ}}{K_{БТ}}; \quad (3.32)$$

$$I_{номВН} \frac{10200}{10,5} = 971,4 \text{ А};$$

$$I_{с.з.} = 0,3 \cdot I_{номВН}; \quad (3.33)$$

$$I_{с.з.} = 0,3 \cdot 587,9 = 176,4 \text{ А};$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\chi}^{(3)} = I_{\kappa \min}^{(3)} / I_{с.з.} = 0,87 \cdot I_{\kappa \max ВН}^{(3)} / I_{с.з.}; \quad (3.34)$$

$$K_{\chi}^{(3)} = \frac{0,87 \cdot 2,36 \cdot 10200}{10,5 \cdot 176,4} = 11,31 > 2;$$

3.20 Захист від замкнень всередині кожуха трансформатора

Встановлюємо газовий захист з двома ступенями дії з реле РЗТ-80.

3.21 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтраллями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю

Встановлюємо двохступеневий струмовий захист нулевої послідовності з незалежною витримкою часу. Перша ступінь – з реле струму РСТ-11 та реле часу. Друга ступінь – з реле струму типу РСТ-11 та реле часу. Реле струму вмикають на струм нейтралі трансформатора блока.

Уставка I комплекта:

$$I_{c.з.I} = I_{номВН} / K_H ; \quad (3.35)$$

$$I_{c.з.I} = 587,9 / 1,5 = 391,9 \text{ A};$$

$$I_{c.p.I} = \frac{I_{c.з.I}}{\eta_{T1}} ; \quad (3.36)$$

$$I_{c.p.I} = \frac{391,9}{1000 / 5} = 1,96 \text{ A}.$$

Установка II комплекта:

- за умови забезпечення надійного спрацювання при неповнофазному вимиканні блоку при мінімальному навантаженні:

$$I_{c.з.II} = 0,4 \cdot I_{номВН} / K_{\eta} ; \quad (3.37)$$

$$I_{c.з.II} = 0,4 \cdot 587,9 / 1,2 = 195,97 \text{ A};$$

$$I_{c.p.II} = \frac{195,97}{200} = 0,98 \text{ A};$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\eta} = \frac{0,87 \cdot I_{П.О*}^{(3)} \cdot I_{Г.ном}}{K_{BT} \cdot I_{c.з.I}} ; \quad (3.38)$$

$$K_{\eta} = \frac{10200 \cdot 0,87 \cdot 2,36}{10,5 \cdot 391,9} = 5,1 > 1,2.$$

Витримка часу ділення:

- за умови узгодження з резервними захистами елементів, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{c.з.діл} = t_{c.з.ел.мах} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ c};$$

- за умови узгодження з захистом, який діє з прискоренням:

$$t_{c.з.діл} = t_{c.з.прс.} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ c}.$$

Приймаємо  $t_{c.з.діл} = 1 \text{ c}$ .

Витримка часу першої ступені комплекту II:

$$t_{c.з.I} = t_{c.з.діл} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ c}$$

Витримка часу другої ступені комплекту II:

$$t_{c.з.2} = t_{c.з.I} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ c}$$



## 4 АНАЛІЗ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

### 4.1 Розробки виробників елегазових комутаційних електричних апаратів

Розробки компанії АВВ в області елегазових комутаційних апаратів високої напруги

Дедалі більше застосування в Україні знаходять елегазові вимикачі 110-750 кВ, і чільну позицію серед виробників елегазового устаткування займає всесвітньо відома шведська компанія АВВ. Нині АВВ випускає два типи вимикачів: серії LTB - з автокомпресійною (Auto-Puffer™) дугогасильною камерою й серії HPL з компресорною (Puffer) дугогасною камерою. Обидва типи вимикачів оснащені механізмом керування, що має моторно-пружинний привод. Технічні характеристики обох типів вимикачів відповідають вимогам міжнародних стандартів (МЕК) і ГОСТ 687-87. [8]

Таблиця 4.1 – Вимикачі серії LTB та HPL та їх технічні характеристики

Номенклатура	Тип	Найбільша номінальна напруга, кВ	Найбільший номінальний струм, А	Найбільший номінальний струм відключення,кА
Колонковий вимикач серії LTB Елегазовий з автокомпресійною (Auto-Puffer™) дугогасильною камерою, з механізмом управління, що має моторно-пружинний або електромотор привід	LTB D1/B	170	3150	40
	LTB E1	245	4000	50
	LTB E2	550	4000	50
Колонковий вимикач серії HPL Елегазовий з компресійною (Puffer) дугогасильною камерою, з механізмом управління, що має моторно-пружинний привід	HPL B1	300	4000	63
	HPL B2	550	4000	63
	HPL B4	800	4000	63

АВВ може забезпечити відповідність характеристик вимикачів вимогам міжнародних і національних стандартів, а також більшості технічних умов. Найбільш поширеними є міжнародні стандарти МЕК (IEC) і стандарти США (ANSI/IEEE).

Елегазові бакові вимикачі на напругу 145 і 245 кВ з номінальним струмом відключення 80 кА. Перший елегазовий дугогасильний пристрій автокомпресійного типу, здатний комутувати струми 80 кА, був розроблений АВВ для вимикачів КРУЕ в 1988 році. Цей дугогасильний пристрій міг застосовуватися у вимикачах з номінальною розривною напругою 170 кВ. У 1992 році значення розривної напруги вимикача вдалося довести до 245 кВ. Такий вдосконалений дугогасильний пристрій типу SP використовується у вимикачах на номінальну напругу 145 і 245 кВ і номінальний струм відключення до 80 кА, розроблених компанією АВВ Inc (США) спільно з компанією АВВ Switzerland (Швейцарія) [8]. При збільшенні струму з 63 до 80 кА енергія, що впливає на корпус дугогасильного пристрою вимикача, збільшується в 1,6 раз. Відповідно був збільшений об'єм корпусу дугогасильного пристрою. Проте зміна розмірів дугогасильного пристрою в порівнянні з вимикачем 242 Кв, що випускається, з номінальним струмом відключення 63 кА була невеликою і пристрій вдалося розмістити в тому ж полюсному баці. Збільшення енергії приводу і механічних навантажень на елементи кінематичної передачі також було невелике, і вимикачі 242 кВ з номінальним струмом відключення 80 кА мають такий же привід, як і вимикачі із струмом 63 кА.

Розроблені дугогасильні пристрої можуть не тільки застосовуватися в нових вимикачах, але і використовуватися для модернізації встановлених вимикачів із збільшенням номінального струму відключення з 63 кА до 80 кА. У вимикача 242 кВ номінальним струмом відключення 63 кА на виводі у бік лінії встановлюється конденсатор ємністю 10 нФ, що забезпечує відключення струмів невіддалених КЗ. У вимикача з номінальним струмом відключення 80 кА значення ємності збільшене до 30 нФ.

## Конструктивні особливості вимикачів серії LTB

Вимикачі серії LTB на класи напруги 72–550 кВ і струми вимкнення до 50 кА відповідають найвищим вимогам замовника. Вони створені на базі останніх розробок в області дослідження властивостей діелектриків і фізики дуги.



Рисунок 4.1 – Вимикач серії LTB 245

Енергія, необхідна для переривання струмів КЗ, частково відбирається від самої дуги, істотно знижуючи необхідну енергію приводу. Зниження робочої енергії забезпечує зменшення механічних навантажень на сам вимикач, а також на фундамент, і підвищує ступінь надійності роботи вимикача.

Компанія АВВ довгий час застосовувала приводи з накопиченням механічної енергії в пружинах. Таке рішення дає істотна перевага, що полягає в тому, що напружена пружина завжди готова віддати енергію. Механізми управління типу BLK і BLG з моторно-пружинними приводами. У 2001 р. АВВ завершила розробку і впровадила у виробництво Motor DRIVE — цифровий сервопривод з електронною системою управління, здатний з високою точністю і надійністю безпосередньо приводити в дію контакти вимикачів. Число рухомих деталей в Motor DRIVE скорочене до однієї — валу електродвигуна, що обертається. Конструкція вимикачів серії LTB створена і відпрацьована на основі добре перевіреної технології (у експлуатації знаходиться більше 20 000 одиниць виробів). Особливості конструкції Вимикач LTB може працювати в 1-но і 3-х полюсному режимі управління (з приводами на один або три полюси).



Вимикачі з однією дугогасильною камерою на полюс можуть працювати в обох режимах управління. Вимикачі з двокамерним дугогасящим пристроєм допускають тільки пополюсний режим управління. При 3-х полюсному режимі управління полюси вимикача і один привід кінематично з'єднуються між собою за допомогою тяги. На кожному полюсі передбачена окрема вимикаюча пружина, сполучена з ізоляційною



Рисунок 4.2 – Вимикач серії  
LTB 550

оперативною тягою і через неї з рухомими контактами дугогасильного пристрою. Проте існує одне виключення. У 3-х полюсному режимі управління на вимикачі LTB D застосовується всього одна вимикаюча пружина для вимкнення всіх трьох полюсів, причому, ця пружина встановлена на полюсі, найбільш віддаленому від приводу в механізмі управління. Кожен полюс є герметичною заповненою елегазом колонкою, яка має дугогасильний пристрій в ізоляторі, порожнистим опорним ізолятором і корпусом з механізмом для під'єднування тяги, що управляє.

Полюси вимикача можуть бути змонтовані на окремих опорних стійках або, як у випадку з вимикачем LTB D, на загальній опорній рамі.

Експлуатаційна надійність і термін служби елегазового вимикача багато в чому залежать від забезпечення надійної герметизації об'єму з елегазом і нейтралізаціями дії вологості і продуктів розкладання газу усередині камери. Ризик витоку газу незначний завдяки застосуванню подвійних кільцевих і хрестоподібних ущільнень з натурального каучуку.

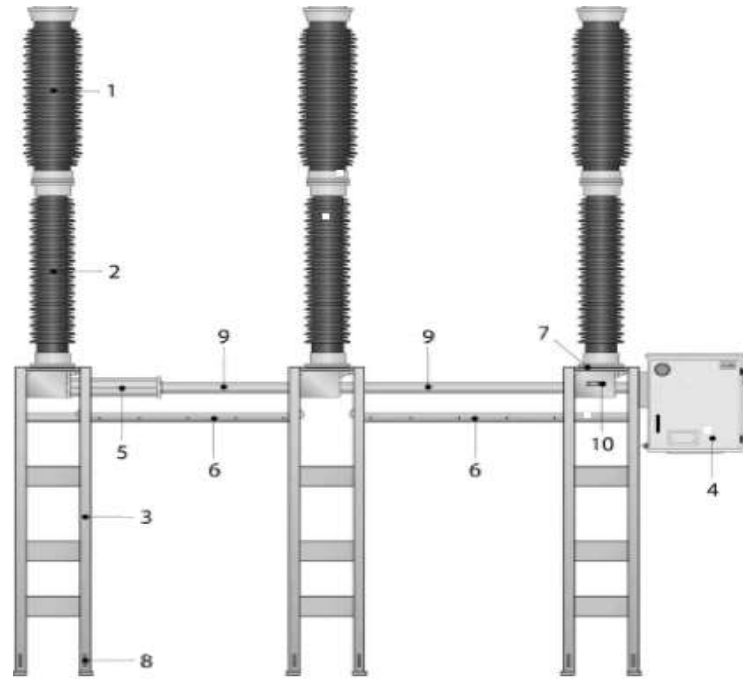


Рисунок 4.3 – Вимикач серії LTB D

1 - дугогасильна камера, 2 - опорний ізолятор, 3 - опорна стійка, 4 - шафа управління з приводом ВЛК, 5 - вимикаюча пружина, 6 - газові трубки в захисному короби, 7 - монітор щільності газу (з протилежного боку), 8 - отвори для приєднання заземлення, 9 - сполучна тяга в захисній трубці, 10 - показник положення вимикача.

У кожній дугогасильній камері поміщається фільтр (дисикант) абсорбції, який поглинає вологу і продукти розкладання.

