

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 МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ  
ВИДОБУТКУ ВОДНЮ»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-21  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва магістерської програми, спеціальності)

Чижик І. М.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Лесько В. О.

(прізвище та ініціали)

« 14 » грудня 2022 р.

Опонент: Л. Н. Дюк. каф. ЕСС ЕН

Войченко О. В.

(прізвище та ініціали)

« 19 » грудня 2022 р.

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

(прізвище та ініціали)

« 15 » 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.

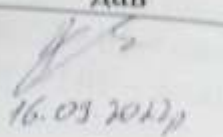

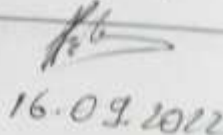
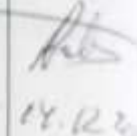
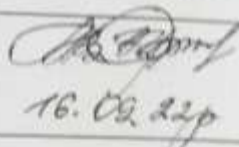

  
14.09 2022 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Чижиків Івану Михайловичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. «Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням методів та засобів видобутку водню»  
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203
- Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 320 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1300 МВт; номінальна потужність системи 16000 МВА; номінальний опір системи 0,12 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження методів та засобів видобутку водню. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 6. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
  - Лист 1. Головна схема електричних з'єднань станції;
  - Лист 2. План та поперечний розріз ВРП 330 кВ;
  - Лист 3-4. Дослідженням методів та засобів видобутку водню;
  - Лист 5. Блискавкозахист та грозозахист для ВРП 330 кВ
  - Лист 6. Техніко-економічні показники АЕС.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконано приймає
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент ка- федри ЕСС	 16.09.2022	 14.12.22
Охорона праці та безпе- ка в надзвичайних ситу- аціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 14.12.22
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент ка- федри ЕСС	 16.09.2022	 14.12.22


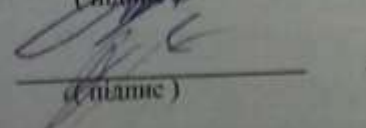
7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 15 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	07.09.22	12.09.22
3	Електротехнічна частина	13.09.22	05.10.22
4	Дослідження методів та засобів видобутку водню	06.10.22	20.10.22
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситу- аціях	01.11.22	10.11.22
6	Економічна частина	11.11.22	16.11.22
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22
	Захист МКР	19.12.22	-

Студент

Керівник роботи

  
(Підпис)  
  
(Підпис)

І. М. Чижик

В. О. Лесько



## ЗМІСТ

Анотація.....	8
Аннотація.....	9
ВСТУП.....	6
1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	10
2.1 Графіки електричних навантажень станції.....	10
2.2 Вибір основного обладнання.....	18
2.2.1 Вибір турбін.....	19
2.2.2 Вибір реакторних установок.....	18
2.2.3 Вибір генераторів.....	18
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції.....	19
2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи.....	19
2.3.2 Проектування структурної схеми станції.....	20
2.3.3 Вибір блочних трансформаторів.....	22
2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку.....	23
2.3.5 Вибір трансформаторів власних потреб.....	24
2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб.....	25
2.3.7 Параметри обраних трансформаторів.....	26
2.3.8 Техніко-економічне порівняння схем станції.....	27
2.4 Вибір електричних схем станції.....	31
2.4.1 Вибір ВРП 220 кВ.....	32
2.4.2 Вибір ВРП 330 кВ.....	32
2.4.3 Техніко-економічний розрахунок схем ВРП 330 кВ.....	34
2.5 Схема власних потреб електростанції.....	39
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	43
2.6.1 Розрахункова схема установки.....	43
2.6.2 Електрична схема заміщення установки.....	43
2.6.3 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення.....	44
2.6.4 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t=0$ .....	46

2.6.5 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу.....	53
2.6.6 Результати розрахунку струмів короткого замикання.....	60
2.6.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ.....	61
2.7 Вибір комутаційного обладнання.....	64
2.7.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-330 кВ.....	64
2.7.2 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-220 кВ.....	66
2.7.3 Вибір генераторних вимикачів.....	68
2.7.4 Вибір вимикачів ВП.....	69
2.8 Вибір струмоведучих частин.....	70
2.8.1 Вибір гнучких (збірних) шин 330 кВ.....	70
2.8.2 Вибір гнучких (збірних) шин 220 кВ.....	79
2.8.3 Вибір жорстких шин.....	82
2.8.4 Вибір кабелів.....	82
2.8.5 Вибір комплектних струмопроводів.....	84
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	85
2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....	85
2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	88
2.10 Вибір розрядників.....	89
2.11 Вибір високочастотних загороджувачів.....	92
2.12 Вибір установки постійного струму.....	97
3. НОВІ НАПРЯМКИ В ОТРИМАННІ ВОДНЮ.....	98
3.1. Удосконалення методів електролізу води.....	98
3.2. Виробництво екологічно чистих видів пального.....	99
3.3. Фотогальванічні процеси.....	103
4. Порівняння різних методів виробництва водню.....	107
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІ.....	115
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту.....	115
5.1.1 Електрична частина пристроїв теплової автоматики, теплотехнічних вимірювань та захистів.....	118
5.2 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	120

	2
5.2.1 Мікроклімат.....	120
5.2.2 Виробниче освітлення.....	120
5.2.3 Виробничий шум.....	121
5.2.4 Виробничі вібрації.....	122
5.2.5 Виробничі випромінювання.....	123
5.3 Пожежна безпека.....	125
5.4 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП 330 кВ.....	127
5.5 Розрахунок заземлення для ВРП 330 кВ.....	130
6 Економічна частина.....	133
6.1 Визначення кошторисної вартості проектованої електростанції.....	133
6.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії.....	134
6.3 Визначення величини амортизаційних відрахувань.....	135
6.4 Визначення фонду заробітної плати.....	137
6.5 Витрати на паливо.....	139
6.6 Інші затрати.....	140
6.7 Визначення собівартості відпущеної енергії.....	141
6.8 Аналіз отриманих результатів.....	142
ВИСНОВКИ.....	143
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ДЖЕРЕЛ.....	145
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи.....	148
Додаток Б Технічне завдання МКР.....	149
Додаток В Оцінка стійкості роботи компресорної установки на АЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.....	154
В.1 Дія іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу на радіоелектронні та енергетичні системи.....	154
В.2 Оцінка стійкості роботи компресорної установки на АЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	155
В.3 Оцінка стійкості компресорної установки на АЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	156
Додаток Г. Ілюстративна частина	

## АНОТАЦІЯ

Чижик Іван Михайлович «Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням методів та засобів видобутку водню»

Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2022. 148 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 38 назв; рис.: 28; табл. 36.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина АЕС. В роботі розглядаються такі розділи як техніко-економічне обґрунтування, електротехнічна частина, спеціальна частина, охорона праці, цивільний захист, розрахунок техніко-економічних показників станції.

В електротехнічній частині проекту виконується вибір головного обладнання АЕС, головної схеми електричних з'єднань, комутаційної та вимірювальної апаратури, струмоведучих частин, установки постійного струму.

В спеціальній частині виконано дослідженням методів та засобів видобутку водню.

В розділі охорона праці розглядаються такі питання, як аналіз потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів і протипожежна безпека.

В розділі цивільний захист здійснена оцінка стійкості компресорної установки на АЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

В економічній частині проекту визначається собівартість виробленої електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, витрат на паливо, заробітної плати та інших витрат.

Ключові слова: атомна електрична станція, генератор, трансформатор, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, високовольтний вимикач

## ANNOTATION

Chyzhik Ivan Mykhailovych "Designing the electrical part of a nuclear power plant with the study of methods and means of hydrogen production"

Master's qualification thesis in the specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2022. 148 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 38 titles; Fig.: 28; table 36.

The electrical part of the NPP was designed in the master's qualification work. The work considers such sections as technical and economic justification, electrotechnical part, special part, labor protection, civil protection, calculation of technical and economic indicators of the station.

In the electrotechnical part of the project, the selection of the main equipment of the NPP, the main scheme of electrical connections, switching and measuring equipment, current-carrying parts, direct current installation is carried out.

In a special part, the study of methods and means of hydrogen production was carried out.

In the occupational health and safety section, such issues as the analysis of potentially dangerous and harmful production factors and fire safety are considered.

In the section on civil protection, an assessment of the stability of the compressor unit at the nuclear power plant under the conditions of action of ionizing radiation and electromagnetic pulse was carried out.

In the economic part of the project, the cost of produced electricity is determined, taking into account depreciation deductions, fuel costs, wages and other costs.

Keywords: nuclear power plant, generator, transformer, open switchgear, storage battery, high-voltage switch



**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

- АБ – акумуляторна батарея;  
АЕС – атомна електрична станція;  
АСК – автоматизована система керування;  
БТ – блочний трансформатор;  
ВРП – відкрита розподільчий пристрій;  
ВП – власні потреби;  
ТГ – турбогенератор;  
ГТВП – головний трансформатор власних потреб  
ЕЕС – електроенергетична система;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЕС – електрична станція;  
ЗП – заземлювальний пристрій;  
КЗ – коротке замикання;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
ОЕС – об'єднана електроенергетична система  
РУ – розподільна установка;  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму.  
ЩУ – щит управління

## ВСТУП

**Актуальність теми:** стратегія розвитку електроенергетики у більшості країн світу пов'язана із розвитком атомної енергетики. Передбачається будівництво АЕС з реакторами третього + покоління, а також курс Європейських країн на отримання «зеленого водню». Цим і пояснюється актуальність даної теми.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою проєктування електричної частини атомної електричної станції, а також аналіз методів проєктування АЕС станцій та дослідити методи та засоби видобутку водню.

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

- аналіз методів, що застосовують під час проєктування АЕС;
- проєктування головної схеми з'єднань АЕС потужністю 2200 МВт;
- проєктування схеми електропостачання системи власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів, розрахунок заземлювального пристрою та грозозахисту ВРП 330 кВ;
- дослідити методи та засоби видобутку водню;
- розроблення заходів з охрони праці оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації АЕС та дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС умовах дії електромагнітних імпульсів;
- розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є електрична частина АЕС.

**Предметом дослідження** є методи і засоби проєктування електростанцій.

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

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

## 1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Енерговиробництво – одне з головних джерел забруднення навколишнього середовища. Теплові електростанції (ТЕС) «відповідальні» за кислотні дощі, що різко знижують родючість земель і врожайність сільськогосподарських культур, спричиняють загибель лісів. Ще однією проблемою розвитку ТЕС є те, що розвідані запаси органічного палива не можуть забезпечити зростаючої потреби електроенергетики. Крім того, запаси органічного палива розподілені нерівномірно по території України.

Це звучить парадоксально, але найбільші (на одиницю виробленої електроенергії) викиди дає ТЕС, що працює на вугіллі. У вугіллі завжди є природні радіоактивні речовини - торій, ізотопи урану, продукти їхнього розпаду (включаючи радій, радон і полоній), а також радіоактивний ізотоп калію - калій-40. При спалюванні вугілля ці речовини майже повністю потрапляють у зовнішнє середовище. Питома активність викидів ТЕС в 5-10 разів вища, ніж АЕС.

Лише одна вугільна електростанція потужністю 1 млн. кВт викидає щорічно в навколишнє середовище близько 90 т миш'яку, 300 т барію, 20 т ртуті та інших токсичних елементів - усього близько двох мільярдів смертельних для людини доз. Навіть радіоактивних речовин у викидах вугільних електростанцій у 2-5 разів більше, ніж у викидах АЕС. Загальновизнано, що АЕС при нормальній експлуатації набагато (не менше ніж у 5-10 разів) чистіші в екологічному плані, ніж теплові електростанції (ТЕС).

Ренесанс ядерної енергетики сьогодні спостерігається в усьому світі. Це об'єктивна тенденція, яка зберігатиметься і в досяжному майбутньому. За даними МАГАТЕ, до 2015 року на атомних станціях вироблятиметься не менш як 20—25 відсотків усієї електроенергії.

Енергетичною стратегією на період до 2030 року, схваленою рік тому урядом України, передбачається зберегти домінуючу роль атомної генерації в енергозабезпеченні країни. Виробництво атомної електроенергії має зрости на

той час до 219 млрд. кВт·годин. Для забезпечення такого обсягу виробництва електроенергії на АЕС до 2030 року необхідна наявність не менш як 29,5 ГВт встановлених потужностей атомних електростанцій.

## 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, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворювання і споживання, а також витрати на власні потреби станції.

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:

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

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:

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

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

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

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

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

$$P_{\text{АІ} \cdot t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{аеä.}t}}{P_{\text{аиò}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{АІ}} \cdot P_{\text{аеä.max}}}{100}, \quad (2.10)$$

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

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

$$P'_{\text{ВП}} = 5 \% \text{ (табл. 1.2 [1]);}$$

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

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{\text{аеä.}t} = P_{\text{аеä.}t} + P_{\text{АІ} \cdot t} \quad (2.11)$$

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 6-12 год. в зимовий період.

Навантаження місцевого району:

$$D_{\delta t} = \frac{D'_{\delta t} \cdot D_{\delta \text{max}}}{100} = \frac{85 \cdot 400}{100} = 340 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \text{max}} = 0,01 \cdot 400 = 4,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}} = 0,06 \cdot \frac{340^2}{400} = 17,34 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП місцевого району:

$$P_{p.\hat{a}\hat{e}\hat{a}.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = 340 + 4,0 + 17,34 = 361,34 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку споживає енергосистема:

$$D_{ct} = \frac{D_{ct} \cdot D_{c \max}}{100} = \frac{90 \cdot 1300}{100} = 1170,0 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max} = 0,02 \cdot 1300 = 26,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}} = 0,14 \cdot \frac{1170,0^2}{1300} = 147,42 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП системи:

$$P_{\hat{n}.\hat{a}\hat{e}\hat{a}.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = 1170,0 + 26,0 + 147,42 = 1343,42 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$P_{\hat{a}\hat{e}\hat{a}.t} = P_{p.\hat{a}\hat{e}\hat{a}.t} + P_{\hat{n}.\hat{a}\hat{e}\hat{a}.t} = 361,34 + 1343,42 = 1704,76 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{\hat{A}\hat{I}.t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\hat{a}\hat{e}\hat{a}.t}}{P_{\hat{a}\hat{n}\hat{o}}} \right) \cdot \frac{P'_{\hat{A}\hat{I}} \cdot P_{\hat{a}\hat{e}\hat{a}.t \max}}{100} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{1704,76}{2200} \right) \cdot \frac{5 \cdot 1936}{100} =$$

$$= 83,73 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{\text{аєд.т}} = P_{\text{аєä.т}} + P_{\text{Аї.т}} = 1704,76 + 83,73 = 1788,49 \text{ (МВт)}.$$

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

–	Час	0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження МР $D_{pt}$ , %	Зима	75	85	85	92	100	85	90	85
	Літо	70	80	80	87	95	80	85	80
Навантаження МР $D_{pt}$ , МВт	Зима	300	340	340	368	400	340	360	340
	Літо	280	320	320	348	380	320	340	320
Навантаження С $D_{ct}$ , %	зима	85	90	90	97	100	90	95	90
	літо	80	85	85	92	95	85	90	85
Навантаження С $D_{ct}$ , МВт	Зима	1105	1170	1170	1261	1300	1170	1235	1170
	Літо	1040	1105	1105	1196	1235	1105	1170	1105
Постійні втрати потужності в МР $\Delta P_{1p}$ , МВт	Зима	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
	Літо	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Постійні втрати потужності в С $\Delta P_{1c}$ , МВт	Зима	26	26	26	26	26	26	26	26
	Літо	26	26	26	26	26	26	26	26
Змінні втрати потужності в МР $\Delta P_{2pt}$ , МВт	Зима	13,50	17,34	17,34	20,31	24,0	17,34	19,44	17,34
	Літо	11,76	15,36	15,36	18,17	21,66	15,36	17,34	15,36
Змінні втрати потужності в С $\Delta P_{2ct}$ , МВт	Зима	131,5	147,42	147,42	171,24	182,0	147,42	164,26	147,42
	Літо	116,48	131,5	131,5	154,04	164,26	131,50	147,42	131,50
–	Час	0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{p.\text{аєä.т}}$ , МВт	Зима	317,5	361,34	361,34	392,31	428,0	361,34	383,44	361,34
	Літо	295,76	339,36	339,36	370,17	405,66	339,36	361,34	339,36
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{\text{п.аєä.т}}$ , МВт	Зима	1262,5	1343,4	1343,4	1458,2	1508	1343,4	1425,3	1343,4
	Літо	1182,4	1262,5	1262,5	1376,0	1425,3	1262,5	1343,4	1262,5
Сумарна потужність, що віддається $P_{\text{аєä.т}}$ , МВт	Зима	1580,0	1704,8	1704,8	1850,6	1936,0	1704,8	1808,7	1704,8
	Літо	1478,2	1601,9	1601,9	1746,2	1830,9	1601,9	1704,8	1601,9
Потужність, що витрачається на ВП $P_{\text{Аї.т}}$ , МВт	Зима	80,43	83,73	83,73	87,57	89,83	83,73	86,47	83,73
	Літо	77,75	81,01	81,01	84,82	87,06	81,01	83,73	81,01
Потужність, що виробляється $P_{\text{аєд.т}}$ , МВт	Зима	1660,4	1788,5	1788,5	1938,1	2025,8	1788,5	1895,2	1788,5
	Літо	1556,0	1682,9	1682,9	1831,0	1918,0	1682,9	1788,5	1682,9

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо техніко-економічні показники роботи електричної станції:

$$- \text{максимальне навантаження станції } P_{\text{max}} = 2025,8 \text{ МВт};$$

– річний виробіток електроенергії:

$$\mathring{A}_D = \sum_{i=1}^m P_{\hat{a}\hat{e}\hat{\delta},t_i} \cdot t_i; \quad (2.12)$$

$$\begin{aligned} \mathring{A}_D = & (1660,4 \cdot 6 + 1788,5 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 4 + 1938,1 \cdot 2 + 2025,8 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 2 + 1895,2 \cdot 2 + \\ & + 1788,5 \cdot 4) \cdot 183 + (1556,0 \cdot 6 + 1682,9 \cdot 2 + 1682,9 \cdot 4 + 1831,0 \cdot 2 + 1918,0 \cdot 2 + \\ & + 1682,9 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 2 + 1682,9 \cdot 4) \cdot 182 = 15285293,18 \text{ (МВт}\cdot\text{год)}. \end{aligned}$$

– встановлена потужність ЕС:  $D_{\hat{a}\hat{n}\hat{o}} = 2200$  МВт;

– середнє навантаження станції:

$$P_{\hat{n}\hat{o}} = \frac{\mathring{A}_D}{T} = \frac{15285293,18}{8760} = 1774,9 \text{ МВт}; \quad (2.13)$$

– коефіцієнт заповнення графіка:

$$\hat{E}_C = \frac{D_{\hat{n}\hat{o}}}{D_{\max}} = \frac{1744,9}{2025,9} = 0,86; \quad (2.14)$$

– коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$\hat{E}_B = \frac{D_{\hat{n}\hat{o}}}{D_{\hat{a}\hat{n}\hat{o}}} = \frac{1744,9}{2200} = 0,79; \quad (2.15)$$

– число годин використання максимального навантаження:

$$\hat{O}_{\max} = \frac{E_P}{D_{\max}} = \frac{15285293,18}{2025,8} = 7545,3 \text{ год}; \quad (2.16)$$

– число годин використання встановленої потужності:

$$\dot{O}_{\hat{a}\tilde{n}\hat{o}} = \frac{\hat{A}_D}{D_{\hat{a}\tilde{n}\hat{o}}} = \frac{15285293,18}{2200} = 6947,86 \text{ год}; \quad (2.17)$$

– коефіцієнт резерву:

$$\hat{E}_{\hat{a}\tilde{n}\hat{o}} = \frac{D_{\hat{a}\tilde{n}\hat{o}}}{D_{\max}} = \frac{2200}{2025,8} = 1,086. \quad (2.18)$$

По результатам розрахунків побудуємо добові графіки навантаження для зими та літа (рис. 2.1) та річний графік по тривалості (рис. 2.2), 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 електричної станції (для зимового та літнього періоду).

Для побудови річного графіка навантаження будуємо дві вісі. По вертикалі відкладаємо величину потужності, що виробляється генераторами електричної станції, 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.



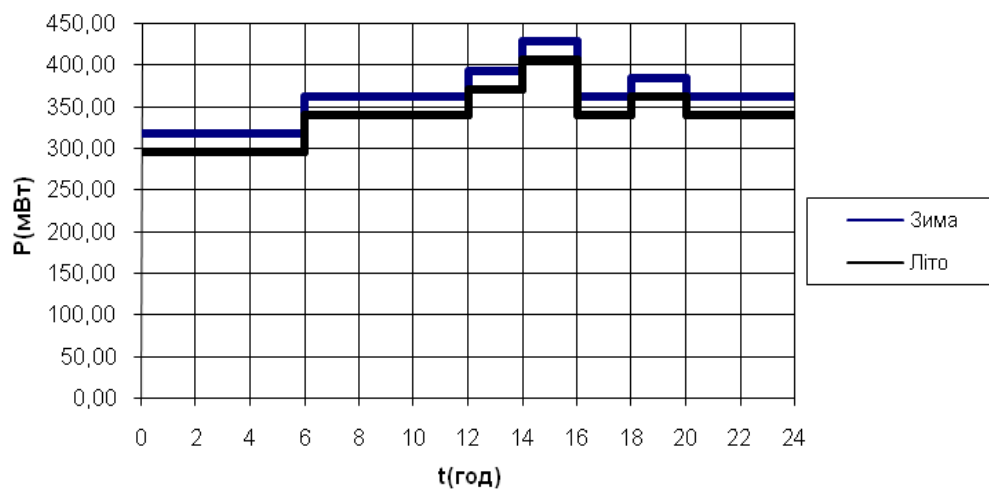


Рисунок 2.1 – Графік навантаження місцевого району

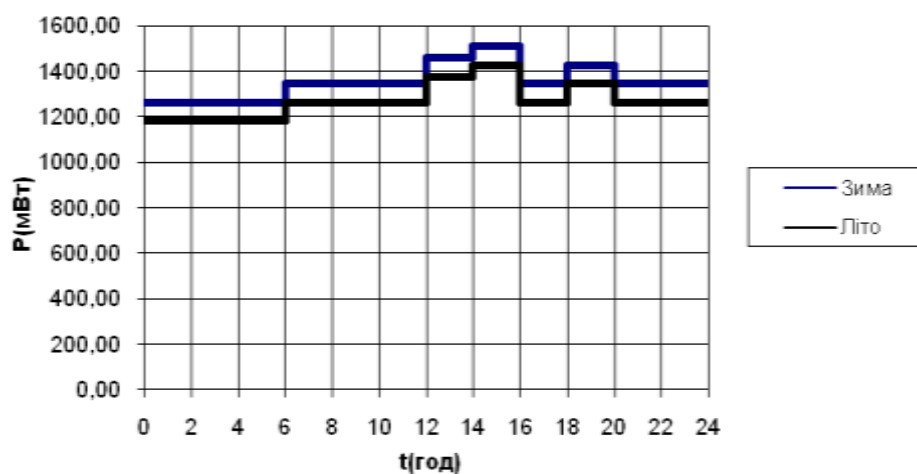


Рисунок 2.2. Графік навантаження системи

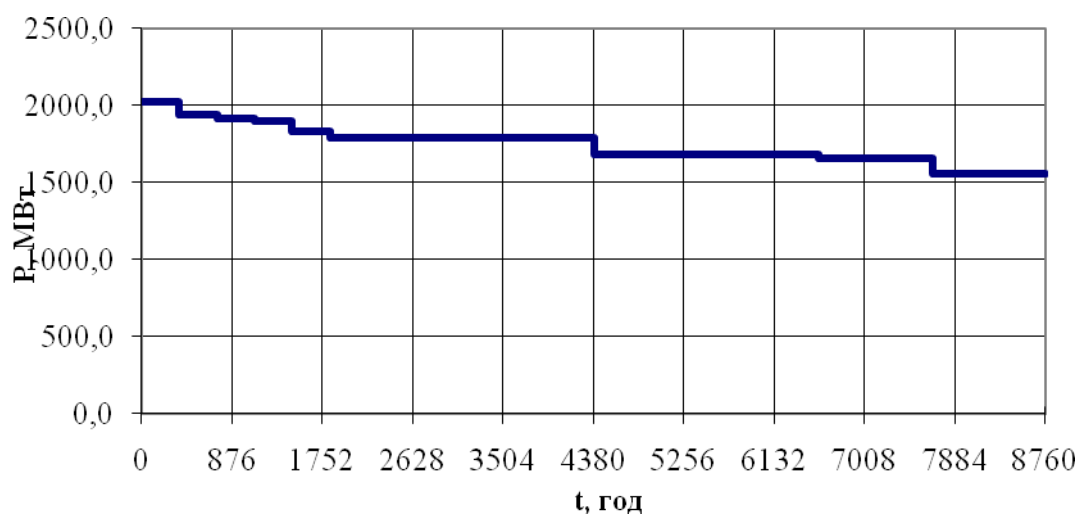


Рисунок 2.3 – Річний графік навантаження.

## 2.2 Вибір основного обладнання

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

### 2.2.1 Вибір турбін.

Тип та одинична потужність турбін, встановлюваних на проектованій станції, визначаються в залежності від типу (КЕС, ТЕЦ, АЕС) і потужності станції. Згідно завдання вибираємо з [1, ст. 48] десять турбін К-220-44. Параметри турбін з [1] заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2. – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, атм	Температура свіжого пару, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год	Кількість
К-220-44	220	44	255	–	1445	10

### 2.2.2 Вибір реакторних установок.

Вибираємо п'ять реакторних установок ВВЕР-440. Номінальні дані реакторних установок [1, ст. 47] заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3. Параметри реакторних установок

Потужність	ВВЕР-440
Потужність електрична	440
ККД, %	32,0
Параметри пари перед турбіною	
тиск, МПа	12,3
температура, °С	268
Кількість ГЦН	6
Число петель (число парогенераторів)	6

### 2.2.3 Вибір генераторів.

Число і одинична потужність генераторів повинні співпадати з числом і електричною потужністю турбін. Напряга генераторів великої потужності

(вище 60 МВт) приймається виходячи з умов їх виготовлення, причому перевага надається більш високим напругам.

Вибираємо десять генераторів ТВВ-220-2ЕУЗ, параметри яких з [2, ст. 76] записано в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. – Параметри генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$ , кВ	$I_n$ , кА	$\cos\varphi_n$	$x''_d$	Кількість
	$S$ , МВА	$P$ , МВт					
ТВВ-220-2ЕУЗ	258,3	220	15,75	8,625	0,85	0,1906	10

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

### 2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною 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.

#### 2.3.1 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 перемикачів 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 – 330 кВ, в місцевий район – 220 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 320 км.

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

для системи:

$$n_{\text{ЛЕП } 330} = \frac{P_{\text{п.а.т.мак}}}{P_{\text{і.а.і.}}} + 1; \quad (2.19)$$

$$n_{\text{ЛЕП } 750} = \frac{1508}{300} + 1 = 7 \text{ ліній.}$$

для місцевого району:

$$n_{\text{ЛЕП } 220} = \frac{P_{\text{р.а.т.мак}}}{P_{\text{і.а.і.}}} + 1; \quad (2.20)$$

$$n_{\text{ЛЕП } 220} = \frac{428}{200} + 1 = 4 \text{ ліній.}$$

### 2.3.2 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 РУ (трансформаторні або автотрансформатори).

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

Згідно з завданням ЕС має видавати потужність на два класи напруг: 330 і 220 кВ. У відповідності до цього виберемо відповідну структурну схему ЕС з РП двох напруг і з АТ зв'язку між ними.