Оскільки вимикаюча здатність залежить від щільності елегазу, вимикач LTB (рисунок 4.3) обладнаний монітором щільності, який є реле тиску температурною компенсацією, тому попереджувальний сигнал і функція блокування вмикаються тільки у тому випадку, коли тиск знижується із-за витоку елегазу. Конструкція відповідає вимогам стандартів MEK і ANSI. Крім того існують спеціальні конструкторські рішення, що відповідають вимогам інших стандартів і / або специфікацій.

Здатність до комутації струмів. ВСІ вимикачі типу LTB здатні вимикати струми КЗ максимум за 40 мс. Гарантується вимикання емнісних струмів без

повторних пробоїв завдяки оптимізації конструкції контактів і швидкості їх руху. При вимиканні індуктивних струмів величина перенапруг невелика завдяки оптимальному гасінню дуги під час переходу струму через нульове значення.

Вимикач ЛТВ володіє високою діелектричною міцністю навіть при атмосферному тиску елегазу внаслідок оптимізації розміру міжконтактного проміжку і високої діелектричної міцності елегаза.

Вимикачі ЛТВ можна також використовувати в режимі з керованою комутацією, застосувавши пристрій керування комутацією типу Switchsync™, що поставляється окремо. Для керованої комутації особливо важливо, щоб час операцій увімкнення і вимкнення мали постійні значення. Гарантується точність витримки часу  $\pm 1$  мс для всіх вимикачів ЛТВ.

Вимикачі ЛТВ призначені і застосовуються для роботи в різних кліматичних умовах, від полярних до пустинних. При встановленні вимикачів в зонах з екстремальними температурами існує небезпека конденсації елегазу. Щоб уникнути її наслідків, застосовують одну з наступних газових сумішей:  $F_6$  (елегаз) і  $N_2$  (азот);  $SF_6$  і  $CF_4$  (хладон).

Вибір алюмінію і його сплавів для виготовлення компонентів (корпуси приводів, високовольтні апаратні виводи, шафи) забезпечують високий ступінь корозійної стійкості без необхідності додаткового захисту. Для експлуатації в екстремальних зовнішніх умовах вимикачі серії ЛТВ можуть поставлятися із захисними лакофарбовими покриттями. Опорна конструкція і захисні труби для тяги механізмів керування виконані із сталі з гарячим цинкуванням.

Сейсмостійкість. Всі вимикачі типу ЛТВ мають механічно міцну конструкцію завдяки оптимізації конструкції полюсів і опор, розрахованих на стійкість до сейсмічних прискорень до  $3 \text{ м/с}^2$  без додаткових мерів обережності. Завдяки посиленню конструкції опор і ізоляторів або застосуванню опорних амортизаторів землетрусу, або поєднанню перерахованих мерів, вимикачі можуть витримувати сейсмічні прискорення набагато вище  $5 \text{ м/с}^2$ .

Кожен вимикач ЛТВ проходить заводські приймально-здавальні випробування на підприємстві і транспортується до місця монтажу в комплекті з

невеликого числа заздалегідь зібраних вузлів. Вимикачі можна легко змонтувати і ввести в експлуатацію протягом 1–4 днів, залежно від розміру і типу вимикача.

Мінімальний об'єм вимог до технічного обслуговування, експлуатаційна надійність і термін служби елегазового вимикача багато в чому залежать від здатності забезпечити герметизацію об'єму з елегазом і нейтралізувати вплив вологості і продуктів розкладання газу. Тому вимикач LTV розрахований на термін експлуатації більше 30 років або 10 000 механічних операцій (без навантаження). При комутації струмів, число операцій до терміну проведення обслуговування вимикача визначається залежно від струму, що вимикається.

Ізолятори. Вимикачі типу LTV в стандартного виконання поставляються з ізоляторами з високоякісного фарфору з коричневим глазуруванням або з композитними ізоляторами (світло-сірого кольору). На вимогу можливе постачання вимикачів LTV зі світло-сірими фарфоровими ізоляторами.

У стандартного виконання вимикачі LTV мають велику довжину шляху витоку. На вимогу можливе постачання вимикачів з великим значенням шляху витоку.

Механічна стійкість забезпечує достатній запас міцності при нормальних вітрових навантаженнях і динамічних навантаженнях з боку проводів.

Оскільки вимикаюча здатність залежить від щільності елегазу, вимикачі сімейства LTV обладнані моніторами щільності. Монітором щільності є реле тиску з температурною компенсацією. Тому попереджувальний сигнал і функція блокування включаються тільки у тому випадку, коли щільність елегазу знижується із-за його витоку. У стандартного виконання вимикачі сімейства LTV D на напругу 72,5–170 кВ обладнані одним загальним монітором щільності на всі



Рисунок 4.4 – Привод вимикача серії BLK

три полюси. Як альтернатива, в інших варіантах вимикач LTB D може мати по одному монітору щільності на полюс. Всі вимикачі типу LTB E мають по одному монітору щільності на полюс.

Типові випробування. Вимикачі типу LTB пройшли типові випробування відповідно до стандартів — МЕК і американського інституту національних стандартів — ANSI. Вимикач сімейства LTB розрахований на термін експлуатації більше 30 років або 10 000 механічних операцій (без навантаження) [7]. При комутації робочих струмів, число операцій до терміну проведення обслуговування вимикача визначається залежно від струму, що відключається.

Перевірку, технічне обслуговування і капітальний ремонт слід виконувати з періодичністю, що встановлюється залежно від умов навколишнього середовища і числа спрацьовувань. Загальні заходи описані нижчим:

- Через 1–2 роки: Візуальний огляд,
- Через 7–10 років або 2 000 механічних циклів У-В: Розширений візуальний огляд і, можливо, відповідне мастило приводу.
- Через 15–20 років або 5 000 механічних циклів У-В:

Профілактичне технічне обслуговування, що включає загальну перевірку вимикача і приводу. Перевірки в процесі експлуатації, що включають вимірювання часу спрацьовування і можливі регулювання.

- Через 30 років або 10 000 механічних циклів У–В: Рекомендується комплексна перевірка для забезпечення високої надійності для подальшої безаварійної експлуатації. Методи і об'єми перевірки багато в чому визначаються місцевими умовами.

У випадку з вимикачами, призначеними для роботи в спеціальних режимах експлуатації, наприклад, для комутації шунтуючих реакторів, капітальний ремонт дугогасящей камери слід виконувати частіше, приблизно, через 5 000 циклів У–В.

**Конструктивні особливості вимикачів АББ серії HPL**

Вимикачі серії HPL на класи напруги 72 - 800 кВ і струми відключення до 63 (80) кА відповідають найвищим вимогам замовника. Вони створені на базі новітніх розробок у галузі дослідження властивостей діелектриків і фізики дуги.

Компанія АББ виробляє елегазові (SF<sub>6</sub>) вимикачі з компресійними пристроями гасіння дуги з 1981 р.

Вимикачі HPL працюють від приводів BLG зі взводом пружин електродвигунами, описаних в окремих розділах цього Видання.

Конструкція вимикачів серії HPL створена на основі добре перевіреної технології (в експлуатації перебуває понад 14500 одиниць виробів).

Вимикачі HPL можуть працювати з одно і триполюсними управліннями.

Вимикачі з однієї дугогасильної камерою на полюс можуть працювати в обох режимах управління. Вимикачі з кількома дугогасильними пристроями допускають управління тільки на один полюс.

Три полюси вимикача монтуються на окремих полюсних опорах. При триполюсному режимі управління полюса вимикача і привід з'єднані між собою тягами. Коже полюс вимикача обладнаний своєю окремою відключаючою пружиною.

Вимикач номінальним струмом відключення 63 кА може працювати без конденсаторів вирівнювання напруги (420 - 550 кВ).

Кожен полюс вимикача є герметичною заповненою елегазом (SF<sub>6</sub>) колонкою, яка має дугогасильний пристрій, пустотілий опорний ізолятор і корпус механізму.



типу

**Рисунок 4.5 – HPL 420B2-елегазовий вимикач.**

Експлуатаційна надійність і термін служби елегазового (SF<sub>6</sub>) вимикача багато в чому залежать від здатності забезпечити герметизацію обсягу з елегазом SF<sub>6</sub> і нейтралізувати вплив вологості та продуктів розкладання газу.

Монітор щільності являє собою реле тиску з температурною компенсацією. Тому попереджувальний сигнал і функція блокування включаються тільки в тому випадку, коли тиск елегазу знижується через його витоку.

Конструкція відповідає вимогам стандартів MEK і ANSI. Також існують спеціальні конструкторські рішення, що відповідають вимогам інших стандартів та специфікацій.

Усі вимикачі типу HPL здатні відключати струми КЗ протягом максимум 40 мс. Завдяки оптимізації конструкції контактів і швидкості їх руху АББ може також гарантувати відключення ємнісних струмів з дуже низькою ймовірністю повторних пробоїв. При відключенні індуктивних струмів величина перенапруг невелика завдяки оптимальному гасінню дуги при переході струму через нульове значення.

Вимикачі HPL можна також використовувати в режимі з керованою комутацією, застосувавши поставляється пристрій управління комутацією типу Switchsync™.

Для керованої комутації особливо важливо, щоб час операцій включення і виключення було постійним. АББ гарантує точність витримки часу  $\pm 1$  мс для всіх вимикачів HPL.

Вимикачі HPL призначені і застосовуються для роботи в різних кліматичних умовах, від полярних до пустельних.

При установці вимикачів в зонах з дуже низькими температурами існує небезпека конденсації елегазу (SF<sub>6</sub>).

Щоб уникнути її наслідків, застосовують одну з наступних газових сумішей: SF<sub>6</sub> (елегаз) і N<sub>2</sub>; SF<sub>6</sub> (елегаз) і CF<sub>4</sub>.

Тому вимикач HPL розрахований на термін експлуатації більше 30 років або 10 000 механічних операцій (без навантаження). При комутації струмів, число

операцій до терміну проведення обслуговування вимикача визначається в залежності від відключається струму.

В якості опції АББ пропонує систему контролю за допомогою нашої системи моніторингу стану.

### Генераторні елегазові вимикачі компанії АББ

У групі АББ розробкою і виробництвом генераторних вимикачів займається компанія АББ Switzerland. Перший елегазовий генераторний вимикач був розроблений в 1985 р. Його номінальні параметри: напруга 24 кВ; струм 12000 А; струм відключення 100 кА. З того часу постійно проводилася робота по підвищенню технічних характеристик вимикачів.

У травні 2000 р. були завершені випробування генераторного вимикача з номінальним струмом відключення 160 кА. Аналіз отриманих результатів випробувань і нові дослідження на моделях дозволили поліпшити характеристики вимикача, і осінню 2001 р. новий цикл випробувань в лабораторії КЕМА дав можливість збільшити струм відключення 190 кА при напрузі 27,5 кВ і до 200 кА при напрузі 25 кВ. Амплітудне значення крізного струму КЗ і струму включення - 600 кА.

Генераторний вимикач НЕС7/8 - основа генераторного апаратного комплексу, призначеного для вбудовування в екрановані струмо-проводи, в який, окрім генератора, входять: роз'єднувач, заземлювачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, ОПН, конденсатори для захисту від перенапруг. Вимикач управляється гідропружинним приводом (рисунок 4.6).

Конструкція контактів забезпечує:

- достатній запас матеріалу з урахуванням реального зносу контактів при відключенні великих струмів КЗ;
- високу стійкість до механічних навантажень при комутації струмів і крізних струмах;



- оптимальне зусилля притиснення контактів у всьому робочому діапазоні струмів за рахунок того, що збалансувало сил відштовхування і тяжіння;
- низький омичний опір і хороший тепловідвід.

Підстава контактних пальців виготовляється з пружинячого мідного сплаву, дугостійкий наконечник з мідно – вольфрамового композиційного матеріалу.



Рисунок 4.6 – Елегазовий генераторний вимикач НЕС

Номінальний струм вимикача з природним охолодженням складає 24000 А, при примусовому повітряному охолодженні - 38000 А[7].

Математичне і фізичне моделювання дозволило знайти оптимальні рішення для перетину провідників і розподілу теплових навантажень. Ребра спеціальної конструкції навколо корпусу вимикача забезпечують поліпшення тепловіддачі. Спеціалізоване підприємство забезпечило розробку епоксидної смоли, здатної витримувати температуру 1050с протягом 30 років.