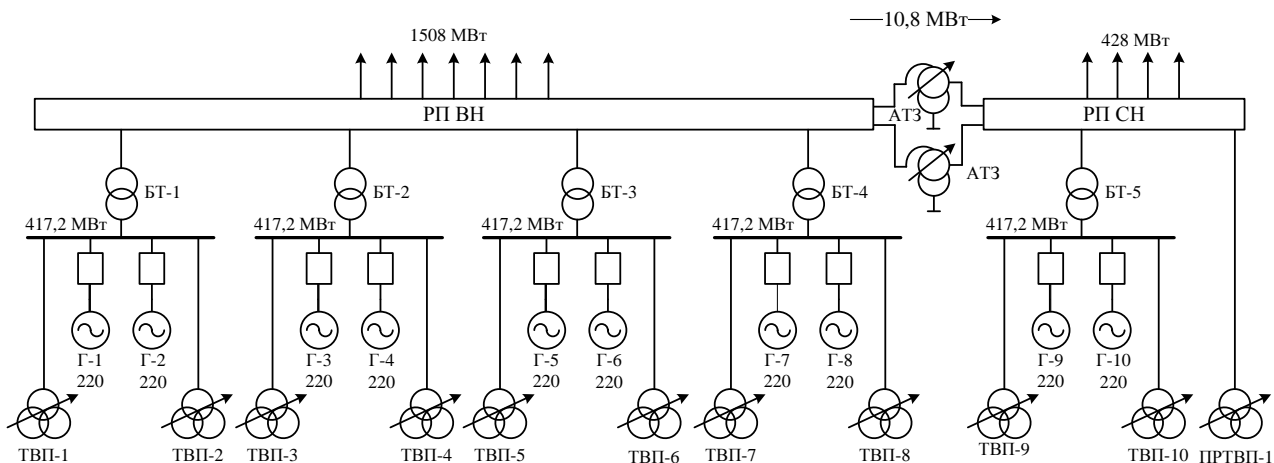


Рисунок 2.4, а – Структурна схема станції

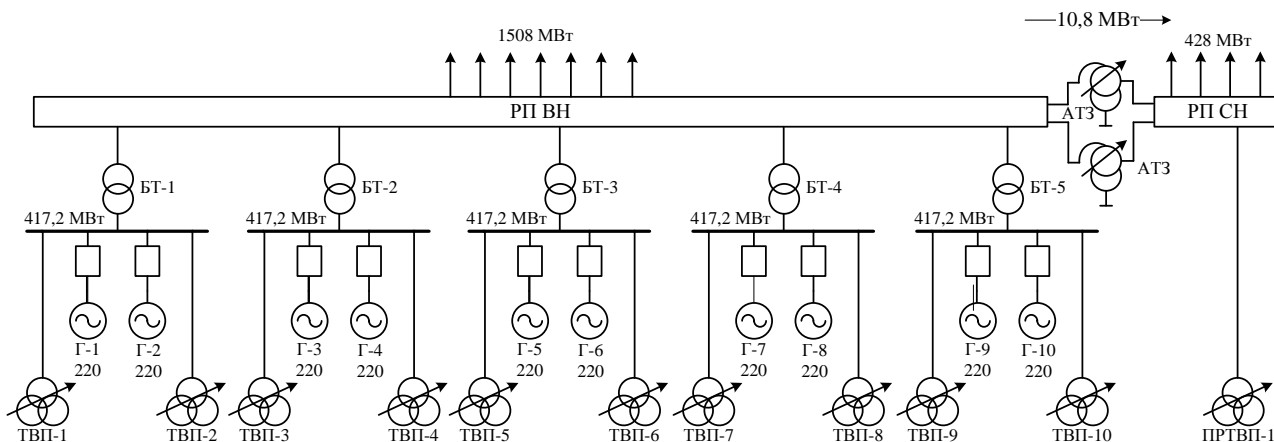


Рисунок 2.4, б – Структурна схема станції

### 2.3.3 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).

При виборі потужності блочного трансформатора (автотрансформатора) враховуємо таку умову: генератор включається в блок із трансформатором і на відгалуженні до блока підключене тільки навантаження власних потреб ( $P'_{\hat{A}\hat{I}} = 5\%$ ).

#### Схема 1

Блочні трансформатори для генератора Г-1 (РП 220 кВ):

$$S_{\hat{A}\hat{O} \delta \hat{I} \zeta} \geq S_{\hat{I}\hat{I} \hat{A}} - S_{\hat{A}\hat{I}} ; \quad (2.21)$$

$$S_{\hat{A}\hat{I}} = P'_{\hat{A}\hat{I}} \cdot S_{\hat{I}\hat{I} \hat{A}} \cdot K_{\hat{I}} ; \quad (2.22)$$

$$S_{\hat{A}\hat{I}} = 0,05 \cdot 258,3 \cdot 0,8 = 10,3 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\hat{A}\hat{T} \delta \hat{I} \zeta \delta} \geq 2 \cdot (258,3 - 10,3) = 496 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо трансформатори: БТ-1-4 – тип ТНЦ-630000/330, БТ-5 – тип ТНЦ-630000/220.

#### Схема 2

Блочні трансформатори для генераторів Г-1, Г-2 (РП 220 кВ):

$$S_{\hat{A}\hat{I}} = 0,05 \cdot 258,3 = 12,92 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\hat{A}\hat{T} \delta \hat{I} \zeta \delta} \geq 2 \cdot (258,3 - 12,92) = 490,74 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо трансформатори: БТ-1-5 – тип ТНЦ-630000/330.

Параметри всіх блочних трансформаторів зведені в таблицях 2.5 та 2.7.



### 2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку.

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

#### Схема 1

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{\delta \max} = S_{i\tilde{i} \tilde{A}} - S_{\hat{A}\tilde{i}} - S_{\delta.\hat{a}\tilde{a}.\max}, \quad (2.23)$$

$$S_{\delta \max} = 2 \cdot (258,3 - 10,3) - \frac{428}{0,85} = -7,53 \text{ (МВА)},$$

де  $S_{i\tilde{i} \tilde{A}}$  – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{\hat{A}\tilde{i}}$  – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{p.\hat{a}\tilde{a}.\max}$  – 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:

$$S_{\delta \min} = S_{i\tilde{i} \tilde{A}} - S_{\hat{A}\tilde{i}} - S_{\delta.\hat{a}\tilde{a}.\min}, \quad (2.24)$$

$$S_{\delta \min} = 2 \cdot (258,3 - 10,3) - \frac{295,76}{0,85} = 148,05 \text{ (МВА)},$$

де  $S_{p.\hat{a}\tilde{a}.\min}$  – 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:

$$S_{p \text{ авар}} = -S_{ВП} - S_{p.від.max};$$

$$S_{\delta \text{ аââ}} = -\frac{428}{0,85} = -503,53 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо автотрансформатори зв'язку:

АТЗ – тип 6×АОДЦТН-133000/330/220.

Схема 2

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{\delta \text{ max}} = 0 - 0 - \frac{428}{0,85} = -503,53 \text{ (МВА)};$$

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

$$S_{\delta \text{ min}} = 0 - 0 - \frac{295,76}{0,85} = -347,95 \text{ (МВА)};$$

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:

$$S_{\delta \text{ аââ}} = -\frac{428}{0,85} = -503,53 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо автотрансформатори зв'язку: АТЗ – тип 6×АОДЦТН-133000/330/220.

Параметри автотрансформатора зв'язку записані в таблицях 2.5 та 2.7.

2.3.5 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:

$$S_{\text{ТВП}} \geq P'_{\text{ТВП}} \cdot D_{\text{ТВП}} \cdot k_T. \quad (2.26)$$

Схема 1

Трансформатори власних потреб для генератора Г-1-10:

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

Отже, вибираємо трансформатор власних потреб: ТВП-1-10 – тип ТРДНС-25000/35.

Схема 2

Трансформатори власних потреб для генераторів Г-1-10:

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

Отже, вибираємо два трансформатора власних потреб: ТВП-1-10 – тип ТРДНС-25000/35.

Параметри трансформаторів власних потреб записані в таблицях 2.6 та 2.8.

2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб.

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і при наявності генераторних викивачів.

$$S_{\text{ПРТВП}} = S_{\text{ТВП}}. \quad (2.27)$$

Схема 1

Пускорезервні трансформатори власних потреб:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо пускорезервні трансформатори власних потреб:  
ПРТВП – типу ТРДН-32000/220.

Схема 2

Пускорезервні трансформатори власних потреб:

$$S_{\text{ТРТВП}} = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо пускорезервні трансформатори власних потреб:  
ПРТВП – типу ТРДН-32000/220.

Параметри трансформаторів пускорезервних власних потреб записані в таблицях 2.6 та 2.8.

2.3.7 Параметри обраних трансформаторів.

Схема 1

Таблиця 2.5 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Напруга обмоток, кВ			$U_k$ , %			Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
БТ-1-4	ТНЦ-630000/330	630	330	–	15,75	–	11,5	–	4	4632
БТ-5	ТНЦ-630000/220	630	242	–	15,75	–	12,5	–	1	4592
АТЗ	АОДЦТН-133000/330/220	133	$330/\sqrt{3}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	10,5	9	60	48	6	2388

Таблиця 2.6 – Параметри трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , МВ А	Напруга обмоток, кВ			$U_k$ , %		Кіл	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-НН	НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub>		
ТВП-1 -10	ТРДНС-25000/35	25	15,75	–	10,5-10,5	10,5	30	10	344
ПРТВП	ТРДНС-32000/220	32	220	–	11	11,5	28	1	957

## Схема 2

Таблиця 2.7 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}},$ МВА	Напруга обмоток, кВ			$U_{\text{к}}, \%$			Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН		
БТ-1-5	ТНЦ-630000/330	630	330	–	15,75	–	11,5	–	5	4632
АТЗ	АОДЦТН- 133000/750/220	133	$330/\sqrt{3}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	10,5	9	60	48	6	2388

Таблиця 2.8 – Параметри трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}},$ МВА	Напруга обмоток, кВ			$U_{\text{к}}, \%$		Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН- НН	НН <sub>1</sub> - НН <sub>2</sub>		
ТВП-1-10	ТРДНС-25000/35	25	15,75		10,5- 10,5	10,5	30	10	344
ПРТВП	ТРДНС-32000/220	32	220		10,5	11,5	28	1	957

## 2.3.8 Техніко-економічне порівняння схем станції.

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_H \cdot K_{\Sigma} + B + 3б, \quad (2.28)$$

де  $P_H$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $P_H = 0,12$ );

$K$  – капіталовкладення в споруду електроустановки;

$B$  – річні експлуатаційні витрати;

$3б$  – збиток,  $3б = 0$ .

Капіталовкладення  $K$  при виборі оптимальних схем видачі електроенергії визначаються по укрупненим показникам:

$$K_{\Sigma} = \sum (K_{\delta\delta}), \quad (2.29)$$

де  $K_{\delta\delta}$  – загальна вартість трансформаторів включаючи трансформатори власних потреб і пускорезервні трансформатори власних потреб.

Кількість генераторів на ЕС та приєднань до ВРП СН і ВРП ВН для двох структурних схем однакова, тому капіталовкладення в генераторні вимикачі і вимикачі, що встановлюються на ВРП на даному етапі не враховуємо.

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{a_a + a_0}{100} \cdot K_{\Sigma} + \Delta W \cdot \beta, \quad (2.30)$$

де  $a_a + a_0 = 8,4\%$ ;

$\beta$  – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії  $\beta = 6,4 \cdot 10^{-5}$  тис.

грн/кВт·год;

$\Delta W$  – втрати в блочних трансформаторах і автотрансформаторах зв'язку:

$$\Delta W = \sum \Delta W_{\text{тр}}, \quad (2.31)$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = n \cdot P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left( \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.32)$$

де  $\tau$  – час втрат

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2.33)$$

де  $T_{\text{і аєї}}$  – число годин використання максимального навантаження.

Проведемо техніко-економічний розрахунок першого варіанту структурної схеми АЕС (рис. 2.4, а).

Загальна вартість трансформаторів:

$$K_{\text{дд}} = 4632 \cdot 4 + 4592 \cdot 1 + 2388 \cdot 6 + 344 \cdot 8 + 344 \cdot 2 + 957 \cdot 1 = 41845 \text{ (тис. грн).}$$

Капітальні затрати:



$$K_{\Sigma} = 41845 \text{ (тис. грн.)}$$

Час втрат:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{7545,3}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 6761,1 \text{ (год)}$$

Втрати в блочних БТ-1-4:

$$\Delta W_{\delta\delta} = 4 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 1300 \cdot \left( \frac{1668,8 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 33428600,36 \text{ (кВт·год)}$$

Втрати в блочному БТ-5:

$$\Delta W_{\delta\delta} = 1 \cdot 400 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 1200 \cdot \left( \frac{417,2 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 8428569,315 \text{ (кВт·год)}$$

Втрати в АТЗ:

$$\Delta W_{\delta\delta} = 2 \cdot 3 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{3}{2} \cdot 250 \cdot \left( \frac{10,8 / 0,85}{133} \right)^2 \cdot 6761,1 = 2651139,56 \text{ (кВт·год)}$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W &= 33428600,36 + 8428569,315 + 2651139,56 = \\ &= 44508309,24 \text{ (кВт·год)} \end{aligned}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot 41845 + 44508309,24 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 7760,89 \text{ (тис. грн.)}$$

Затрати:

$$C = D_t \cdot \hat{E}_\Sigma + \hat{A} = 0,12 \cdot 41845 + 7760,89 = 12782,29 \text{ (тис. грн.)}$$

Проведемо техніко-економічний розрахунок другого варіанту структурної схеми АЕС (рис. 2.4, б). Загальна вартість трансформаторів:

$$K_{\delta\delta} = 4632 \cdot 5 + 2388 \cdot 6 + 344 \cdot 10 + 957 \cdot 1 = 41885 \text{ (тис. грн.)}$$

$$K_\Sigma = 41885 \text{ (тис. грн.)}$$

Втрати в блочних БТ-1-5:

$$\Delta W_{\delta\delta} = 5 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 1300 \cdot \left( \frac{2086 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 41785750,45 \text{ (кВт·год.)}$$

Втрати в АТЗ:

$$\Delta W_{\delta\delta} = 2 \cdot 3 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{3}{2} \cdot 250 \cdot \left( \frac{428 / 0,85}{133} \right)^2 \cdot 6761,1 = 46852845,88 \text{ (кВт·год.)}$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\Delta W = 41785750,45 + 46852845,88 = 88638596,33 \text{ (кВт·год.)}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot 41885 + 88638596,33 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 8132,04 \text{ (тис. грн.)}$$

Затрати:

$$C = D_t \cdot \hat{E}_\Sigma + \hat{A} = 0,12 \cdot 41885 + 8132,04 = 13158,24 \text{ (тис. грн.)}$$

Результати розрахунку техніко-економічних показників записані в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку техніко-економічних показників

	Час втрат, год	Сумарні втрати е/е в трансформаторах, кВт·год	Витрати, тис. у.о.	Затрати, тис. у.о.	Капітальні витрати, тис. у.о.
Схема 1	6761,1	44487740,74	41845	12782,29	41845
Схема 2	6761,1	48451622,22	41885	13158,24	41885

$$\delta = \frac{13158,24 - 12782,29}{13158,24} \cdot 100\% = 2,9\%$$

Варіанти структурних схем АЕС відрізняються за капітальними витратами на 2,9%. Два варіанти майже однакові по затратах, тому обираємо схему 2.

#### 2.4 Вибір електричних схем станції

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

- ремонт вимикачів 150 кВ і 330 кВ виконується без відключення приєднання;
- ЛЕП відключається від РП не більш ніж двома вимикачами;
- трансформатори блоків відключаються від РУ не більш ніж трьома вимикачами;
- автотрансформатори зв'язку двох РУ відключаються не більш ніж шістьма вимикачами на обидва РУ і не більш ніж чотирма на одному РУ;
- відмови вимикачів РУ 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 РУ не повинно вимикатись більше одного блока, а в ремонтному режимі РУ – не більше двох блоків.