Розробки компанії Сіменс в області елегазових комутаційних апаратів високої напруги

Елегазові колонкові вимикачісерії ЗАР для класів напруги 110 - 420 кВ забезпечують оптимальне використання енергії дуги в процесі дугогасіння. Цей принцип був запатентований компанією Сіменс ще в 1973 році. З тих пір

технологія автокомпресійного дугогасіння постійно розвивається. У дугогасильній камері вимикачів ЗАР2 контактна система складається з двох графітових сопел, що забезпечують постійність поведінки дуги. Висока швидкість гасіння дуги забезпечується потужним електрогідравлічним приводом..

### Елегазові колонкові вимикачі серії ЗАР1 і ЗАР2



Рисунок 4.7 – Елегазовий колонковий вимикач ЗАР1-125 компанії Сіменс

Елегазові колонкові вимикачі ЗАР1-сучасні колонкові вимикачі з пружинними приводами, обладнані дугогасильними камерами останнього покоління з динамічним автокомпресійним принципом гасіння дуги. Конструкція пристрою має наступний вигляд: традиційна дугогасильна камера розташована у фарфоровому корпусі, який відділяється від землі опорним ізолятором. Колонкові вимикачі вимагають відносно невеликої кількості елегазу для

заповнення, при цьому гарантується у край низький рівень витоку елегазу (не більше 0,5% в рік). Це досягається спеціально підібраними матеріалами для ущільнення і підтверджується багаторічним досвідом експлуатації.

Приводні механізми, що самозмащуються, надійна, проста дугогасильна камера і випробувані на практиці контактні системи забезпечують безперебійну роботу силових вимикачів і продовжують термін служби - навіть при високій частоті комутацій.

Вимикачі зручні при транспортуванні. Вони перевозяться в повністю зібраному стані або у вигляді зібраних, випробуваних на заводі і готових до перевезення блоків, що дозволяє понизити транспортні витрати.

Колонкові вимикачі призначені для роботи в діапазоні температур від  $-45^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ .

Елегазові колонкові вимикачі ЗАР2, завдяки конструкції з подвійним соплом, оптимально підходить до дугогасіння на високих рівнях напруги. Високоякісні подвійні сопла стійкі до обгорання і мають великий термін служби.



Рисунок 4.8 – Елегазовий колонковий вимикач ЗАР2-420 компанії Сіменс

Іншою перевагою даного принципу гасіння є низький надмірний тиск в процесі гасіння. Система з подвійними соплами придатна для спеціальних випадків застосування, як наприклад, комутація малих індуктивних струмів і ємкісних струмів без повторного запалення. У випадках, коли вимикач повинен комутувати індуктивні струми менш 200 А, він оснащується електронним пристроєм синхронних комутацій Psd 01.

Вимикач ЗАР 2 може бути забезпечений резистором. Камера з резистором і комутатором вмонтовується паралельно дугогасильним камерам і має власну кінематичну систему приводу, яка забезпечує короткочасне включення резистора в ланцюг вимикача до моменту повного замикання головних контактів вимикача.

Таким чином, досягається зниження комутаційних перенапружень при включенні довгих (більше 400 км.) ліній високої напруги.

Схема управління містить всі необхідні для роботи силового вимикача вторинні технічні компоненти, які в основному, розміщені в шафі управління і в корпусі приводу. Всі компоненти схеми управління відповідають класу захисту IP 55 і вимогам електромагнітної сумісності (ЕМС), а також стійкі до комутаційних вібрацій .



Рисунок 4.9 – Елегазовий колонковий вимикач ЗАР2-800 компанії Сіменс  
Базовий варіант містить основні елементи управління і контролю, необхідні для забезпечення роботи вимикача.

Таблиця 4.2- Технічні характеристики вимикачів ЗАР

Найменування параметру		Норми для типів				
		ЗАР1			ЗАР2	
Номінальна напруга	кВ	72,5	126	145	363	420
Номінальна випробувальна змінна напруга	кВ	140	230	275	520	610
Номінальна грозова імпульсна напруга	кВ	325	550	650	1175	1425

Номинальний робочий струм	А	4000	4000	4000	5000	5000
Номинальний струм відключення кЗ	кА	108	108	108	135	135
Тип привода	пружинний					
Маса вимикача	кг	785	1500	1500	5370	5370

У програму випуску входять високовольтні силові вимикачі для будь-яких умов експлуатації в передавальних і розподільних мережах.

#### 4.2 Аналіз різних типів сучасних вакуумних вимикачів

Завод високовольтної апаратури у м. Рівне та електроапаратний завод у м. Нижньотуринськ, в свій час створили компанію "Високовольтний союз", який на сьогодні став досить потужним та шанованим різними підприємствами електроенергетичної галузі. Протягом довготривалого періоду дані заводи постачають генераторні вимикачі та силові вимикачі, роз'єднувачі, КРП загальнопромислового та спеціального призначення, заземлювачі та інше обладнання середнього класу напруги. Протягом останніх років у номенклатуру продукції було включено низьковольтні комплектні пристрої та монтажні шафи, комплектні трансформаторні підстанції, а також обладнання для модернізації/реконструкції КРП та КЗО (програма Ретрофіт) та ін.

Вакуумні вимикачі серії ВР, а саме: ВР1, ВР2, ВР3, ВР6, ВР6В, ВР6К - призначені для комутації електричних кіл при нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частота 50 (60) Гц із значенням номінальної напруги 6 - 10 кВ та для систем із ізольованою і частково заземленою нейтраллю, компанії-виробника «Високовольтний союз» Рівненського заводу високовольтної апаратури «РЗВА – Електрик». Вимикачі використовуються для щойно спроектованих комплектних розподільних установок, а також для реконструкції шаф КРУ, що уже перебувають в експлуатації. У всіх випадках встановлення

вимикачів серії ВР допускається тільки за умов узгодження з компанією-виробником.

Для заміни електромагнітних вимикачів ВЭС-6 в шафах КГ-6С на атомних та теплових станціях в основному використовуються вимикачі ВР6В. Вимикачі ВР6К в основному використовуються А для заміни електромагнітних вимикачів ВЭМ-6 в шафах К-Х і К-ХХV на атомних і теплових станціях використовуються вимикачі ВР6К.

Основними перевагами вакуумних вимикачів серії ВР являються: гарантійний термін експлуатації 4 роки, механічний ресурс до 100 000 циклів вимикання, відсутність обслуговування, а також можливість використання в схемах на постійній і змінній оперативній напрузі.

В даний час на клас напруги 6 – 10 кВ випускаються, в основному, вакуумні вимикачі (ВВ), широке застосування яких викликано їх невисокою вартістю і високими експлуатаційними якостями, насамперед, – високою надійністю і низькими експлуатаційними витратами, великою комутаційної і механічною зносостійкістю, високою надійністю і низькими експлуатаційними витратами.

Зараз до вакуумних вимикачів широкого застосування ставляться вимоги, щодо можливості роботи без ремонту протягом усього терміну служби - 25 років. Особливі конструкції сучасних вакуумних вимикачів повинні виключати необхідність проведення поточних, середніх та позачергових ремонтів, а також більшості періодичних планових перевірок технічного стану вимикачів, характерних для інших типів вимикачів. Для даної мети найбільше підходять конструкції вимикачів з електромагнітними приводами. Застосування пружинних приводів менш доцільно через складність їх конструкції і меншій надійності в роботі, що підтверджується багаторічним досвідом їх експлуатації. Пружинні приводи вимагають більш кваліфікованого та частішого обслуговування [9]. Перевагою пружинних приводів є невелике споживання струму та здатність здійснювати оперативне включення при ручному взведенні пружин, яке може бути використане для включення вступного вимикача на знеструмленій підстанції. Однак конструкції електромагнітних приводів, що мають можливість

працювати також від низьковольтних (12 – 24 В) джерел живлення, позбавляють пружинні приводи цієї переваги.

Особливості будови та основні характеристики вакуумних вимикачів серій ВР та ВРС напругою 6-10 кВ

У встановлених комплектних розподільних установках (КРУ) класичної компоновки (з розташуванням вимикача в нижній частині шафи КРУ на візку елемента викочування) застосовуються вимикачі типу ВР на напругу на 6 – 10 кВ. Також дані вимикачі ВР широко застосовуються для заміни відпрацьованих комутаційних апаратів за програмою Ретрофіт в більшості КРУ і КСО колишніх років випуску. На рисунку 3.1 представлено вимикачі серії ВР. Розглянемо основні переваги вимикачів даної серії, а саме [10]:

- високий механічний ресурс;
- висока надійність;
- тривалий час зберігають можливість вимкнення при відсутності оперативного струму;
- блокування увімкнення і вимкнення вимикача між робочим і контрольним положенням;
- блокування переміщення всередині КРУ з робочого положення в контрольне і навпаки при увімкненому вимикачі;
- блокування повторного увімкнення (якщо команда увімкнення продовжує діяти після автоматичного вимкнення вимикача);
- високий комутаційний ресурс при номінальних струмах і номінальних струмах вимкнення;
- полюси і привід вимикачів не вимагають обслуговування протягом всього терміну експлуатації;
- тривалий гарантійний термін експлуатації.



Рисунок 4.10 – Особливості будови вакуумних вимикачів серії ВР

Розглянемо конструкцію полюса вакуумного вимикача ВР, яка показана на рисунку 4.11.

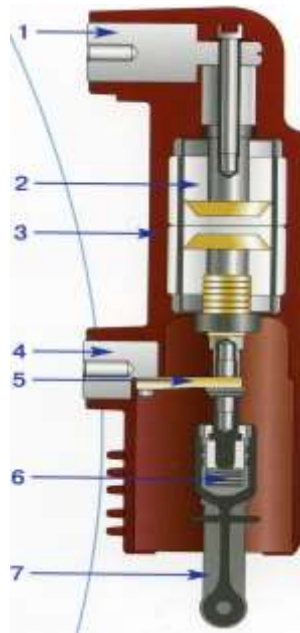


Рисунок 4.12 – Конструктивні особливості будови полюса вакуумного вимикача типу ВР1

Даний вимикач складається з трьох полюсів із залитими вакуумними дугогасильними камерами (ВДК) розміщених на загальній основі.



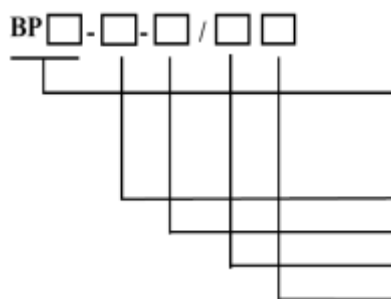
Електромагнітний привід вимикача розміщений в корпусі вимикача. Осердя електромагнітного приводу через проміжний вал і тягу пов'язані з валом вимикача. Вал вимикача з'єднаний через ізоляційну тягу з ВДК, і при повороті керує контактами положення, вимикача для зовнішніх допоміжних кіл. У втулках ізоляційної тяги знаходяться тарілчасті пружини підтискання контактів ВДК. Схеми блоку управління реалізовані на штампованих платах, які встановлені в корпусі вимикача [10].

Багатофункціональність електромагнітного приводу і простота його конструкції дозволила суттєво збільшити надійність і ресурс вакуумних вимикачів. Також, це дало такі переваги [ 9]:

- відсутність буферів і регулювань;
- можливість керування, як у колах оперативного постійного, так і оперативного змінного струму;
- мале споживання електроенергії при увімкненні і вимкненні;
- мінімальна вага і габарити;
- відсутність необхідності проведення ремонтів протягом всього терміну служби.

Конструкцією вимикача передбачена також можливість ручного вимкнення. Блок керування вакуумних вимикачів серії ВР складає єдине ціле з вимикачем і розміщений в корпусі вимикача. При цьому керування здійснюється як змінним, так і постійним (випрямленим) оперативним струмом.

Розглянемо структуру умовного позначення вимикача ВР:



- вимикач вакуумний з електромагнітним приводом серій ВР1, ВР2, ВР3, ВР6, ВР6В, ВР6К;
- номінальна напруга, кВ;
- номінальний струм вимкнення вимикача, кА;
- номінальний струм, А;
- кліматичне виконання і категорія розміщення згідно.

Для прикладу розглянемо вакуумний вимикач ВР 10 – 20 – 630/У2:

даний вимикач серії ВР1 на номінальну напругу 10 кВ, номінальний струм вимкнення 20 кА, номінальний струм 630 А та кліматичне виконання і категорія розміщення У2.

Представлені вакуумні вимикачі серії ВРС. Дані вимикачі призначені для комутації електричних кіл змінного струму, частотою 50 і 60 Гц і номінальною напругою 6 і 10 кВ та при нормальних і аварійних режимах



Рисунок 4.13 – Особливості будови вакуумних вимикачів серії ВРС

в системах з ізольованою або частково заземленою нейтраллю. Вимикачі ВРС-6 призначені для роботи в комірках КРУ внутрішньої установки з номінальною напругою 6 кВ, у тому числі і КРУ для установок власних потреб теплових і атомних електростанцій. Вимикачі ВРС-10 призначені для роботи при

номінальній напрузі 10 кВ в щойно встановлюваних комплектних розподільних установках (КРУ) загальнопромислового використання [17, 20].

### Особливості конструкції вакуумних вимикачів ВВ/TEL

Вакуумні вимикачі серії ВВ/TEL призначені для роботи в комплектних розподільчих установках і стаціонарних камерах одностороннього обслуговування зовнішньої та внутрішньої установки класу напругою до 10 кВ трифазного змінного струму та частотою 50 Гц для систем з ізольованою і заземленою нейтраллю [9].

На відміну від більшості існуючих вакуумних вимикачів, в основу пристрою ВВ/TEL покладено принцип роздільного керування контактами вакуумних дугогасительних камер фаз. Цей підхід дозволив істотно зменшити кількість рухомих частин приводу. Рухомі контакти дугогасительних камер жорстко сполучені з своїми приводами за допомогою ізоляційної тяги, яка також розташовується усередині опорних ізоляторів. Таким чином, всі елементи конструкції полюса мають загальну вісь симетрії, уздовж якої здійснюють поворотно-поступальну ходу деталі механізму. Це дозволяє істотно спростити кінематичну схему ВВ/TEL, відмовитися від застосування навантажених шарнірних і важелів ланок, що, у свою чергу, робить можливим створення комутаційного апарату з високим механічним ресурсом, що не вимагає обслуговування і регулювання протягом всього терміну служби. Приводи фаз розташовуються усередині підстави вимикача. Вони механічно сполучені між собою за допомогою загального валу. Даний вал виконує наступні функції:

- керує візуальними індикаторами положення ВВ/TEL;
- забезпечує синхронізацію фаз, оберігаючи від неповнофазних режимів роботи;
- забезпечує механічне блокування роботи розподільної установки, в якій встановлений вимикач ВВ/TEL
- приводить в дію допоміжні контакти вимикача.

Вимикачі ВВ/TEL-10 є комутаційними апаратами нового покоління. В основі конструктивного рішення вимикача лежить використання пофазних електромагнітних приводів з «магнітною заціпкою», механічно зв'язаних загальним валом. У порівнянні з традиційними вакуумними вимикачами дана конструкція дозволила досягти певних переваг, а саме:

- низька трудоемність виробництва і, як результат - помірна ціна;
- малі габарити і маса;
- високий механічний ресурс;
- мале споживання в колах увімкнення і вимкнення;
- можливість керування як в колах оперативного постійного, так і оперативного змінного струму (за допомогою відповідних блоків керування);
- відсутність необхідності ремонтів в експлуатаційних умовах протягом усього терміну служби.

Таким чином принцип фіксації рухомих контактів в увімкненому положенні за допомогою постійного магніту став активно використовуватися в конструкціях нових вимикачів фірм ЗАТ «Рівне – Електрик», АВВ, Holec, Alstom, Whipp & Bourne, Cooper. Вакуумні вимикачі ВВ/TEL мають сертифікати у відповідності стандартів міжнародної електротехнічної комісії МЕК 56, російський сертифікат відповідності ДЕСТ 687-78 і український сертифікат відповідності ДЕСТ 687-78 [10].

На рисунку 4.14 представлено особливості будови дугогасильних камер вакуумних вимикачів серії ВВ/TEL.

Даний тип вимикачів серії ВВ/TEL складаються з трьох полюсів із вбудованими електромагнітним приводом з магнітною заціпкою, розміщений у загальній основі. Для керування вимикачами застосовуються блоки керування серії ВU/TEL. Якорі електромагнітів керування механічно зв'язані загальним валом, на якому встановлені постійні магніти, що керують при повороті вала герметизованими контактами зовнішніх допоміжних ланцюгів.

Однією з основних переваг являється те, що вакуумний вимикач не становить небезпеку для життя, здоров'я людей, а також для навколишнього середовища після

закінчення терміну його експлуатації. Порушення герметичності корпусів вакуумних дугогасильних камер, що може мати місце при утилізації, не представляє небезпеки для людей.



Рисунок 4.14 – Особливості будови дугогасильних камер вакуумних вимикачів

#### Огляд вакуумних вимикачів напругою 110 кВ

Вакуумні вимикачі, на відміну від элегазових, позбавлені численних екологічних проблем, пов'язаних з забезпеченням безпечної експлуатації элегазового електрообладнання. Тому, останнім часом значно зростає частка застосування вакуумних вимикачів в електричних мережах напругою 110 кВ а ніж элегазових вимикачів [10].

На рис. 4.15 наведено загальний вигляд та габаритні розміри вакуумного вимикача зовнішнього встановлення типу ВРС-110, розробленого у 2014 році ЗАТ «Високовольтний Союз».

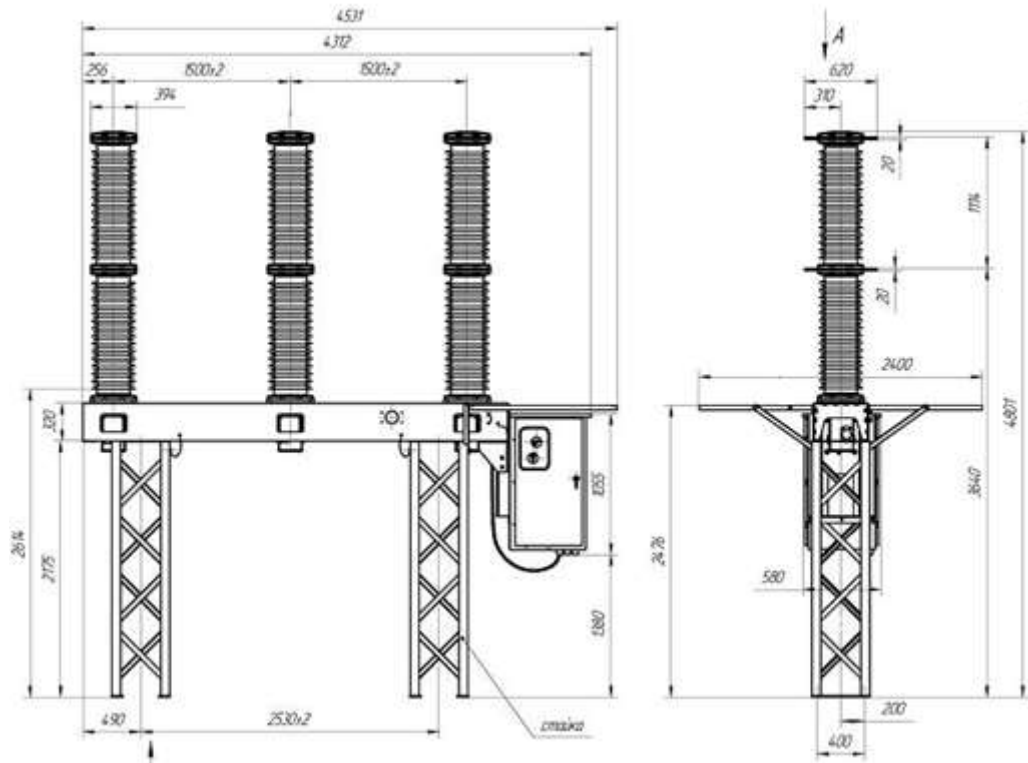


Рисунок 4.15 – Особливості будови та розміри габаритів вакуумного вимикача зовнішнього встановлення типу ВРС-110

Даний унікальний апарат складається з таких основних елементів: блоку полюсів, пружинного приводу та металевих опорних стійок. Блок полюсів складається з трьох вакуумних камер з литої кремнійорганічної ізоляції, заповнених азотом, а також рами з тягами, що регулюються. Полюс вимикача ВРС-110 складається з вакуумної дугогасної камери (ВДК), ізолювальної тяги, верхнього та нижнього контактів, а також ущільнювальних елементів для герметизації полюса. Верхня та нижня частини полюса виконано з склопластикової труби, покритої з зовнішньої сторони кремнійорганічною ізоляцією. Для забезпечення ізолювальної міцності кожного полюса внутрішній простір між верхньою кришкою та вакуумною камерою заповнено полімерною ізоляцією. Внутрішню поверхню нижньої кришки і тягу кожного полюса також покрито кремнійорганічною ізоляцією.

Для усунення появи та впливу вологи всі внутрішні порожнини полюсів заповнено азотом під тиском 115 кПа (за температури +20 °С). Усі внутрішні порожнини полюсів зв'язано з'єднувальними трубками, при цьому закачування азотом виконується з боку одного полюса, а індикатор тиску азоту встановлено з боку протилежного полюса. Індикатор тиску спрацьовує у разі, якщо значення тиску азоту знижується до 100 кПа.

Пружинний привід вакуумного вимикача типу ВРС-110 встановлено у шафу і кінематично з'єднано з полюсами вимикача. Всі ланцюги керування, захисту і обігріву виведено на клемну коробку у шафі приводу. За рахунок зазначених інноваційних рішень забезпечено механічний комутаційний ресурс вимикача у 10 тисяч циклів за номінального струму 2500 А (3150 А) і номінального струму відключення 31,5 кА (40 кА).

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

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.

### 5.1 Нормативна база

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні обладнання черговим персоналом на ТЕС:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».



- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт в машзалі. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРУ-150 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 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;

При роботі з електричним обладнанням слід користуватись такими нормативними документами:

Глава 4.2 ПУЕ: 2008 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ.

ГКД 34.20.507 – 2003 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 5-750 кВ.

ГНД 34.47.503-2004 Інструкція з експлуатації електричних вимикачів.

ГОСТ 12.1.007 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. (Шкідливі речовини. Класифікація загальної вимоги безпеки.)

НПАОП 0.00-1.07-94 (ДНАОП 0.00-1.07-94) – Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском.

НПАОП 40.1-1-32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

ГОСТ 687-78 – Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия. (Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови).

ДБН В.2.5-23:2010 – Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. (Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони).

ГОСТ 949-73. Баллоны стальные малого и среднего объема для газов на  $P_p \leq 19,6$  МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>). Технические условия. (Балони сталеві малого й середнього об'єму для газів на  $P_p \leq 19,6$  МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>). Технічні умови).

## 5.2 Санітарно-гігієнічні показники елегазу

Елегаз не чинить шкідливої дії на метали, пластик, інші матеріали, що використовуються в конструкціях елегазових вимикачів.

Використання елегазу у вимикачах за відсутності повітря та вологи унеможливорює окислення та ерозію контактів. Це подовжує термін використання елегазових вимикачів у процесі експлуатації та зменшує витрати праці обслуговуючого персоналу.

Новий (чистий) елегаз, що постачається в балонах виробниками має відповідати стандартам на новий елегаз: ТУ 6-02-1249 та ІЕС 60376, наведеним у таблицях 5.1 та 5.2. Після випуску елегазу з балонів, у яких він постачається виробником, його вважають використаним.

Таблиця 5.1 – Склад нового (чистого) елегазу відповідно до ТУ 6-02-1249

Найменування показника	Норма
------------------------	-------

Масова частка шестифтористої сірки, %, не менше	99,9
Масова частка домішок:	
кисень, азот, повітря (сумарно), %, не більше	0,05
тетрафторметан, %, не більше	0,05
Масова частка води, %, не більше	0,0015
Кислотність у перерахунку на масову частку фтористого водню, %, не більше	0,00003
Масова частка гідролізуючих фторидів на масову частку фтористого водню, %, не більше	в перерахунку 0,0001
Токсичність	—

Таблиця 5.2 – Максимально допустимий рівень домішок у елегазі після його виготовлення відповідно до ІЕС 60376.