#### 2.4.1 Вибір ВРП 220 кВ.

Для РУ 220 кВ з числом приєднань більше шести рекомендуються схеми

– з двома основними та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);

– з однією секціонованою та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);

– блочні схеми «генератор – трансформатор – лінія».

Для схеми зображеної на рис. 2.4, б обираємо схему ВРП 220 кВ з двома основними та обхідною системами шин (рис. 2.5).

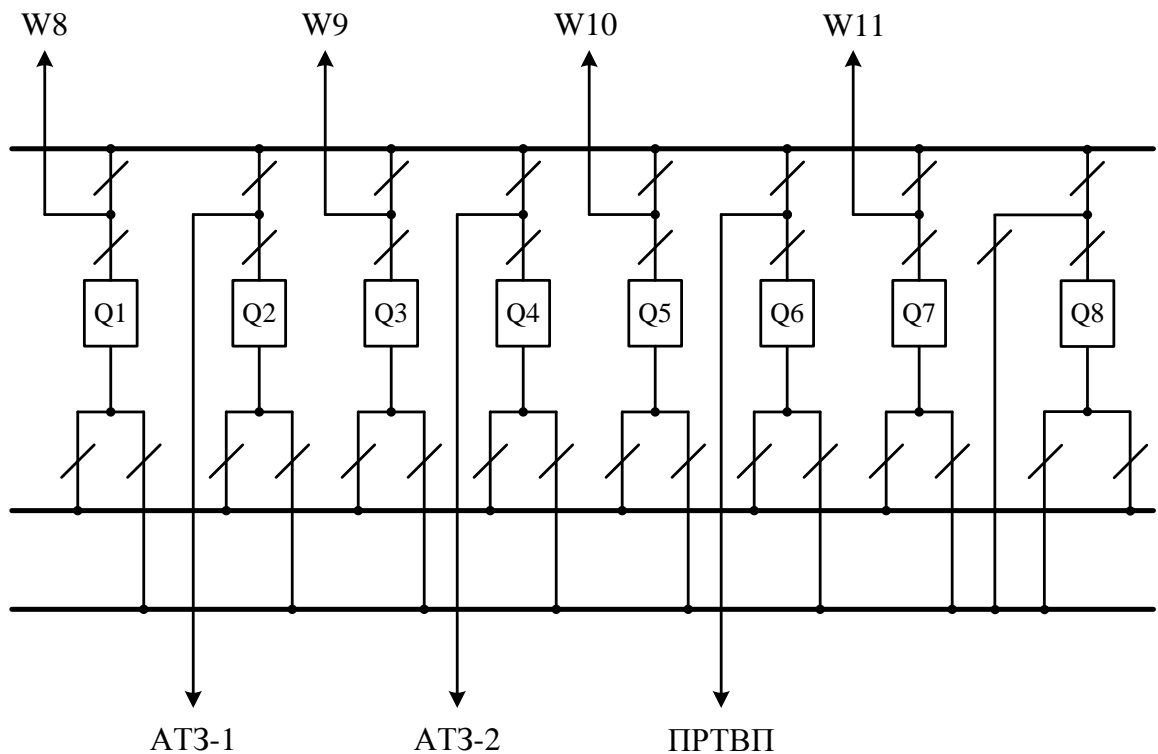


Рисунок 2.5 – Схема ВРП 220 кВ схема з двома основними та обхідною системами шин

#### 2.4.2 Вибір ВРП 330 кВ.

На ВРП-330 кВ рекомендують схеми

– з двома системами збірних шин, з трьома вимикачами на два приєднання (схема 3/2),

- схеми з двома системами збірних шин, з чотирма вимикачами на три приєднання (схема 4/3),
- схеми зв'язаних багатокутників (з вимикачами в перемичках) з числом приєднань до шести включно в кожному багатокутнику,
- блочні схеми «генератор – трансформатор – лінія».

Обираємо схему ВРП 330 кВ з двома системами збірних шин, з трьома вимикачами на два приєднання (рис. 2.6) та схему з двома системами збірних шин, з чотирма вимикачами на три приєднання (рис. 4.3).

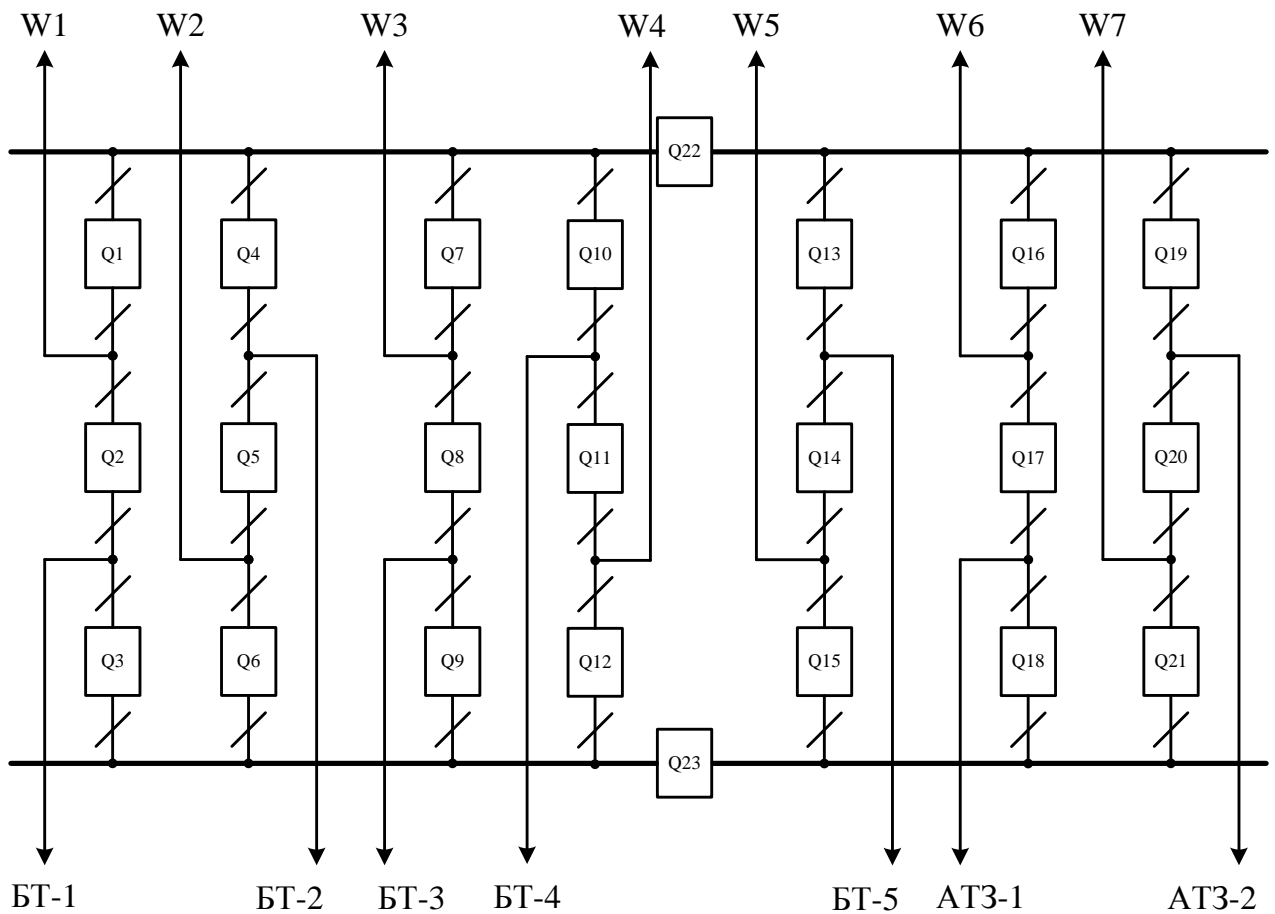


Рисунок 2.6 – Схема ВРП 330 кВ «схема 3/2»

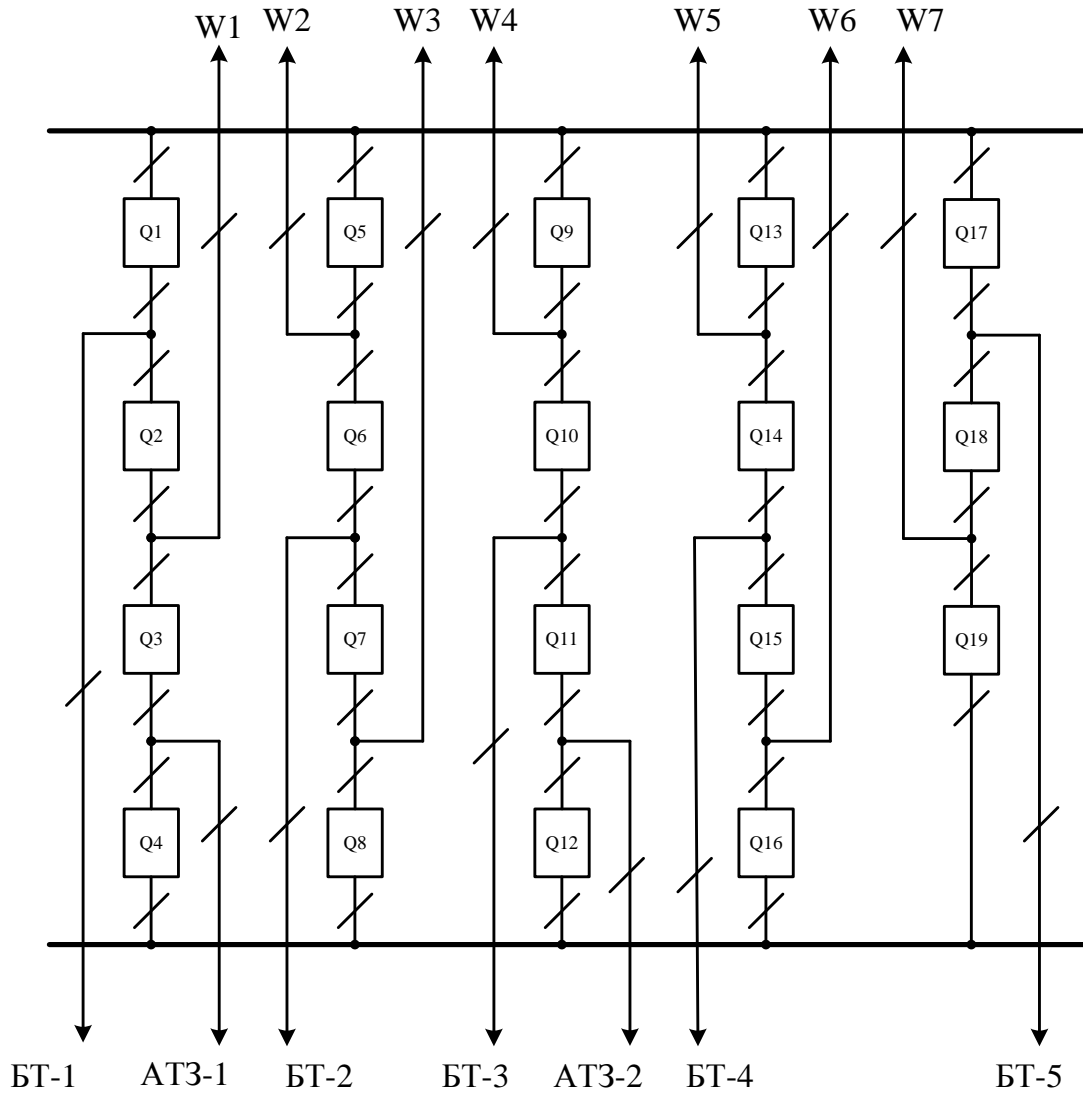


Рисунок 2.7 – Схема ВРП 330 кВ «схема 4/3»

#### 2.4.3 Техніко-економічний розрахунок схем ВРП 330 кВ.

Для вибору схеми електричних з'єднань РУ станції передбачається не менше ніж два конкурентоспроможних варіанти.

Економічна доцільність схеми визначається за мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_0) \rightarrow \min, \quad (2.34)$$

де  $P_H$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $P_H = 0,12$ );

$K$  – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

$B$  – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_6)$  – очікувані збитки від недовідпуску електроенергії.

Капіталовкладення  $K$  під час вибору оптимальних схем видачі електроенергії визначаються за укрупненими показниками. Якщо кількість трансформаторів в порівнюваних схемах однакова, то капіталовкладення в РУ оцінюються за числом комірок вимикачів:

$$K = n \cdot C_{ком}, \quad (2.35)$$

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

Друга складова розрахункових витрат – річні експлуатаційні витрати:

$$B = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.36)$$

де  $\alpha_a, \alpha_0$  – відрахування на амортизацію і обслуговування, % ( $\alpha_a + \alpha_0 = 8,4\%$ );  $\beta$  – вартість 1 кВт·год. втрат електроенергії;  $\Delta W$  – втрати електроенергії.

У випадку ідентичності ліній електропередач, типів трансформаторів та їх кількості втрати потужності при визначенні витрат не враховуються.

Розрахуємо капіталовкладення  $K$  та річні експлуатаційні витрати для кожного варіанту схеми РУ. Передбачаємо установку вимикачів типу ВГБ-330 У1, вартість становитиме  $C_{ком} = 3200$  тис. у.о.

Для схеми 3/2:

$$K = n \cdot C_{\hat{e}i i} = 23 \cdot 3200 = 73600 \text{ (тис. у.о.)};$$

$$\hat{A} = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 = 8,4 \cdot 73600 / 100 = 6182,4 \text{ (тис. у.о.)}.$$

Для схеми 4/3:

$$K = n \cdot C_{\hat{e}i i} = 19 \cdot 3200 = 60800 \text{ (тис. у.о.)};$$

$$\hat{A} = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 = 8,4 \cdot 60800 / 100 = 5107,2 \text{ (тис. у.о.)}.$$

Розрахунок очікуваних збитків здійснюється формалізованим таблично-логічним методом. Суть розрахунку полягає в визначенні математичного очікування числа відключень елементів, які комутуються в РУ (ліній, трансформаторів, генераторів), розділень РУ на електрично-незв'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключаються.

Якщо варіанти відрізняються тільки кількістю і схемою з'єднання вимикачів, а кількість трансформаторних з'єднань і ЛЕП однакова, то в розрахунках очікуваного збитку враховуються тільки показники надійності вимикачів. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку відмов вимикачів РУ  $\omega_1$  та  $\omega_2$ , час відновлення вимикача  $T_в$ , що відмовив, періодичності  $\mu$  та тривалості планових ремонтів  $T_п$ . Вказані величини наведені в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Параметри вимикача

Напруга, кВ	Тип вимикача	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_в$ , год.	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_п$ , год.
		$\omega_1$	$\omega_2$			
330	Елегазовий	0,015	0,005	120	0,2	250

Розрахунок очікуваного збитку  $M(Z_в)$  здійснюється за таким алгоритмом.