Домішки	Максимально допустима кількість, ppm за вагою
CF <sub>4</sub>	500
O <sub>2</sub> , N <sub>2</sub>	500
Вода	15
Мінеральні масла	10
HF	0,3
Гідролізний фторид	1,0

Гранично допустима концентрація нового (чистого) елегазу в повітрі робочої зони згідно з ГОСТ 12.1.007 складає 5000 мг/м<sup>3</sup>. Наведене значення взяте для графіка роботи з повним робочим днем (8 годин, 5 днів на тиждень).

Це не пов'язано з токсичністю, але є установленою межею для всіх нетоксичних газів, які зазвичай не присутні в атмосфері.

Орієнтовні безпечні рівні дії нового (чистого) елегазу в атмосферному повітрі населених місць на межі охоронної і санітарно-захисної зон устаткування становлять 1500 мг/м<sup>3</sup>.

Це не пов'язано з токсичністю, але є установленою межею відповідно до пункту 3 ДСП-201, згідно із яким орієнтовні безпечні рівні дії на межі охоронної і санітарно-захисної зон об'єкта електроенергетики повинні становити не більше

30% від гранично допустимої концентрації нового (чистого) елегазу в повітрі робочої зони.

Якщо процентний вміст кисню повітрі, щовдихається становитиме менше ніж 17 % та / або процентний вміст елегазу перевищуватиме 19 %, то існуватиме небезпека задухи для персоналу, що працює в цих зонах. Особливо чутливими зонами є ті, що нижче рівня землі, погано або зовсім не вентильовані, на зразок кабельних камер, кабельних поверхів, кабельних тунелів, кабельних колодязів, канав, дренажних систем, оглядових колодязів, підвалів тощо.

В елегазовому обладнанні за нормальних комутаційних операцій, а також у разі виникнення аварійних електричних дуг відбувається часткове розкладання елегазу. При цьому можуть виникати газоподібні і тверді продукти розкладання.

Сьогодні в конструкціях обладнання, де використовують елегаз, застосовують переважно автокомпресійний принцип гасіння електричної дуги. Під дією високих температур горіння електричної дуги елегаз розкладається з утворенням різних компонентів. Продукти розкладання елегазу – це, в основному,  $CF_4$  і  $SF_4$ , у невеликих кількостях –  $S_2$ ,  $F_2$ ,  $S$ ,  $F$ ,  $SOF_2$ ,  $SOF_4$ ,  $SO_2F_2$ ,  $SO_2$  та інші речовини. Більшість з наведених продуктів розкладання елегазу є токсичними. Характеристики продуктів розкладання наведені у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Характеристики продуктів розкладання.

Причина розкладання	Речовина	Стан	Інтенсивність утворення
Часткові розряди	$SOF_2$	Газоподібний	Низька
	$SOF_4$	Те саме	Те саме
	$SO_2F_2$	>>>>	>>>>
	$SO_2$	>>>>	>>>>
	$HF$	>>>>	>>>>
Утворення звичайної дуги у вимикачах	$CF_4$	>>>>	Середня
	$CuF_2$	Твердий	Те саме
	$WF_6$	Газоподібний	>>>>
	$AlF_3$	Твердий	Висока
	$FeF_3$	Те саме	Те саме

КЗчерездугу, (аварійний режим роботи)	SF <sub>4</sub>	Газоподібни й	>>>>
---	-----------------	------------------	------

З метою зменшення техногенного впливу на навколишнє середовище елегазу використовують повторно. Для цього його відкачують із газонаповнених відсіків, очищують за допомогою спеціального сервісного обладнання, здійснюють контроль якості а потім повторно використовують. Надійна робота елегазового обладнання забезпечується лише тоді, коли склад такого газу в обладнанні відповідає вимогам таблиці 5.4.

Таблиця 5.4– Рівні максимально припустимого вмісту домішок з точки зору повторного використання елегазу.

Домішка	Максимально допустимі рівні тиску	
	Номінальний абсолютний тиск < 200 кПа абс.	Номінальний абсолютний тиск > 200 кПа абс.
Повітря, SF <sub>4</sub>	3 % за об'ємом	
H <sub>2</sub> O	95 мг/кг	25 мг/кг
Мінеральне масло	10 мг/кг <sup>f</sup>	
Сумарна концентрація реактивних газоподібних продуктів розкладання SF <sub>4</sub> WF <sub>6</sub> SOF <sub>4</sub> SO <sub>2</sub> F <sub>2</sub> HF SOF <sub>2</sub> SO <sub>2</sub>	50 мкл/л сумарно або 12 мкл/л для (SO <sub>2</sub> +SOF <sub>2</sub> ) або 25 мкл/л HF	

У таблиці 5.4 у межах діапазону тисків можливого повторного використання елегазу, що охоплює всі баричні системи (системи ізоляції як ВН, так і СН, а також усі автоматичні вимикачі), визначено діапазон низьких тисків повторного використання р <200 кПа для низьконапірних систем газової ізоляції (типово застосовувані в розподільних системах СН).

Граничний рівень вологи в елегазі повторного використання відповідає:

- для  $p < 200$  кПа абс – уміліграмах на кілограм (95 ppm) – 750 ppmv (750 мкл/л) і точці роси мінус 23 °С, вимірюваних за тиску 100 кПа та температури +20 °С;
- для  $p > 200$  кПа абс – у міліграмах на кілограм (25 ppm) – 200 ppmv (200 мкл/л) і точці роси мінус 36 °С, вимірюваних за тиску 100 кПа та температури +20 °С.

Перетворені у ppmv, ці рівні вмісту вологи в сумішах можна застосовувати доти, доки не буде розроблено відповідного стандарту.

Якщо використовуване обладнання (насос, компресор) для роботи з газом містить мастило (оливу), може виникнути необхідність у вимірюванні кількості мастила в елегазі. Якщо ж усе обладнання в контакт з елегазом є безмасляним, то така необхідність відсутня.

Зазвичай визначають рівень вмісту  $\text{SO}_2 + \text{SOF}_2$ , оскільки це пробні газу, що легко виявляються.

У разі використання сумішей елегазу з іншими газами, вміст цих газів має зазначатися виробником устаткування.

Продукти розкладання елегазу є токсичними. Національні нормативні документи з питань гігієни та охорони праці встановлюють можливі рівні забруднення повітря робочої зони, які наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Граничні допустимі концентрації (ГДК) елегазу і продуктів його розкладання від дії електричної дуги в повітрі робочої зони

Назва речовини	Хімічна формула	CAS	Клас небезпеки	ГДК, мг/м <sup>3</sup>
Гексафторид сірки (елегаз)	$\text{SF}_6$	2551-62-4	4	5000
Сірчистий ангідрид	$\text{SO}_2$	7446-09-5	3	10
Фтористий водень	$\text{HF}$	7664-39-3	2	0,5
Трифторид алюмінію	$\text{AlF}_3$	7784-18-1	2	2,5
Дифторид купруму	$\text{CuF}_2$	7789-19-7	2	0,5
Трифторид феруму	$\text{FeF}_3$	7783-50-8	2	2,5
Гексафторид вольфраму	$\text{WF}_6$	7783-82-6	2	0,5

Згідно з ІЕС/TR 62271-303 рівень забруднення повітря робочої зони фторидом тіонілу, сірчанім фторидом і двосірчанім декафторидом у разі виникнення аварійних ситуацій не повинен перевищувати їх орієнтовно безпечних рівнів дії, а саме: 5,63 мг/м<sup>3</sup>, 20,85 мг/м<sup>3</sup> та 0,11 мг/м<sup>3</sup> відповідно.

5.3 Вимоги до кваліфікації персоналу з обслуговування та ремонту елегазового обладнання

Доведення в експлуатацію, пуску, експлуатації, технічного обслуговування і ремонту допускається тільки підготовлений персонал, який має відповідний дозвіл. Обов'язки персоналу у зв'язку з роботами на обладнанні власника елегазового устаткування повинні бути чітко визначені і виконуватися на практиці.

Роботи із фторомісними парниковими газами має виконувати спеціально навчений персонал, а персонал, який працює з еlegeазом, повинен мати відповідні сертифікати.

Під час сертифікації персонал проходить навчальний курс, де ознайомлюється з основними положеннями щодо виконання робіт з елегазом і використовуваним обладнанням. Набуті ним знання перевіряються оцінюванням.

Персонал повинен пройти підготовку на курсах навчання або підвищення кваліфікації по наступних темах:

- Захист персоналу;
- Планове технічне обслуговування;
- Дії в аварійній ситуації;
- Устаткування для обробки елегазу;
- Обладнання для визначення показників якості елегазу;
- Утилізація відходів.

Сертифікація складається з теоретичного тесту, в якому потрібно дати відповідь на одне або декілька питань, та практичного, в якому потрібно виконати відповідне завдання.

Мінімальні вимоги до знань та навичок персоналу, що працює з елегазом, наведено в додатку А.

Власник електротехнічного обладнання несе відповідальність за необхідну кваліфікацію та підготовку обслуговуючого персоналу та за дотримання усіх діючих положень.

Обслуговуючий персонал, який працює з обладнанням для роботи з елегазом, повинен пройти підготовку для роботи з цим обладнанням і знати відповідні інструкції.

#### 5.4 Засоби захисту персоналу

Під час виконання робіт із забрудненою речовиною необхідно дотримуватися спеціальних заходів безпеки. Персонал має бути добре навченим, поінформованим, а також екіпірованим засобами індивідуального захисту.

Засоби індивідуального захисту персоналу треба використовувати в разі неминучого чи можливого контакту з елегазом чи продуктами його розкладання.

До засобів індивідуального захисту персоналу належать:

- комбінезон промислового типу, що має еластичні затиски на щиколотках і зап'ястях, перекриваючи взуття й рукавички, без кишень, з капюшоном, водонепроникний;
- захисне взуття із металевим підноском;
- гумові рукавиці промислового типу;
- промислові захисні окуляри хімічного типу;
- детектор витоку елегазу здатний виявити 20 ppmv, 200 ppmv і 1000 ppmv концентрації елегазу в повітрі;
- устаткування для надання першої допомоги;
- належні засоби для захисту дихальних шляхів;
- обладнання для примусової вентиляції замкнутих просторів та інших недоступних зон;



- устаткування, що дає змогу безпечно обробляти елегаз без його витікання в робоче середовище;
- спеціальний пиросос, оснащений фільтром, здатним до вловлювання часток у мікронному діапазоні, з неметалевою відкритою насадкою;
- тканина для прибирання;
- пилозбірники для пирососу;
- одноразові бахіли;
- карбонат натрію;
- мішки для сміття ємністю 120 л;
- пластиковий контейнер;
- алюмінієва транспортна валіза.

До виконання робіт, які проводять з використанням захисних масок, що закривають обличчя, або кисневих апаратів чи фільтрувальних протигазів, допускаються особи, що пройшли перевірку знань правил експлуатації захисних засобів та отримали навички з їхнього застосування.

Під час роботи з елегазовим обладнанням застосовують такі типи респіраторів:

- респіратор проти пилу;
- респіратор з патронним фільтром;
- респіратор з подачею повітря через шланг;
- автономний дихальний апарат.

Для роботи в ізольованій зоні, з якої було вилучено розкладений елегаз, чи в корпусі елегазової камери рекомендовано застосовувати респіратор із захисною маскою на все обличчя, з подачею повітря.

Рукави пилозахисного костюма чи комбінезону повинні бути міцно застібнутими або зав'язаними, а штани – опущеними поверх гумових чобіт.

Для захисту шкіри рук від твердих продуктів розкладання елегазу та органічних розчинників і захисту устаткування від слідів дотику пальців рук рекомендовано використовувати пластикові рукавиці.

Доцільно мати достатній запас полегшених рукавиць, оскільки надмічні рукавиці можуть зменшити здатність персоналу ефективно працювати.

Засоби індивідуального захисту персоналу слід зберігати в захищеному, легко доступному та чітко позначеному місці за межами приміщень із електричним обладнанням. Проти газів також повинні бути і ремонтні майстерні.

Тверді залишки реакцій взаємодії продуктів розпаду електрики і металів, що зібрані у фільтрі пылесоса, використаних абсорберах, на використаному захисному спеціалізованому засобах для чищення, слід збирати в закриті пластикові контейнери, помічені написом «корозійні фториди металів». Відходи слід передавати до спеціалізованої компанії з утилізації відходів для достатньої утилізації, або нейтралізувати на місці експлуатації відповідно до методики, описаної в ІЕС 61634 (додаток Б): (або в посібнику з експлуатації обладнання.)

1. Приготувати розчин для нейтралізації (на 100 г карбоната натрія  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  додати 900 г води, або 0,5 кг гідроксида натрія на 10 л води),

2. Скласти в приготовану ємність забруднені продуктами розкладання деталі, елементи обладнання, інструмент, гумові ущільнення, фільтри-поглиначі з обладнання, фільтри пылесоса, фільтри сервісного візка, ганчір'я тощо.

3. Залити ємність розчином.

4. Через деякий час перевірити кислотність розчину (індикаторною бумагою – входить до комплекту засобів захисту), якщо РН близький до 7 то нейтралізація завершена.

5. Ганчір'я, гумові ущільнення, фільтри після нейтралізації подальшому використанню не підлягають. Деталі й інструменти після нейтралізації повинні бути промиті проточною водою, після чого вони придатні до подальшого використання.

## Розрахунок заземлення для вrp високої напруги

Площа ВРП [3]:  $S=(210 \times 90) \text{ м}^2$ . Приймаємо площу заземлюючого пристрою  $S = 1980 \text{ м}^2$ .

Рівень верхнього шару ґрунту  $h = 2 \text{ м}$ . Питомий опір верхнього шару ґрунту  $\rho_1 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ; нижнього шару –  $\rho_2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних комірок і вертикальних провідників у кількості:  $n = 32$  шт, довжиною  $l = 16 \text{ м}$ . Сітка буде закладена на глибині  $t = 0,5 \text{ м}$  (рис. 5.1).

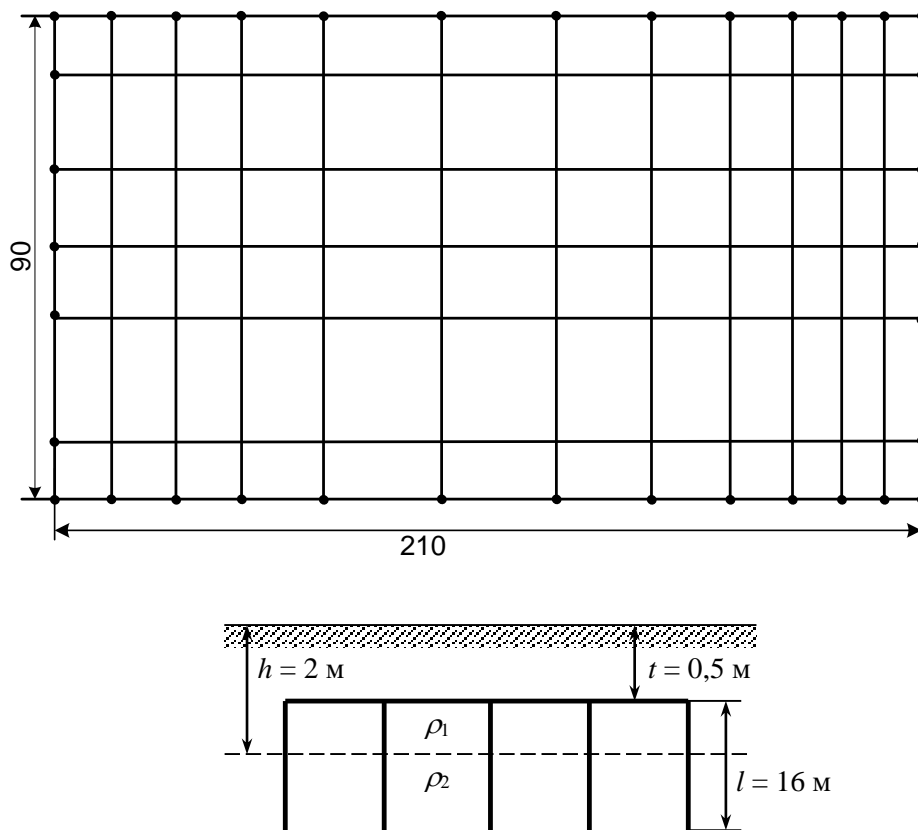


Рисунок 5.1- Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{13} / \rho_{23} = 400 / 200 = 2.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = L / n,$$

де  $L$  – периметр заземлювача.

$$a = L / n = 2 \cdot (210 + 90) / 32 = 18,75 \text{ (м)}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв}} = \rho_2 \cdot (\rho_1 / \rho_2)^\Delta,$$

$$\text{де } \Delta = 0,43 \cdot \frac{h-t}{l} + 0,27 \cdot \lg\left(\frac{a}{l}\right) + 0,04.$$

$$\Delta = 0,43 \cdot ((2-0,5)/16) + 0,27 \cdot \lg(18,75/16) + 0,04 = 0,099;$$

$$\rho_{\text{екв}} = 200 \cdot 2^{0,099} = 210,21 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}.$$

Опір заземлювача:

$$r = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_\Gamma + L_B},$$

де  $L_B, L_\Gamma$  – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

$$\begin{cases} A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t)/\sqrt{S}, & \text{при } 0 \leq (l+t)/\sqrt{S} \leq 0,1; \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot (l+t)/\sqrt{S}, & \text{при } 0,1 \leq (l+t)/\sqrt{S} \leq 0,5. \end{cases}$$

$$(l+t)/\sqrt{S} = (2+0,5)/\sqrt{198000} = 0,018 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t)/\sqrt{S} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,018 = 0,42;$$

$$r = 0,42 \cdot \frac{210,21}{\sqrt{198000}} + \frac{210,21}{(10 \cdot 210 + 6 \cdot 90) + 16 \cdot 32} = 0,49 \text{ (Ом)}.$$

$$r = 0,49 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \quad \Rightarrow \quad \text{заземлення відповідає нормам.}$$

Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рисунок 5.1 а, б).

$h_x$  – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити;  $h$  – висота блискавковідводу;  $L$  – відстань між блискавковідводами;  $h_x, h, L$  – беруться на підставі обраної схеми ВРП [5];  $r_x$  – радіус зони захисту одного БВ, м:

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

$h_0$  – верхня границя зони захисту, м:

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

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

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

$R$  – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті  $h_0$ :

$$R = 4 \cdot h - h_0, [\text{м}].$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 24 [\text{м}]; \quad h = 36,5 [\text{м}]; \quad L_{1-2} = 66 [\text{м}].$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 24) = 9,75 [\text{м}];$$

$$h_0 = 4 \cdot 36,5 - \sqrt{9 \cdot 36,5^2 + 0,25 \cdot 66^2} = 32 [\text{м}];$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 32) = 6 [\text{м}];$$

$$R = 4 \cdot 36,5 - 32 = 114 [\text{м}].$$

Результати всіх інших розрахунків зведені в таблиці 5.6. Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рисунк 5.2. а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ

Таблиця 5.6– Результати розрахунку величин для побудови зон захисту

$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$b_x, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
$L_{1-2} = L_{4-5} = 66$	32	6	114
$L_{1-4} = L_{1-7} = L_{2-5} = 16$	36,208	18,624	109,79
$L_{1-5} = L_{2-4} = 67,91$	31,36	4,08	144,64

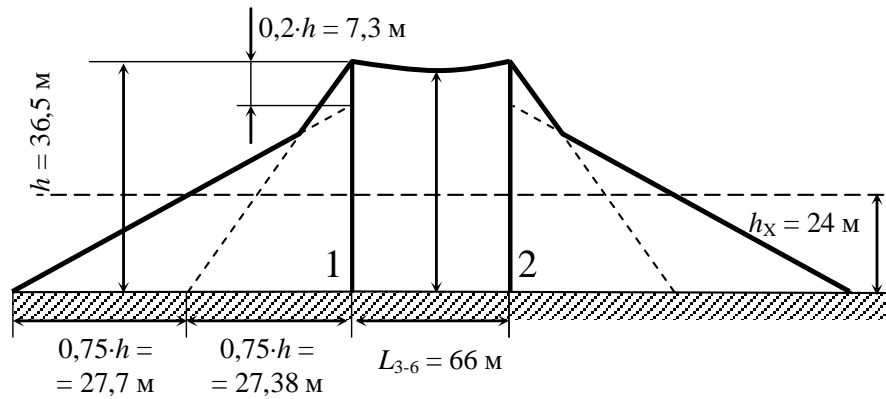


Рисунок 5.2 а. Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

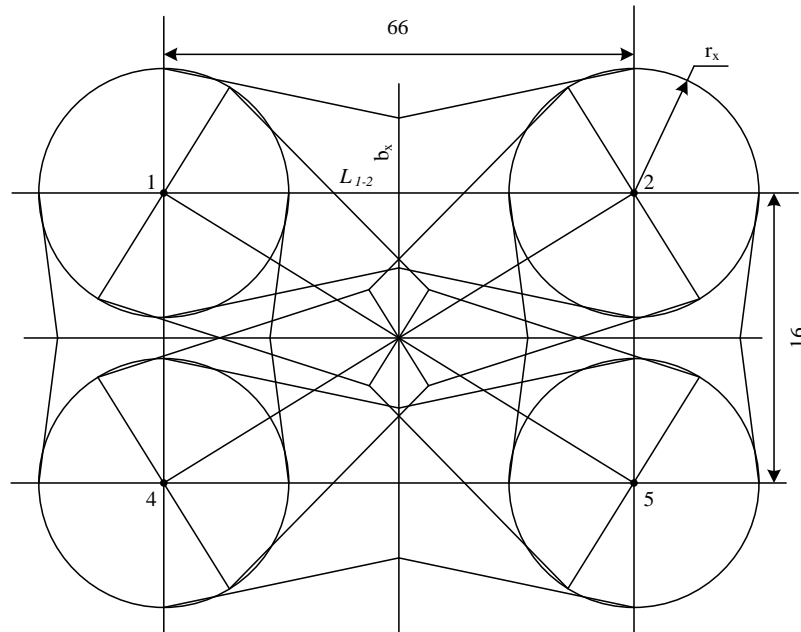


Рисунок 5.2 б. Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП

5.7 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.

Землетруси називають стихійне лихо, що характеризується підземними ударами, поштовхами та коливаннями земної поверхні, викликає великі руйнування зумовлені природними причинами.

Головними характеристиками, що визначають розміри осередку ураження є енергія (E), магнітуда (M), інтенсивність (I) та глибина епіцентру(h).

Для визначення області працездатності ТЕС в умовах дії сейсмічних коливань приймається граничне значення надлишкового тиску ( $\Delta P_{\text{гри}}$ , кПа) при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але станція буде працювати з необхідною якістю.

Визначаємо значення надлишкового тиску, при якому елемент може отримати слабкі та середні руйнування. Результати зводимо в таблицю (5.7)

Таблиця 5.7 – Граничні значення надлишкового тиску.

№	Назва елемента	Значення гранично допустимого тиску кожного елемента $\Delta P_{\text{гри}}$ , кПа	Значення гранично допустимого тиску найбільш чутливого елемента $\Delta P_{\text{гри}}$ , кПа
1	Трансформатори 100-1000 В	30	15
2	Контрольно-вимірювальна апаратура	15	
3	Кабельні підземні лінії	300	

На основі знайденого значення граничного допустимого тиску визначаємо граничне значення інтенсивності землетрусу.

Інтенсивність землетрусу на поверхні землі на віддалі (характеризує ступінь руйнування) залежить від магнітуди, глибини осередку, складу ґрунту і вимірювання за шкалою MSK64 (0-12 балів).

Вважаємо, що даний ТЕС знаходиться на відстані  $R=230$  (км) від епіцентру землетрусу, глибина епіцентру землетрусу  $h=200$  (км).