В порівнюваних варіантах схем виділяються генераторні та лінійні вимикачі. Вимикачі, які відключають лінії електропередач, відносять до лінійних, інші – до генераторних.

Визначаються параметри потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{г.в} = k_{рв} \cdot \omega_1; \quad \omega_{л.в} = k_{рв} \left( \omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right), \quad (2.37)$$

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

$\omega_1, \omega_2$  – параметри потоку відмов вимикача (таблиця 2.10);

$l$  – довжина лінії електропередачі, км.



Обчислюються коефіцієнти ремонтного  $k_p$  і нормального  $k_0$  режимів роботи РП:

$$k_{\delta} = \frac{\mu \cdot T_n}{8760}, \quad (2.38)$$

$$k_0 = 1 - n \cdot k_p, \quad (2.39)$$

де  $n$  – кількість вимикачів в РУ.

Якщо відмовляє вимикач, то елемент може бути введений в роботу через час  $T_0$  (після виконання перемикачів в РУ) або через час  $T_{вп}$  (після введення в роботу одного з двох вимикачів у випадку, якщо один був в плановому ремонті, а іншій – в аварійному простой):

$$T_0 = T_{вим} + m \cdot T_p + T_{бл}, \quad (2.40)$$

де  $T_{вим}$  – час, необхідний для того, щоб обслуговуючий персонал міг встановити місце і характер пошкодження, для електростанцій  $T_{вим} = 0,3$  год.

$m$  – кількість роз'єднувачів, які повинні бути відключені для відокремлення пошкодженого вимикача після відключення струму приєднання;

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

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

Час одночасного простою вимикача, що відмовив, і вимикача, що ремонтується:

$$T_{вп} = T_v - \frac{T_v^2}{2 \cdot T_{п}}. \quad (2.41)$$

Визначається математичне очікування числа відмов генераторних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах:

$$k_0 \omega_{г.в.}; \quad k_p \omega_{г.в.}; \quad (2.42)$$

$$k_0 \omega_{л.в.}; \quad k_p \omega_{л.в.}. \quad (2.43)$$

Збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів можна визначити за виразом:

$$M(Z_o) = y_0 \cdot \sum_{j=1} k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i, \quad (2.44)$$

де  $y_0$  – питомий збиток,  $y_0 = 4,8$  грн/кВт·год.;

$k_j$  – коефіцієнт режиму схеми ( $k_0$  або  $k_p$ );

$P_i$  – потужність, яка втрачається;

$T_i$  – час простою елемента ( $T_0$  або  $T_{вп}$ ).

Визначення приєднань, що втрачають при виводі в ремонт одного вимикача і одночасній відмові іншого вимикача, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів для обох варіантів схем ВРП 330 кВ представлено в таблицях Б1 і Б3.

Розрахунок втрат потужності при відмові приєднань для обох варіантів схем ВРП 330 кВ показано в таблицях Б2 і Б4.

Збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів для кожного варіанту схеми РУ буде (додаток Д):

Для схеми 3/2:

$$M(Z_o) = 94404,764 \text{ (тис. грн).}$$

Для схеми 4/3:

$$M(Z_o) = 72808,283 \text{ (тис. грн).}$$

Визначимо мінімальні приведені затрати для кожного варіанту схеми РУ:

Для схеми 3/2:

$$C = D_f \cdot K + \hat{A} + \hat{I} (C_{\hat{a}}) = 0,12 \cdot 67200 + 5644,8 + 94404,764 = 108113,564 \text{ (тис. грн).}$$

Для схеми 4/3:

$$C = D_f \cdot K + \hat{A} + \hat{I} (C_{\hat{a}}) = 0,12 \cdot 60800 + 5107,2 + 72808,283 = 85211,483 \text{ (тис. грн).}$$

Кінцевий вибір варіанта виконаємо за даними таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. у.о.	Варіанти	
	3/2	4/3
Капітальні витрати	67200	60800
Щорічні витрати	5644,8	5107,2
Очікуваний збиток	94404,764	72808,283
Розрахункові затрати	108113,564	85211,483

$$\delta = \frac{108113,564 - 85211,483}{108113,564} \cdot 100\% = 21,834\%.$$

Варіанти відрізняються за розрахунковими затратами  $Z_1$  та  $Z_2$  на 21,834%, тобто кінцевим варіантом слід обрати варіант РУ 330 кВ «схема 4/3»

## 2.5 Схема власних потреб електростанції

Власні потреби – важливий елемент АЕС. Пошкодження в системі ВП можуть призвести до порушення роботи ЕС в цілому та розвитку аварій в енергосистемах.

Склад електроспоживачів ВП, їх потужність залежать від типу реактору, який застосовується на АЕС, та параметрів основного обладнання.

Всі споживачі в системі ВП АЕС за ступенем надійності та допустимому часі перерви живлення в режимі зникнення напруги в системі ВП можуть бути поділені на 3 групи:

I група – споживачі, які допускають за умови безпеки перерву живлення тільки на долі секунди в усіх режимах роботи, включаючи режимів повного

зникнення змінної напруги від робочих та резервних трансформаторів ВП, та які вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання аварійного захисту реактора (АЗР). До них відносяться:

- системи контрольно-вимірjuвальних приладів та пристроїв автоматики реактора;
- частина споживачів системи управління і захисту реактора (СУЗ);
- постійно діюча частина аварійного освітлення;
- електроприводи швидкодіючих клапанів, які забезпечують вступ в дію систем розхолодження;
- прилади технологічного контролю реактора та його систем;
- деякі системи дозиметрії;
- споживачі постійного струму 220 В, які не допускають перерви живлення;
- аварійні маслонасоси турбоагрегату та інші.

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення I категорії надійності.

Аварійними джерелами живлення таких мереж є акумуляторні батареї (АБ) та агрегати безперебійного живлення (АБЖ).

II група – споживачі, які допускають перерву живлення в залежності від типу реактора та технологічної схеми на час від десятків секунд до десятків хвилин. Ці споживачі також вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання АЗР. До них відносяться:

- механізми, які забезпечують розхолодження реактора та локалізацію аварії у різних аварійних режимах;
- насоси вентиляційних систем охолодження приміщень першого контуру спринклерні насоси, маслонасоси турбогенераторів, валоповоротні пристрої, перевантажувальна машина, системи біологічної та технологічної дозиметрії та інші.

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення II категорії надійності. Аварійними джерелами живлення таких мереж є дизель-генераторні установки (ДГУ) з швидкодіючим автоматичним запуском.

III група – споживачі, які не вимагають до надійності більш високих вимог, ніж до живлення відповідальних споживачів на теплових ЕС. До них відносяться:

- ГЦН з великими маховими масами;
- газодувки (на АЕС з газовим теплоносієм);
- конденсатні, циркуляційні, живлячі насоси та інші.

Ці споживачі не вимагають обов'язкового вмикання при від'єднанні системи живлення ВП та не приймають участі в процесі аварійного розхолодження. Їх нормальне живлення здійснюється від робочих ТВП, а резервне – від резервних трансформаторів ВП.

Враховуючи те, що АЕС має блочну структуру, схеми власних потреб також будуються по блочному принципу: РП кожного блоку під'єднаємо через робочі ТВП до відгалуження від блоку. При розробці схеми живлення ВП (рис. 5.1), використовуємо рекомендації, що викладені в [1]. Для живлення схеми ВП приймаємо типову схему ВП блоку ВВЕР-440.

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

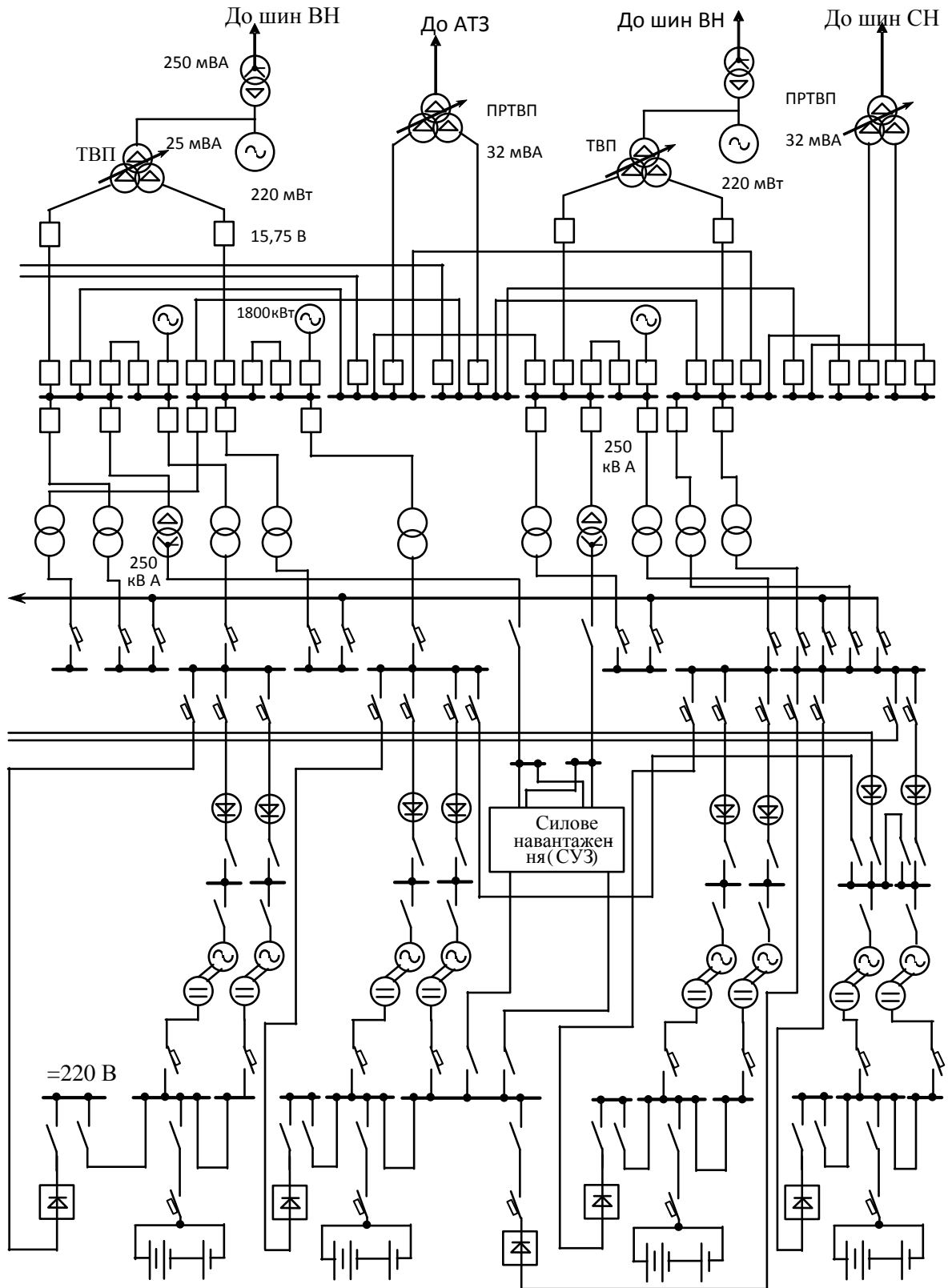


Рисунок 2.8 – Схема електропостачання ВП блока з реактором ВВЕР-440

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується для вибору чи перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору чи перевірки уставок релейного захисту і автоматики.

### 2.6.1 Розрахункова схема установки.

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

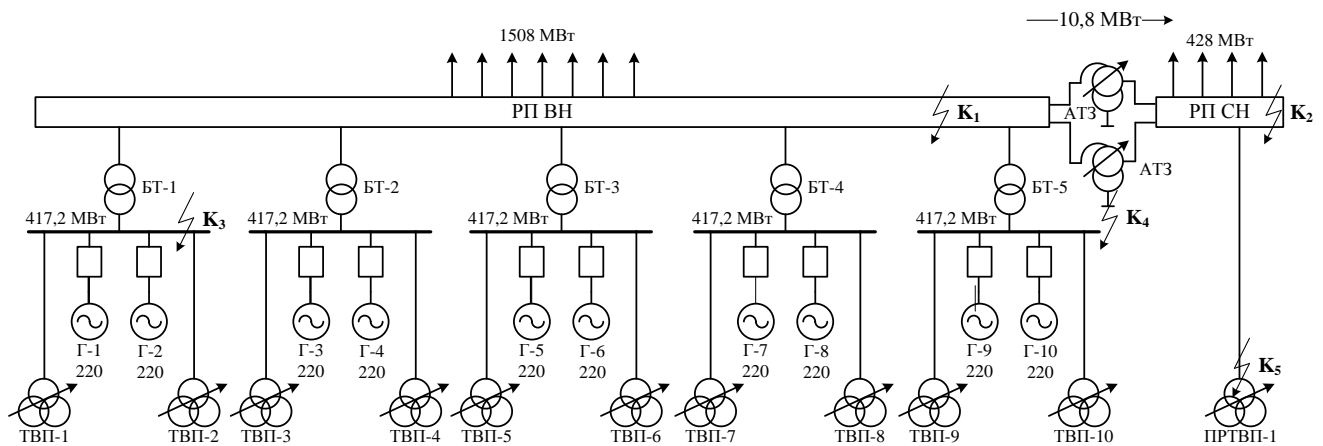


Рисунок 2.9 – Розташування точок короткого замикання

### 2.6.2 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.

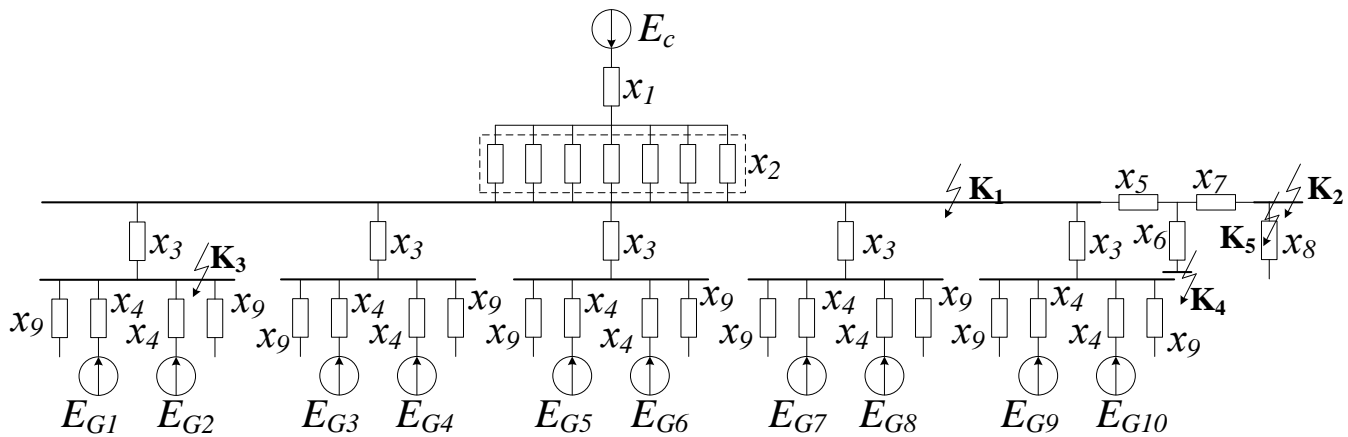


Рисунок 2.10 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

### 2.6.3 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення.

Прийmemo  $S_{\dot{a}} = 1000$  (МВА).