Приймаємо інтенсивність землетрусу  $I=5,7$  балів.

Дії  $\Delta P_{\text{гри}}=15$  (Па) відповідає  $I=5,7$  балів.

Інтенсивність землетрусу знаходимо за формулою:

$$I = 1,5 \cdot M - 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3 ; \quad (5.1)$$

де  $M$  – магнітуда землетрусу, бали;

$R$  – відстань від центру землетрусу, км;

$h$  – глибина епіцентру землетрусу, км.

$$M = \frac{I + 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2}}{1,5} ; \quad (5.2)$$

$$M = \frac{5,7 + 3,5 \lg \sqrt{230^2 + 180^2} - 3}{1,5} = 7,56 \text{ (бала)}.$$

Отже, працездатність елементів ТЕС в діях сейсмічних коливань знаходиться в межах від 0 до 7,56 бала за 12-бальною шкалою Ч. Ріхтера.

### 5.8 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕС у надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повинен бути створений резерв джерел енерго- і водопостачання (переносні електростанції та насосні агрегати з автономними двигунами).

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищують, підключаючи його до декількох джерел живлення, віддалених одне від одного на відстань, що виключає можливість їх одночасного пошкодження одним ядерним вибухом.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного та воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно – кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузлу об'єкта, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При



розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокласти дводотові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

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

Система живлення [14]:

$$t_1 = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}. \quad (5.3)$$

$$t_1 = \frac{-72,931 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,177(\text{см}).$$

Система керування [14]:

$$t_1 = \frac{-42,146 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,129(\text{см}).$$

Мікропроцесорна система [14]:

$$t_1 = \frac{-53,236 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,146(\text{см}).$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною 177 см із сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту з використанням екрану товщиною 0,129 см із сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,146 см.

## 6 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ АЕС

### 6.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

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

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

- визначити найбільш доцільні режими роботи енергетичного устаткування, його поточне експлуатаційне обслуговування, забезпечити його максимальну експлуатаційну готовність;
- забезпечити безперебійне постачання станцій паливом, водою, допоміжними експлуатаційними і ремонтними матеріалами, запасними частинами до устаткування і їхнє нормування;
- забезпечити добір експлуатаційного персоналу станцій і мереж, нормування й організацію його праці, інструктаж і спостереження за якістю його роботи, економічне стимулювання;
- забезпечити організацію заробітної плати працівників електростанцій і мереж і відповідної преміальної системи, що стимулює підвищення продуктивності їх праці.

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

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

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

## 6.2 Визначення кошторисної вартості проектованої АЕС

Слід знати, що повні витрати на спорудження АЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл.6.1. В практиці будівництва АЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва АЕС починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво АЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в табл.6.1.

Таблиця 6.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Глави звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від гл.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн./кВт·год
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	1,8%	50%	20160000	2%	806400	48%	19353600	40320000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	70,0%	1568000000	29,5%	660800000	0,5%	11200000	2240000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,0%	80%	17920000	20%	4480000			22400000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	23654400	12%	3225600			26880000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	93%	62496000	7%	4704000			67200000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	2,8%	90%	56448000	10%	6272000			62720000
7	Упорядкування території	0,3%	100%	6720000					6720000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	71680000	10%	8960000	10%	8960000	89600000
9	Інші роботи та затрати	4%					100%	89600000	89600000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%					100%	3360000	3360000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,50%					100%	11200000	11200000
12	Проектні і дослідні роботи	6,5%					100%	145600000	145600000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	22400000	22400000
	Всього по главах 1-13			1827078400		689248000		311673600	2828000000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

$$k_{num} = 2828000000 / 2800000 = 1010.$$

### 6.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

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

#### 6.3.1 Амортизація основних фондів

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

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 6.1. Для розрахунку амортизаційних

відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи  $\Phi 1$ ,  $\Phi 2$ ,  $\Phi 3$ .

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої ( $\Phi 1$ ) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи ( $\Phi 2$ ) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи ( $\Phi 3$ ) увійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma обл} - K_{тр(обл)};$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma инв} - K_{тр(БМР)}.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 6.2. – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	1780791040	7%	124655372,8
$\Phi 2$	67200000	25%	16800000
$\Phi 3$	980008960	20%	196001792
Разом			337457164,8

$$S_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i,$$

де  $S_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1780791040 \cdot 7\% + 67200000 \cdot 25\% + 980008960 \cdot 20\% = 337457164,8 \text{ грн.}$$

### 6.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст},$$

де  $k_{ум}$  – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$N_{вст}$  – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{ум}$  для АЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 2800 = 4480 \text{ чоловіка.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	87%
ІТР	10%
Службовці	2,1%
МОП	0,9%

Підраховавши, отримаємо:

Робітники	3898 чол.
ІТР	448 чол.
Службовці	94 чол.
МОП	40 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot \Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i + S_{сер.моп} n_{моп}) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{сер\ ітр} \cdot n_{ітр} + S_{сер.служ} n_{служ})) K_K K_B,$$

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

$n_i$  – чисельність персоналу по категоріях.

Таблиця 6.3. – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	17600	823257600
ІТР	20800	111820800
Службовці	25600	28876800
МОП	11200	5376000
Разом за рік		1464150912

### 6.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати

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

$$S_{ін} = (S_a + S_{зн} + S_n) \cdot P_p,$$

де  $P_p = 8\%$ .

$$S_{ін} = (337457164,8 + 1464150912 + 13498164927) \cdot 8\% = 1186821208 \text{ грн.}$$

### 6.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{зн} + S_n + S_{ін}.$$

$$S = 337457164,8 + 1464150912 + 13498164927 + 1186821208 = 16486594212 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп},$$

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



$$C = 16486594212 / 19402992 = 84,9693 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год}$$

Таблиця 6. 4. – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	337457164,8	2,0%	1,7392
Зарплата	1464150912	8,9%	7,5460
Паливо	13498164927	81,9%	69,5674
Інші	1186821208	7,2%	6,1167
Разом	16486594212	100%	84,9693

#### 6.4 Аналіз отриманих результатів

#### Основні техніко-економічні показники ЕС

Таблиця 6.5.

Потужність станції	2800	МВт
Склад обладнання	2x440+2x1000	
Річний виробіток електроенергії	19402992,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	2828000000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1010	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	84,9693	коп/кВт·год

## ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована АЕС, встановлена потужність якої 2880 МВт. Спроектована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району. Крім того, ця станція має запас резервної потужності.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Для спроектованої АЕС було обрано котлоагрегати типу ПГВ-440 та ПГВ-1000, та турбогенератори типу ТВВ-1000-2У3 та турбогенератор типу ТГВ-220-2ЕУ3.

Основне електротехнічне обладнання, що було обрано для спроектованої станції:

1. 2 турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 ( $P_{\text{ном}} = 1000$  МВт);  
4 турбогенератори типу ТГВ-220-2ЕУ3 ( $P_{\text{ном}} = 220$  МВт);
2. Блочний трансформатор типу ОРЦ-417000/750 ( $S_{\text{ном}} = 417$  МВА), блочний трансформатор типу ТЦ-630000/330 ( $S_{\text{ном}} = 630$  МВА), з'єднувальний автотрансформатор типу АОДЦТН-333000/750/330 ( $S_{\text{ном}} = 333$  МВА).
3. Система власних потреб, яка забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється через трансформатори власних потреб (ТВП) – ТРДНС-40000/35 ( $S_{\text{ном}} = 40$  МВА, 24/6,3 кВ), ТРДНС-25000/35 ( $S_{\text{ном}} = 25$  МВА, 15,75/6,3 кВ), від пускорезервного трансформатора власних потреб ПРТВП 1 - ТРДНС-40000/35 ( $S_{\text{ном}} = 40$  МВА, 330/15,75кВ), який отримує живлення від ВРП-330кВ та від нижньої сторони з'єднувального автотрансформатора за допомогою ПРТВП 2 – ТРДНС-40000/20 ( $S_{\text{ном}} = 40$  МВА, 15,75/6,3-6,3 кВ).

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 750 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на напрузі 330 кВ. Обидва розподільчі пристрої 750 і 330 кВ – відкриті (ВРП). Для ВРП 750 кВ на основі

техніко-економічного порівняння 2-х схем ВРП була вибрана схема 3/2, від ВРП 750 кВ відходять 2 повітряні лінії електропередач (ПЛЕП) 750 кВ, які зв'язують АЕС і енергосистему. Для ВРП 330 кВ була прийнята схема 3/2, від ВРП 330 кВ відходить 3 ПЛЕП 330 кВ.

Розподільчі пристрої власних потреб 6,3 кВ виконані за схемою з двома секціонованими системами збірних шин.

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 і розрядників.

Проведено аналіз комутаційного обладнання різних класів напруг та типів. Розглянуті вакуумні та елегазові вимикачі, як вітчизняного так і іноземного виробництва. Таке обладнання є вже не просто гарною альтернативою застарілим зразкам, а чи не єдиним типом у відповідному класі напруги. Отримані результати та навички відповідають як актуальній нормативній базі так і роботі оперативного-диспетчерського персоналу різних рівнів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. <https://enerhodzherela.com.ua/analistyka>
2. <http://www.golos.com.ua/article/355181>
3. Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>
4. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
6. IEC 1634 (MEK 1634) – “High-voltage switchgear and controlgear - Use and handling of sulphur hexafluoride (SF<sub>6</sub>) in high-voltage switchgear and controlgear”. First edition (Комутаційна апаратура та високовольтні механізми керування. Використання та експлуатація елегазу (SF<sub>6</sub>) у високовольтному комутаційному обладнанні. Видання перше).
7. <http://forca.ru/knigi/oborudovanie/naladka-elegazovogo-oborudovaniya-2.html>
8. <http://electrical-engineering-portal.com/things-you-should-know-about-medium-voltage-gis>
9. Листовка ELK-3 Hybrid Switchgear, 420 kV стр.12.
10. <http://www.cigre.org.ua/>
11. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
12. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
13. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
14. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

15. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневецький. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
16. Правила улаштування електроустановок – Київ, 2017 – 617 с.
17. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою : НАПБ Б.03.002-2007 – [чинний від 03.12.2007 року] - № 833
18. Пожежна безпека об'єктів будівництва : ДБН В.1.1.7-2002 - [Електронний ресурс] - Режим доступу: [http://www.poliplast.ua/doc/dbn\\_v.1.1-7-2002..pdf](http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf)
19. Евдокунин Г.А., Тилер Г. Современная вакуумная коммутационная техника. – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2000. - 114 с.
20. Киреева Э.А., Цырук С.А. Современное вакуумное коммутационное электрооборудование. – М.: Энергетик, 2007. – 44 с.
21. Электрические аппараты высокого напряжения/ Под редакцией Г. Н. Александрова. - Л.: Энергоатомиздат, 1989. - 344 с.;
22. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для средн. проф.обр./ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр " Академия", 2005. – 448 с.
23. Сакевич В. Ф. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах: навчальний посібник / В. Ф. Сакевич. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 124 с.
24. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
25. Перцев А.А. Вакуумные дугогасительные камеры. / А.А. Перцев, Л.А. Рыльская. – Рязань: Рязанский издательский дом, 2008. – 392 с.
26. Лежнюк П.Д. Электричні апарати розподільчих установок. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2004. –128 с.
27. Лежнюк П.Д. Электрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
28. Будівельні норми та правила: СНиП III-4-80 – [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://dnaop.com/html/45031/doc> - %D0%A1%D0%9D%D0%B8%D0%9F \_ III-4-80\_

29. ГОСТ 15543.1-89 та ГОСТ 15150-69 – [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003320>

ДОДАТОК А  
 ПРОТОКОЛ  
 ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
 НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
 ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
 (БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 87,5 Схожість 12,5

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.

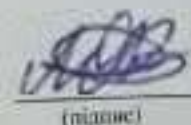
Особа, відповідальна за перевірку

  
(підпис)

Гулько І.О.  
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи

  
(підпис)

Атаманчук О.В.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)

Вищневський С.Я.  
(прізвище, ініціали)

## ДОДАТОК Б

156

## Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(шук. ст., вч. зв., в.о. з.прес.)



(підпис)

" 14 " 09 20 22 р.

## ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням

комутаційного обладнання

08-13.МКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.



(підпис)

Вишневецький С.Я.

Магістр групи ЕС-21м



(підпис)

Атаманчук О.В.

Вінниця 2022 р.



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

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ТЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.

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

3. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання з чотирма агрегатами одиничною потужністю 220 МВт та двома 1000 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 260 км, потужність віддається по ЛЕП 750 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на

ТЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “АВВ” та ін.)

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

– показники технологічності: проектування АЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ЕС виконати проектування резервного живлення.

## 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.22	22.09.22	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	23.09.22	25.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	26.09.22	10.11.22	розділ 2
4	Розрахунок релейного захисту та автоматики АЕС	11.11.22	20.11.22	розділ 3
5	Дослідження стійкої роботи генераторів	21.11.22	30.11.22	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.22	05.12.22	розділ 5
7	Техніко-економічна частина	06.12.22	10.12.22	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	11.12.22	13.12.22	пояснювальна записка

9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	13.12.22	14.12.22	плакати, презентація
---	---	----------	----------	-------------------------

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### **8. 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.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

### **10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

## ДОДАТОК В

### Презентація

Міністерство освіти та науки, молоді і спорту України  
Вінницький національний технічний університет  
Інститут електроенергетики та електромеханіки  
Факультет електроенергетики

### Магістерська кваліфікаційна робота

Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Освітня програма «Електричні станції»

Виконав ст.гр. ЕС-21м

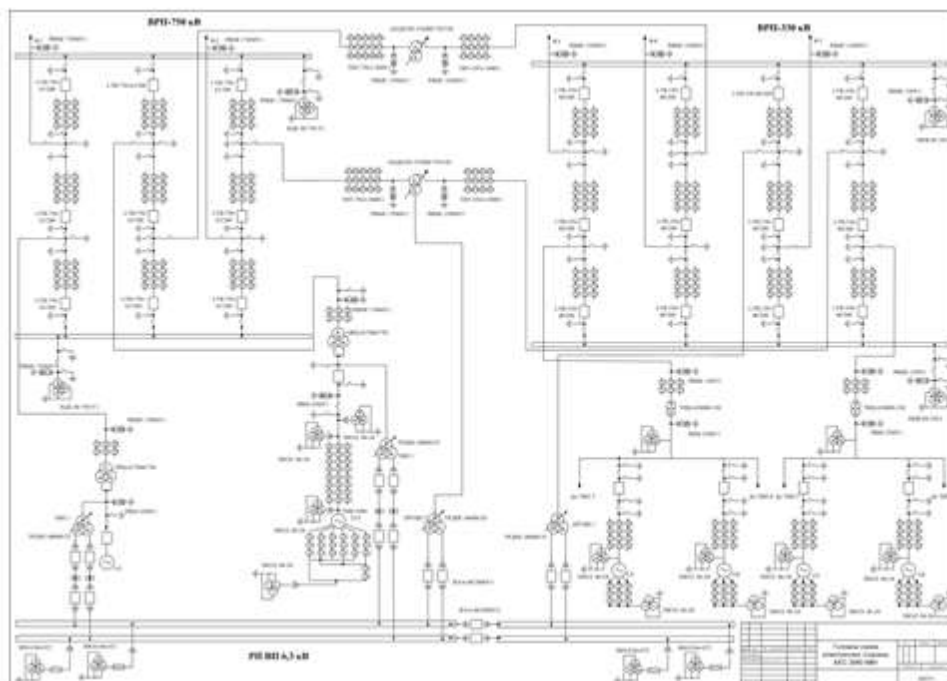
Атаманчук Олександр Васильович

1

**Актуальність теми.** За оцінками [МАГАТЕ](#) від [2008](#), доля ядерної енергетики залишатиметься до [2030](#)-го в межах від 12,4 % до 14,4 % світового виробництва енергії.

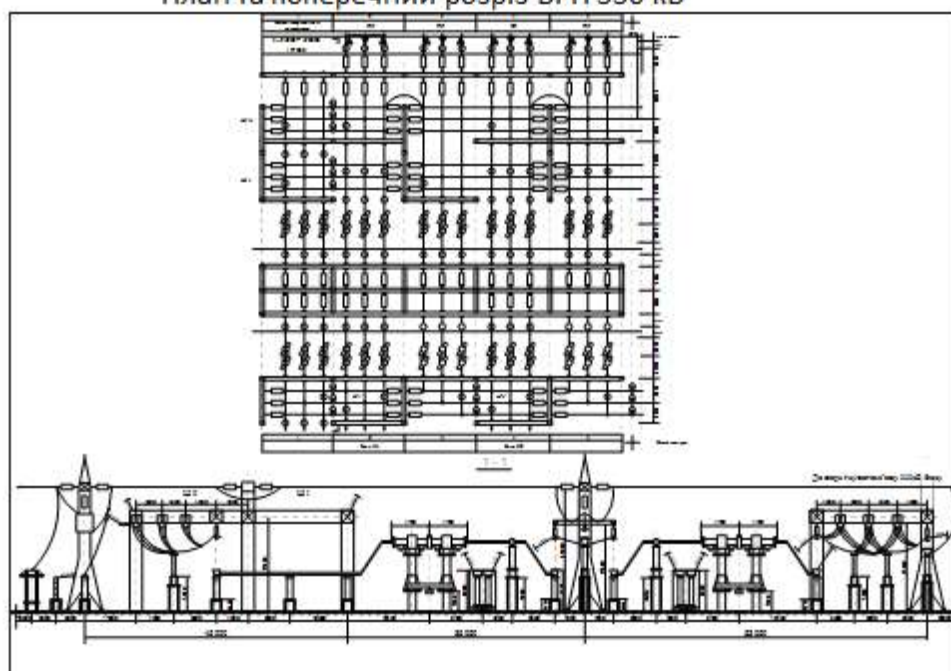
Станом на 2021 рік більше 30 країн виробляють електроенергію за допомогою атомних електростанцій, на які припадає 15% виробництва електрики в світі. У [Франції](#) близько 80% електроенергії виробляється атомними електростанціями. Значне зростання цін на нафту, що сталося в [2010-ті](#) роки, змусило вкладати значні кошти в [атомну енергетику](#). Такі країни, як [США](#), [Індія](#) і [Китай](#), вкладають мільярди доларів в будівництво АЕС. [1].

Отже, дослідження та аналіз методів проектування ЕС є актуальною науково-прикладною задачею.



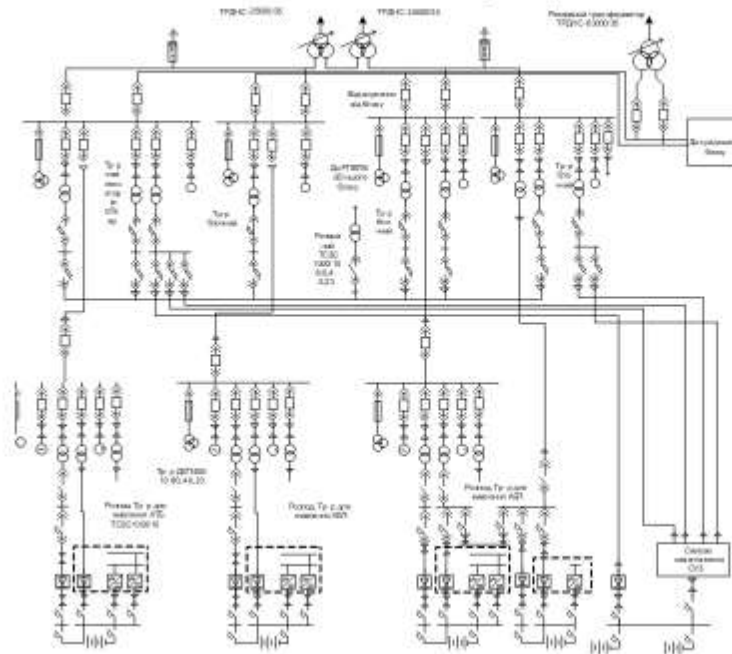
1

План та поперечний розріз ВРП 330 кВ



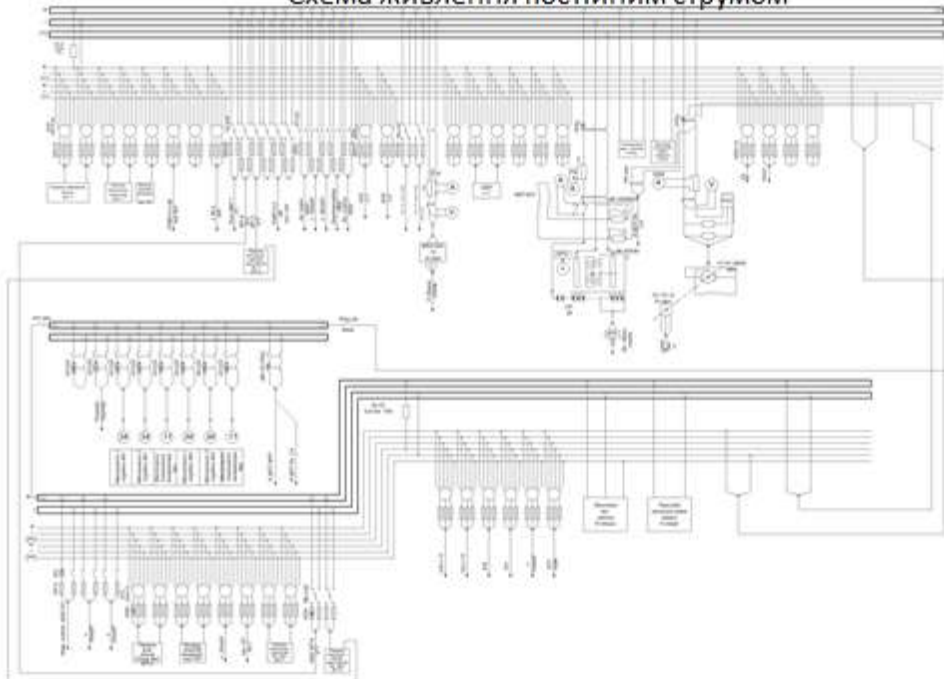
2

### Типова схема власних потреб проекрованої АЕС



3

### Схема живлення постійним струмом



4

## Елегазові колонкові вимикачі АВВ



Вимикач LTB145D1/V



Вимикач HPL 420



Розріз полюсу вимикача  
LTB145

## Елегазові колонкові вимикачі Siemens



Полюс вимикача ZAP4 на 800 кВ



Вимикач ZAP1FG-126



Вимикач ZAP2 DCB 420 кВ

## Вакуумні вимикачі

5



## Приклади конструкцій

## Техніко-економічні показники роботи станції

7

Потужність станції	2800	МВт
Склад обладнання	2x440+2x1000	
Річний виробіток електроенергії	19402992,00	МВт×год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	2828000000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1010	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	84,9693	коп/кВт×год



**ВИСНОВКИ**

В роботі була спроектована електрична станція типу АЕС, встановлена потужність якої 2880 МВт. Були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП. Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 750 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на напрузі 330 кВ. Обидва розподільчі пристрої 750 і 330 кВ – відкриті (ВРП). Для ВРП 750 кВ на основі техніко-економічного порівняння 2-х схем ВРП була вибрана схема 3/2, від ВРП 750 кВ відходять 2 повітряні лінії електропередач (ПЛЕП) 750 кВ, які зв'язують АЕС і енергосистему. Для ВРП 330 кВ була прийнята схема 3/2, від ВРП 330 кВ відходить 3 ПЛЕП 330 кВ.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.

В інших розділах визначаються основні техніко-економічні показники роботи станції та розглянуті питання охорони навколишнього середовища.

Проведено аналіз комутаційного обладнання різних класів напруг та типів. Розглянуті вакуумні та елегазові вимикачі, як вітчизняного так і іноземного виробництва. Таке обладнання є вже не просто гарною альтернативою застарілим зразкам, а чи не єдиним типом у відповідному класі напруги. Отримані результати та навички відповідають як актуальній нормативній базі так і роботі оперативного-диспетчерського персоналу різних рівнів.