Згідно з [1]:

$$E''_{*G} = 1,13; E''_{*C} = 1; \tilde{\delta}_{i \rightarrow \delta 330} = 0,32 \text{ Ом/км.}$$

Відповідно до завдання:

$$\tilde{\delta}_C = 0,12; l_c = 320 \text{ км; } S_{C \dot{i} \dot{i}} = 16000 \text{ МВА; } U_{BH} = 340 \text{ кВ; } U_{CH} = 230 \text{ кВ.}$$

Опір системи:

$$\tilde{\delta}_1 = x_C \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{S_{C \dot{i} \dot{i}}} = 0,12 \cdot \frac{1000}{16000} = 0,0075. \quad (2.45)$$

Опір ПЛЕП 330:

$$\tilde{\delta}_2 = l_C \cdot x_{i \rightarrow \delta 750} \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{U_{BH}^2} = 320 \cdot 0,32 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,886. \quad (2.46)$$

Опір блочних трансформаторів:



$$\tilde{\sigma}_3 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_a}{S_{\hat{i}\hat{i}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,1825. \quad (2.47)$$

Опір АТЗ:

$$u_{\hat{e}\hat{a}} = \frac{1}{2}(u_{\hat{e}\hat{A}\hat{I}} + u_{\hat{e}\hat{A}\hat{N}} - u_{\hat{e}\hat{N}\hat{I}}) = \frac{1}{2}(60 + 9 - 48) = 10,5\% ; \quad (2.48)$$

$$u_{\hat{e}\hat{n}} = \frac{1}{2}(u_{\hat{e}\hat{A}\hat{N}} + u_{\hat{e}\hat{N}\hat{I}} - u_{\hat{e}\hat{A}\hat{I}}) = \frac{1}{2}(9 + 48 - 60) = -1,5 \approx 0\% ; \quad (2.49)$$

$$u_{\hat{e}\hat{i}} = \frac{1}{2}(u_{\hat{e}\hat{N}\hat{I}} + u_{\hat{e}\hat{A}\hat{I}} - u_{\hat{e}\hat{A}\hat{N}}) = \frac{1}{2}(48 + 60 - 9) = 49,5\% ; \quad (2.50)$$

$$\tilde{\sigma}_7 = \tilde{\sigma}_{\hat{A}\hat{\Delta}\hat{N}\hat{I}} = 0; \quad (2.51)$$

$$\tilde{\sigma}_5 = \tilde{\sigma}_{\hat{A}\hat{\Delta}\hat{A}\hat{I}} = \frac{u_{\hat{e}\hat{a}} \%}{100} \cdot \frac{S_a}{S_{\hat{i}\hat{i}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{133 \cdot 3} = 0,263; \quad (2.52)$$

$$\tilde{\sigma}_7 = \tilde{\sigma}_{\hat{A}\hat{\Delta}\hat{I}\hat{I}} = \frac{u_{\hat{e}\hat{i}} \%}{100} \cdot \frac{S_a}{S_{\hat{i}\hat{i}}} = \frac{49,5}{100} \cdot \frac{1000}{133 \cdot 3} = 1,241. \quad (2.53)$$

Опір генераторів:

$$x_4 = x_d'' \frac{S_a}{S_{\hat{i}\hat{i} \text{ G1}}} = 0,1906 \cdot \frac{1000}{258,3} = 0,738. \quad (2.54)$$

Опір ПРТВП-1:

$$\tilde{\sigma}_8 = 1,875 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_a}{S_{\hat{i}\hat{i}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,738. \quad (2.55)$$

Опір ТВП:

$$\tilde{\sigma}_9 = 1,875 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{S_{i\dot{i}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875. \quad (2.56)$$

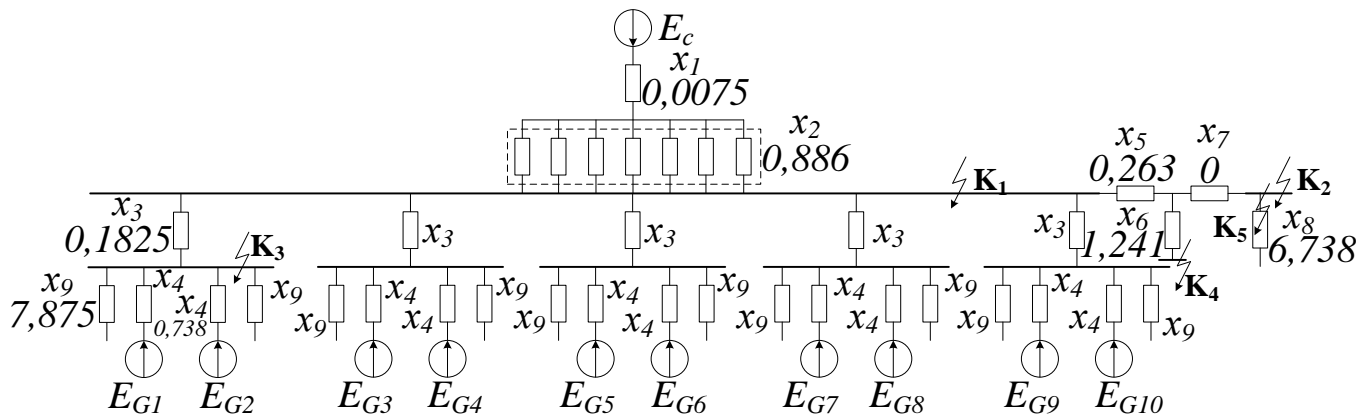


Рисунок 2.11 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

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

Розрахунок точки  $K_1$ . Еквівалентна схема заміщення станції для розрахунку першої точки КЗ.

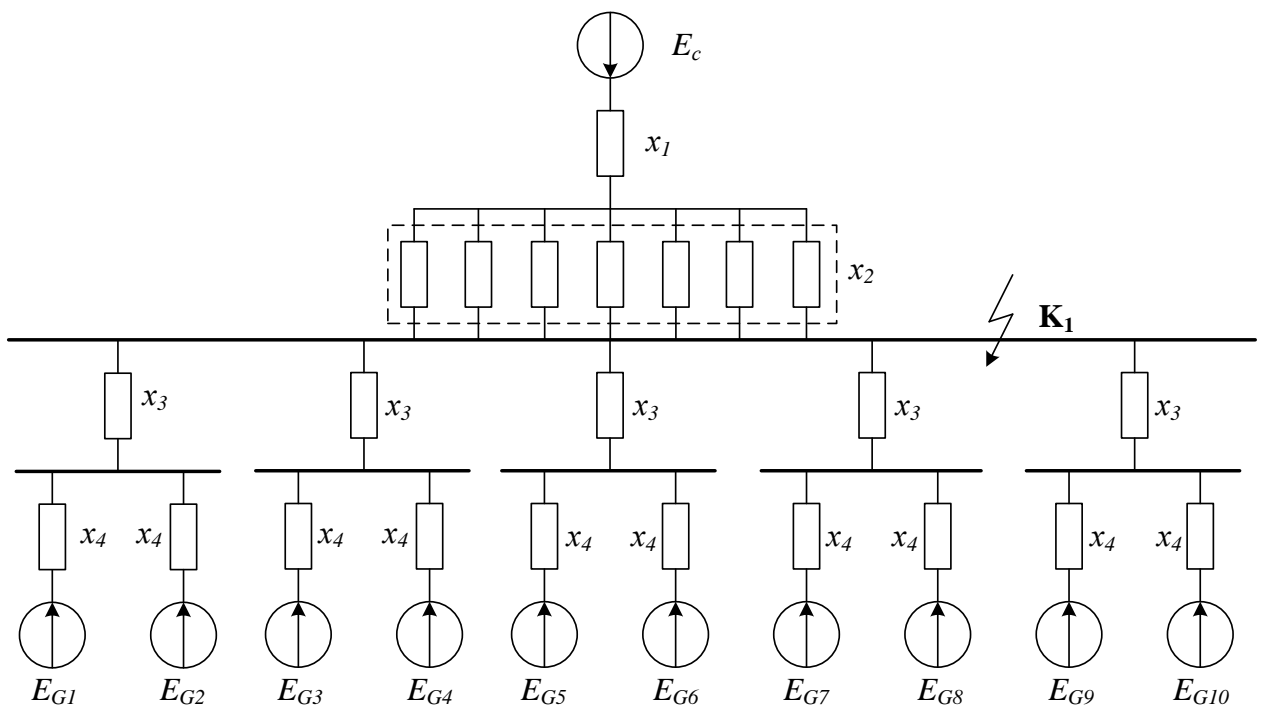


Рисунок 2.12 – Еквівалентна схема заміщення

Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку першої точки КЗ (рис. 2.13):

$$x_{10} = x_1 + \frac{x_2}{7} = 0,0075 + \frac{0,866}{7} = 0,134;$$

$$x_{11} = x_3 + \frac{x_4}{2} = 0,1825 + \frac{0,738}{2} = 0,5515;$$

$$x_{12} = \frac{x_{11}}{5} = \frac{0,5515}{5} = 0,1103;$$

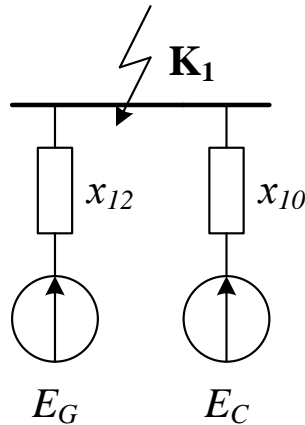


Рисунок 2.13 – Розташування точки  $K_1$

Базовий струм:

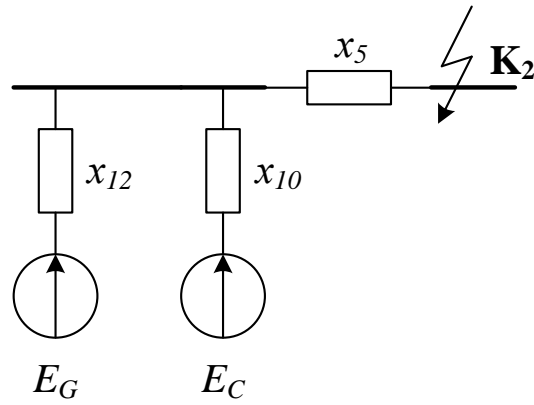
$$I_{\dot{a}} = \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н\ddot{o}.\dot{i}\dot{i}}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,698 \text{ (кА)}. \quad (2.57)$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\dot{i}\dot{i}\dot{A}} = \frac{E''_{*\dot{A}} \cdot I_{\dot{a}}}{x_{12}} = \frac{1,13 \cdot 1,698}{0,1103} = 17,396 \text{ (кА)}; \quad (2.58)$$

$$I_{\dot{i}\dot{i}\dot{N}} = \frac{E''_{*\dot{N}} \cdot I_{\dot{a}}}{x_{10}} = \frac{1 \cdot 1,698}{0,134} = 12,672 \text{ (кА)}. \quad (2.59)$$

Розрахунок точки  $K_2$ . Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку другої точки КЗ (рис. 2.14).

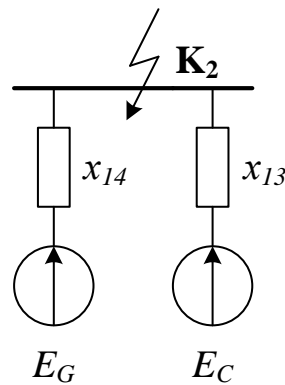
Рисунок 2.14 – Розташування точки  $K_2$ 

Приведемо цю схему до більш простого вигляду (рис. 2.15).

$$x_{\Delta} = \frac{x_5}{2} \cdot (x_{10} + x_{12}) = \frac{0,263}{2} \cdot (0,134 + 0,1103) = 0,376;$$

$$x_{13} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}} = 0,134 + \frac{0,376}{0,1103} = 3,543;$$

$$x_{14} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,1103 + \frac{0,376}{0,134} = 2,916.$$

Рисунок 2.15 – Розташування точки  $K_2$ 

Базовий струм:

$$I_{\dot{a}} = \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нб. ііі}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\text{ii}\bar{A}} = \frac{E''_{*\bar{A}} \cdot I_{\bar{a}}}{x_{14}} = \frac{1,13 \cdot 2,51}{2,916} = 0,973 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ii}\bar{N}} = \frac{E''_{*\bar{N}} \cdot I_{\bar{a}}}{x_{13}} = \frac{1 \cdot 2,510}{3,543} = 0,708 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К<sub>3</sub>. Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку третьої точки КЗ (рис. 2.16).

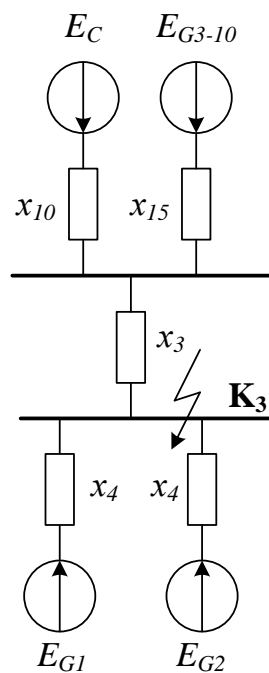


Рисунок 2.16 – Розташування точки К<sub>3</sub>

Приведемо цю схему до більш простого вигляду (рис. 2.17).

$$x_{15} = \frac{x_{11}}{4} = \frac{0,5515}{4} = 0,138;$$

$$x_{16} = \frac{x_4}{2} = \frac{0,738}{2} = 0,369;$$

$$x_{\Delta} = x_3 \cdot (x_{10} + x_{15}) = 0,1825 \cdot (0,134 + 0,138) = 0,05;$$

$$x_{17} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{15}} = 0,134 + \frac{0,05}{0,138} = 0,496;$$

$$x_{18} = x_{15} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,138 + \frac{0,05}{0,134} = 0,511.$$

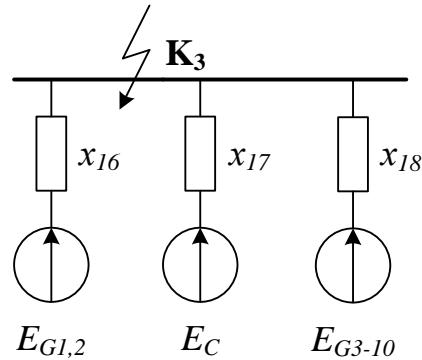


Рисунок 2.17 – Розташування точки К3

Базовий струм:

$$I_{\dot{a}} = \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нб. ііі}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,657 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\text{іі} \tilde{\text{A}}1,2} = \frac{E_{*\tilde{\text{A}}}'' \cdot I_{\dot{a}}}{x_{16}} = \frac{1,13 \cdot 36,657}{0,369} = 112,256 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{іі} \tilde{\text{A}}3-10} = \frac{E_{*\tilde{\text{A}}}'' \cdot I_{\dot{a}}}{x_{18}} = \frac{1,13 \cdot 36,657}{0,511} = 81,061 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{іі} \tilde{\text{N}}} = \frac{E_{*\tilde{\text{N}}}'' \cdot I_{\dot{a}}}{x_{17}} = \frac{1 \cdot 36,657}{0,496} = 73,905 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К4. Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку п'ятої точки КЗ (рис. 2.18).

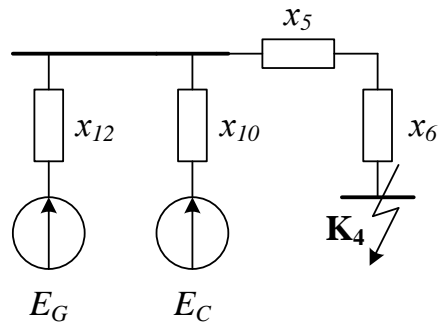


Рисунок 2.18 – Розташування точки K4

Спростимо схему (рис. 2.19)

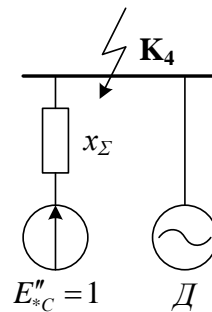


Рисунок 2.19 – Розташування точки K4

$$x_{19} = \frac{x_5}{2} + x_6 = \frac{0,263}{2} + 1,241 = 1,3725;$$

$$x_{\Delta} = x_{19} \cdot (x_{10} + x_{12}) = 1,3725 \cdot (0,134 + 0,1103) = 0,335;$$

$$x_{20} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}} = 0,134 + \frac{0,335}{0,1103} = 3,171;$$

$$x_{21} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,1103 + \frac{0,335}{0,134} = 2,61;$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{20} \cdot x_{21}}{x_{20} + x_{21}} = \frac{3,171 \cdot 2,61}{3,171 + 2,61} = 1,43.$$

Базовий струм:

$$I_{\dot{a}} = \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{a}\dot{b}\dot{c}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\dot{I} \dot{N} \dot{A}} = \frac{E''_{*N} \cdot I_a}{x_{35}} = \frac{1 \cdot 54,986}{1,43} = 38,45 \text{ (кА)};$$

$$I_{\dot{I} \dot{A}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot S_{\dot{\Delta} \dot{I}}}{2 \cdot U_{\dot{\Delta} \dot{I}}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot 32}{2 \cdot 10} = 8 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К<sub>5</sub>. Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку п'ятої точки КЗ (рис. 2.20).

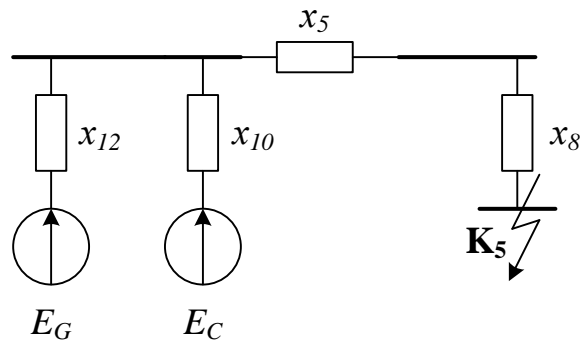


Рисунок 2.20 – Розташування точки К<sub>5</sub>

Спростимо схему (рис. 2.21)

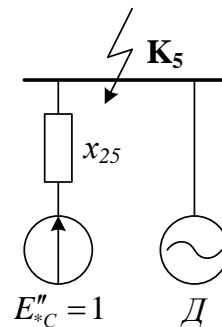


Рисунок 2.21 – Розташування точки К<sub>5</sub>

$$x_{22} = \frac{x_5}{2} + x_8 = \frac{0,263}{2} + 6,738 = 6,87;$$

$$x_{\Delta} = x_{22} \cdot (x_{10} + x_{12}) = 6,87 \cdot (0,134 + 0,1103) = 1,678;$$

$$x_{23} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}} = 0,134 + \frac{1,678}{0,1103} = 15,347;$$



$$x_{24} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,1103 + \frac{1,678}{0,134} = 12,633;$$

$$x_{25} = \frac{x_{23} \cdot x_{24}}{x_{23} + x_{24}} = \frac{15,347 \cdot 12,633}{15,347 + 12,633} = 6,93.$$

Базовий струм:

$$I_{\dot{a}} = \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н\ddot{o}.\dot{i}\dot{i}}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\dot{i}\dot{i}\dot{N}\dot{A}} = \frac{E''_{*\dot{N}} \cdot I_{\dot{a}}}{x_{35}} = \frac{1 \cdot 54,986}{6,93} = 7,934 \text{ (кА)};$$

$$I_{\dot{i}\dot{i}\dot{A}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot S_{\dot{\omega}\dot{A}\dot{i}}}{2 \cdot U_{\dot{\omega}\dot{A}\dot{i}}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot 32}{2 \cdot 10} = 8 \text{ (кА)}.$$

2.6.5 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу.

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y, \quad (2.60)$$

де  $I_{n0}$  – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

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

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його вітки постійна  $T_a$  може бути взята з [1, табл. 4.6]. Для характерних точок електричних мереж значення  $T_a$  і  $k_y$  беремо з [1, табл. 4.7].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як  $\tau = t_{\text{вкл}} + 0,01$  с, де  $t_{\text{вкл}}$  – власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (2.61)$$

Для визначення  $\tau$  попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.12 – Тип вимикачів та значення часу  $\tau$

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{вкл}}, \text{с}$	$\tau, \text{с}$
ВРП 330 кВ	ВГБ-330У1	0,035	0,045
ВРП 220 кВ	ВГБУ-220У1	0,035	0,045
ТВВ-220	ВГМ-20-90/11200У3	0,150	0,160
ВП	ВРС-10	0,050	0,060

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Значення періодичного струму короткого замикання в момент часу  $t = 0$ , часу  $\tau$ ,  $T_a$  і ударного коефіцієнту

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{n0}, \text{кА}$	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	$k_y$	$e^{-\frac{\tau}{T_a}}$
К <sub>1</sub> (ВРП ВН)	Генератори	17,396	0,045	0,26	1,95	0,841
	Система	12,672	0,045	0,04	1,760	0,325
К <sub>2</sub> (ВРП СН)	Генератори	0,973	0,045	0,26	1,95	0,841
	Система	0,708	0,045	0,03	1,717	0,223
К <sub>3</sub> (Г-1,2)	Генератори 1,2	112,256	0,16	0,326	1,96	0,612
	Генератори 3-10	81,061	0,16	0,26	1,95	0,54
	Система	73,905	0,016	0,04	1,760	0,018
К <sub>4</sub> (НН АТЗ)	Система + генератор	38,45	0,045	0,062	1,862	0,484
	Двигун	8	0,06	–	1,65	–
К <sub>5</sub> (ПРТВП)	Система + генератор	7,934	0,045	0,062	1,862	0,484
	Двигун	8	0,06	–	1,65	–

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

Точка КЗ – К<sub>1</sub>:

Ударний струм:

$$i_{y\bar{A}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\bar{A}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 17,396 \cdot 1,95 = 48,096 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\bar{N}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\bar{N}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 12,672 \cdot 1,76 = 31,768 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{\dot{a}\tau\bar{A}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\bar{A}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\bar{A}}}} = \sqrt{2} \cdot 17,396 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 20,69 \text{ (кА)};$$

$$i_{\dot{a}\tau\bar{N}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\bar{N}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\bar{N}}}} = \sqrt{2} \cdot 12,672 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 5,824 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу  $t = \tau$ . Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$i_{i\tau\bar{N}}^2 = I_{i0\bar{N}} = 12,672 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ [1, рис. 4.2]:

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

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{срКЗ}}; \quad (2.62)$$

2) Знаходимо відношення  $I_{ноG} / I'_{номG}$ , для якого по кривій рис. 4.2 [1] для потрібного моменту часу  $t = \tau$  знаходимо відношення  $I_{н\tau G} / I_{ноG}$ , з якого і отримуємо значення  $I_{н\tau G}$ .

$$I'_{i\tau\bar{A}} = \frac{10 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 4,386 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{i\bar{A}}}{I'_{i\bar{A}}} = \frac{17,396}{4,386} = 4, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{i\tau\bar{A}}}{I_{i\bar{A}}} = 0,91;$$

$$I_{i\tau\bar{A}} = 0,91 \cdot 17,396 = 15,83 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К<sub>2</sub>:

Ударний струм:

$$i_{y\bar{A}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\bar{A}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 0,973 \cdot 1,95 = 2,69 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\bar{N}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\bar{N}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 0,708 \cdot 1,717 = 1,719 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{\hat{a}\tau\bar{A}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\bar{A}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\bar{A}}}} = \sqrt{2} \cdot 0,973 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 1,157 \text{ (кА)};$$

$$i_{\hat{a}\tau\bar{N}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\bar{N}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\bar{N}}}} = \sqrt{2} \cdot 0,708 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 0,223 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу  $t = \tau$ . Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$${}^2_{i\tau\bar{N}} = I_{i0\bar{N}} = 0,708 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ [1, рис. 4.2]:

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

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpKЗ}}; \quad (2.63)$$

2) Знаходимо відношення  $I_{noG} / I'_{номG}$ , для якого по кривій рис. 4.2 [1] для потрібного моменту часу  $t = \tau$  знаходимо відношення  $I_{\tau G} / I_{noG}$ , з якого і отримаємо значення  $I_{\tau G}$ .

$$I'_{\hat{i} \hat{A}} = \frac{10 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 6,484 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\hat{i} \hat{A}}}{I'_{\hat{i} \hat{A}}} = \frac{0,973}{6,484} = 0,15 \approx 1, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{\tau \hat{A}}}{I_{\hat{i} \hat{A}}} = 0,98;$$

$$I_{\tau \hat{A}} = 0,98 \cdot 0,973 = 0,954 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К<sub>3</sub>:

Ударний струм:

$$i_{y \hat{A}1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{\hat{i}0 \hat{A}1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 112,256 \cdot 1,96 = 310,158 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \hat{A}3-10} = \sqrt{2} \cdot I_{\hat{i}0 \hat{A}3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 81,061 \cdot 1,95 = 221,54 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \hat{N}} = \sqrt{2} \cdot I_{\hat{i}0 \hat{N}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 73,905 \cdot 1,760 = 182,95 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{\hat{a}\tau \hat{A}1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{\hat{i}0 \hat{A}1,2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\hat{A}1,2}}} = \sqrt{2} \cdot 112,256 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,326}} = 97,157 \text{ (кА)};$$

$$i_{\hat{a}\tau \hat{A}3-10} = \sqrt{2} \cdot I_{\hat{i}0 \hat{A}3-10} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\hat{A}3-10}}} = \sqrt{2} \cdot 81,061 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,26}} = 61,904 \text{ (кА)};$$

$$i_{\hat{a}\tau \hat{N}} = \sqrt{2} \cdot I_{\hat{i}0 \hat{N}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\hat{N}}}} = \sqrt{2} \cdot 73,905 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,04}} = 1,881 \text{ (кА)}.$$

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

$$i_{\tau \hat{N}}^2 = I_{\hat{i}0 \hat{N}} = 75,905 \text{ (кА)};$$

$$I'_{i\dot{i} \tilde{A}1,2} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 18,937 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{i\dot{i} \tilde{A}1,2}}{I'_{i\dot{i} \tilde{A}1,2}} = \frac{112,256}{18,937} = 6, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{i\tau \tilde{A}1,2}}{I_{i\dot{i} \tilde{A}1,2}} = 0,7;$$

$$I_{i\tau \tilde{A}1,2} = 0,7 \cdot 112,256 = 78,579 \text{ (кА)};$$

$$I'_{i\dot{i} \tilde{A}3-10} = \frac{8 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 75,748 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{i\dot{i} \tilde{A}3-10}}{I'_{i\dot{i} \tilde{A}3-10}} = \frac{81,061}{75,748} = 2, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{i\tau \tilde{A}3-10}}{I_{i\dot{i} \tilde{A}3-10}} = 0,92;$$

$$I_{i\tau \tilde{A}3-10} = 0,92 \cdot 81,061 = 74,576 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К<sub>4</sub>:

Розрахунок точки на власних потребах проводиться за наступною методикою.

Ударний струм:

$$i_{\dot{o}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\dot{N}} \cdot k_{\dot{o}\dot{N}\tilde{A}} + \sqrt{2} \cdot I_{i0\tilde{A}} \cdot k_{\dot{o}\tilde{A}}, \quad (2.64)$$

де  $k_{\dot{o}\dot{N}\tilde{A}}$  визначається по кривим [1, рис. 4.5] ( $k_{\dot{o}\dot{N}\tilde{A}} = 1,862$ );

$k_{\dot{o}\tilde{A}} = 1,65$ .

$$i_{\dot{o}\tilde{A}} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot 1,65 = 18,668 \text{ (кА)};$$

$$i_{\dot{o}\dot{N}} = \sqrt{2} \cdot 38,45 \cdot 1,862 = 101,249 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\dot{N}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{a\dot{N}}}} + \sqrt{2} \cdot I_{i0\tilde{A}} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}}, \quad (2.65)$$

де  $T_{a,C+G}$  визначається по кривим [1, рис. 4.4] в залежності від потужності живлячої обмотки трансформатора ВП.

$$i_{a\tau\ddot{A}} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,04}} = 2,524 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau\ddot{N}} = \sqrt{2} \cdot 38,45 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,062}} = 26,318 \text{ (кА)}.$$

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

$$I_{i\tau\ddot{N}}^2 = I_{i0\ddot{N}}^2 = 38,45 \text{ (кА)};$$

$$I_{i\tau\ddot{A}}^2 = 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,07}} = 3,395 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К<sub>5</sub>:

Розрахунок точки на власних потребах проводиться за наступною методикою.

Ударний струм:

$$i_{\dot{o}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\ddot{N}} \cdot k_{\dot{o}\ddot{N}\ddot{A}} + \sqrt{2} \cdot I_{i0\ddot{A}} \cdot k_{\dot{o}\ddot{A}},$$

де  $k_{\dot{o}\ddot{N}\ddot{A}}$  визначається по кривим [1, рис. 4.5] ( $k_{\dot{o}\ddot{N}\ddot{A}} = 1,862$ );

$$k_{\dot{o}\ddot{A}} = 1,65.$$

$$i_{\dot{o}\ddot{A}} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot 1,65 = 18,668 \text{ (кА)};$$

$$i_{\dot{o}\ddot{N}} = \sqrt{2} \cdot 7,934 \cdot 1,862 = 20,892 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\ddot{N}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{a\ddot{N}}}} + \sqrt{2} \cdot I_{i0\ddot{A}} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}},$$

де  $T_{a,C+G}$  визначається по кривим [1, рис. 4.4] в залежності від потужності живлячої обмотки трансформатора ВП.

$$i_{a\tau\ddot{A}} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,04}} = 2,524 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau\ddot{N}} = \sqrt{2} \cdot 7,934 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,062}} = 5,43 \text{ (кА)}.$$

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

$$^2_{i\tau\ddot{N}} = I_{i0\ddot{N}} = 7,934 \text{ (кА)};$$

$$^2_{i\tau\ddot{A}} = 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,07}} = 3,395 \text{ (кА)}.$$

#### 2.6.6 Результати розрахунку струмів короткого замикання.

Таблиця 2.14 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{no}$ , кА	$I_{nr}$ , кА	$i_{a\tau}$ , кА	$i_y$ , кА
К <sub>1</sub> (ВРП ВН)	Генератори	17,396	15,83	20,69	48,096
	Система	12,672	12,672	5,824	31,768
	Сума	30,041	28,502	26,514	79,864
К <sub>2</sub> (ВРП СН)	Генератори	0,973	0,954	1,157	2,69
	Система	0,708	0,708	0,223	1,719
	Сума	1,681	1,662	1,38	4,409
К <sub>3</sub> (Г-1,2)	Генератори 1,2	112,256	78,579	97,157	310,158
	Сума	112,256	78,579	97,157	310,158
	Генератори 3-10	81,061	74,576	61,904	221,54
	Система	73,905	73,905	1,881	182,95
	Сума	154,966	148,481	63,785	404,49
К <sub>4</sub> (НН АТЗ)	Система + генератор	38,45	38,45	26,318	101,249
	Двигун	8	3,395	2,524	18,668
	Сума	46,45	41,845	28,842	119,917
К <sub>5</sub> (ПРТВП)	Система + генератор	7,934	7,934	5,43	20,892
	Двигун	8	3,395	2,524	18,668
	Сума	15,934	11,329	7,954	39,56

В цьому розділі був проведений розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність розрахунків з похибкою до 15%. Така точ-



ність дозволяє в подальшому проводити вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин тощо.

### 2.6.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Критерієм термічної стійкості провідника є припустима температура його нагрівання струмами КЗ. Тому провідник або апарат варто вважати термостійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує припустимого значення.

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

При віддаленому КЗ тепловий імпульс КЗ визначиться з виразу:

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (2.66)$$

де  $t_{\text{відкл}}$  – час відключення (час дії струму КЗ),  $t_{\text{відкл}} = 0,2$  (див. [1] табл. 4.10.).

Точка КЗ – К<sub>1</sub>:

$$\hat{A}_k = I_{i0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + \hat{O}_a) = 30,041^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 415,132 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Точка КЗ – К<sub>2</sub>:

$$\hat{A}_k = I_{i0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + \hat{O}_a) = 1,681^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 1,3 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

При КЗ поблизу генераторів тепловий імпульс КЗ визначиться як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ:

$$B_K = B_{kn} + B_{ka}, \quad (2.67)$$

де  $B_{ka}$  – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи:

$$B_{ka} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}, \quad (2.68)$$

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

$$B_{кп} = B_{кС} + B_{кГ} + B_{кГС}, \quad (2.69)$$

$$B_{кС} = I_C^2 \cdot t_{відк}, \quad (2.70)$$

$$B_{кГ} = B_* \cdot I_{ноГ}^2 \cdot t_{відк}, \quad (2.71)$$

$$B_{кГС} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{ноГ} \cdot t_{відк}, \quad (2.72)$$

де  $B_*$ ,  $T_*$  – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 4.7 [1] ( $\hat{A}_* = 0,3$ ,  $\hat{O}_* = 0,53$ ).

Точка КЗ – К<sub>3</sub>:

$$\hat{A}_{\hat{e}\bar{N}} = 154,966^2 \cdot 4 = 96057,845 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$\hat{A}_{\hat{e}\bar{A}} = 0,3 \cdot 112,256^2 \cdot 4 = 15121,691 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$\hat{A}_{\hat{e}\bar{A}\bar{N}} = 2 \cdot 154,966 \cdot 0,53 \cdot 112,256 \cdot 4 = 73758,46 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$\hat{A}_{\hat{e}\bar{i}} = 96057,845 + 15121,691 + 73758,46 = 184937,996 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$\hat{A}_{\hat{e}\bar{a}} = 154,966^2 \cdot 0,04 + 112,256^2 \cdot 0,326 + \frac{4 \cdot 154,966 \cdot 112,256}{0,04^{-1} + 0,326^{-1}} = 7547,786 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$\hat{A}_{\hat{e}} = 184937,996 + 7547,786 = 192485,782 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

При КЗ за ПРТВП поблизу групи двигунів, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму КЗ з урахуванням двигунів скористуємось формулою [3]:

$$B_{к} = I_{ноС}^2 \cdot (t_{відк} + T_{а,ск}) + I_{ноД}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{Д} + T_{а,ск}) + 2 \cdot I_{ноД} \cdot I_{ноС} \cdot (T'_{Д} + T_{а,ск}); \quad (2.73)$$

$$T_{a,ck} = \frac{I_{n0C} \cdot T_{aC} + I_{n0Д} \cdot T_{aД}}{I_{n0C} + I_{n0Д}}. \quad (2.74)$$

Точка КЗ – К<sub>4</sub>:

$$\dot{O}_{\dot{a},\dot{n}\dot{e}} = \frac{0,078 \cdot 38,45 + 0,04 \cdot 8}{38,45 + 8} = 0,071;$$

$$\hat{A}_e = 38,45^2 \cdot (0,2 + 0,071) + 8^2 \cdot (0,5 \cdot 0,070 + 0,071) + 2 \cdot 38,45 \times \\ \times 8 \cdot (0,07 + 0,071) = 498,718 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Точка КЗ – К<sub>5</sub>:

$$\dot{O}_{\dot{a},\dot{n}\dot{e}} = \frac{0,062 \cdot 7,934 + 0,04 \cdot 8}{7,934 + 8} = 0,051;$$

$$\hat{A}_e = 7,934^2 \cdot (0,2 + 0,051) + 8^2 \cdot (0,5 \cdot 0,070 + 0,051) + 2 \cdot 7,934 \times \\ \times 8 \cdot (0,07 + 0,051) = 36,664 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Таблиця 2.15 – Значення теплових імпульсів

Точка КЗ	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>	К <sub>4</sub>	К <sub>5</sub>
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	415,132	1,3	192485,782	498,718	36,664

## 2.7 Вибір комутаційного обладнання

Всі елементи РП електричної станції повинні надійно працювати в умовах тривалих нормальних режимів, а також мати достатню термічну та динамічну стійкість при виникненні найскладніших коротких замикань. Надійність роботи апаратів гарантується заводом-виробником тільки у випадку їх правильного вибору. При виборі апаратів ми перевірятимемо відповідність їх параметрів тривалим робочим та короткочасним аварійним режимам, які можуть виникати в експлуатації.

Основними параметрами обладнання, які повинні відповідати умовам робочого (тривалого) режиму, є номінальний струм та напруга.

### 2.7.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-330 кВ.

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРП-330 кВ:

струм генератора:

$$I_{\delta \max} = \frac{S_{\text{ГГГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ГГГ}} \cdot 0,95} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,951 \text{ (кА)}; \quad (2.75)$$

струм від ЛЕП:

$$I_{\delta \max} = \frac{P_{\text{ЛЛЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ЛЛЛ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}; \quad (2.76)$$

струм від АТЗ:

$$I_{\delta \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{АТЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{АТЗ}}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,047 \text{ (кА)}. \quad (2.77)$$

Вибираємо вимикач типу ВГБ-330 У1 на базі головних параметрів:

– по напрузі установки:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ :  $330 \text{ кВ} = 330 \text{ кВ}$ ;

– по тривалому струму:  $I_{p \max} \leq I_{ном}$ :  $1,047 \text{ кА} < 3,15 \text{ кА}$ .

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача:

$$i_{\alpha \tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{н}} \cdot \beta_n, \quad (2.78)$$

де  $\beta_n$  – нормативне значення наявності аперіодичної складової у вимикаючому струмі, %, яке визначається по кривій рис. 4.11 [1]:  $\beta_n = 0,45$ .

$$26,514 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,45 = 31,82 \text{ кА},$$

умова виконується.

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

$$28,502 \text{ кА} < 50,0 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{n0} \leq I_{\text{дин}};$$

$$30,041 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$79,864 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

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

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

г) на термічну стійкість:

$$B_{\kappa} \leq 2^2 \cdot t_{\delta}; \quad (2.79)$$

де  $B_{\kappa}$  – тепловий імпульс струму КЗ;

$I_m$  – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по каталогу [2];  $t_m$  – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу [2].

$$415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 276]: РП-330-1/3200УХЛ1 по умовам:

- напрузі установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;                      330 кВ = 330 кВ;
- тривалому струму:  $I_{р \max} \leq I_{ном}$ ;                      1,047 кА < 3,200 кА.

Проводимо перевірку:

- на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{дин};$$

$$79,864 \text{ кА} < 160 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

- на термічну стійкість:

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

$$415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.16 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 330 кВ	ВГБ-330У1	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{ііі} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ііі} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ііі} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\delta \max} = 1,047 \text{ кА}$	$I_{ііі} = 3,15 \text{ кА}$	$I_{ііі} = 3,200 \text{ кА}$
$I_{і\tau} = 28,502 \text{ кА}$	$I_{ііі} \text{ аäëë} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\text{ä}\tau} = 26,514 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ііі} \text{ аäëë} \cdot \beta_i = 31,82 \text{ кА}$	–
$I_{і0} = 30,041 \text{ кА}$	$I_{\text{äëі}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\delta} = 79,864 \text{ кА}$	$i_{\text{äëі}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{äëі}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\delta} = 415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2^2 \cdot t_{\delta} = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2^2 \cdot t_{\delta} = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 2.7.2 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-220 кВ.

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

струм від ЛЕП:

$$I_{\delta \max} = \frac{P_{i \delta i i}}{\sqrt{3} \cdot U_{i i i} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)};$$

струм від АТЗ:

$$I_{\delta \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{i i i}}{\sqrt{3} \cdot U_{i i i}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,57 \text{ (кА)};$$

Вибираємо вимикач типу ВГБУ-220 У1 на базі головних параметрів:

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

– по тривалому струму:  $I_{p \max} \leq I_{ном}$ :  $1,57 \text{ кА} < 2 \text{ кА}$ .

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача ( $\beta_n = 0,45$ ):

$$1,38 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,45 = 31,82 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$1,662 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$1,681 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$4,409 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

г) на термічну стійкість:

$$1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 274]: РНДЗ.1-220/2000У1 по умовам:

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

– тривалому струму:  $I_{p \max} \leq I_{ном}$ ;  $1,57 \text{ кА} < 2 \text{ кА}$ .

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$4,409 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

– на термічну стійкість:

$$1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.17 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 220 кВ	ВГБУ-220У1	РНДЗ.1-220/2000У1
$U_{ііі} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ііі} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ііі} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\delta \max} = 1,57 \text{ кА}$	$I_{ііі} = 2 \text{ кА}$	$I_{ііі} = 2 \text{ кА}$
$I_{і\tau} = 1,662 \text{ кА}$	$I_{ііі \text{ а}а\text{а}е\text{е}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{а\tau} = 1,38 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ііі \text{ а}а\text{а}е\text{е}} \cdot \beta_i = 31,82 \text{ кА}$	–
$I_{і0} = 1,681 \text{ кА}$	$I_{а\text{а}і} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\delta} = 4,409 \text{ кА}$	$i_{а\text{а}і} = 102 \text{ кА}$	$i_{а\text{а}і} = 100 \text{ кА}$
$B_{\epsilon} = 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\delta}^2 \cdot t_{\delta} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\delta}^2 \cdot t_{\delta} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 2.7.3 Вибір генераторних вимикачів.

Визначаємо робочий максимальний струм генератора ТВВ-220-2ЕУЗ:

$$I_{\delta \max} = \frac{S_{ііі \text{ Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ііі} \cdot 0,95} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,967 \text{ (кА)};$$

Вибираємо комплексний пристрій КАГ-24

Таблиця 2.18 – Параметри комплексного пристрою КАГ-24

Розрахункові дані	Каталожні дані
Генератор ТВВ-220-2ЕУЗ	КАГ-24-30/30000УЗ
$U_{ііі} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{ііі} = 24 \text{ кВ}$
$I_{\delta \max} = 9,967 \text{ кА}$	$I_{ііі} = 30,0 \text{ кА}$
$I_{і\tau} = 148,845 \text{ кА}$	$I_{ііі \text{ а}а\text{а}е\text{е}} = 30,0 \text{ кА}$



$i_{\dot{a}\tau} = 63,785 \text{ кА}$	$I_{\dot{a}\dot{e}\dot{i}} = 360 \text{ кА}$
$I_{\dot{i}0} = 154,966 \text{ кА}$	–
$i_{\dot{o}} = 410,157 \text{ кА}$	$i_{\dot{a}\dot{e}\dot{i}} = 500 \text{ кА}$

#### 2.7.4 Вибір вимикачів ВП.

Визначаємо робочий максимальний струм трансформатора власних потреб:

$$I_{\delta \max} = \frac{S_{\dot{i}\dot{i}} \cdot \dot{\alpha}\dot{i}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\dot{i}\dot{i}}} = \frac{32}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,924 \text{ (кА)};$$

Вибираємо вимикач типу ВРС-10 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ :  $10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$ ;
- по тривалому струму:  $I_{p \max} \leq I_{ном}$ :  $0,924 \text{ кА} < 3,15 \text{ кА}$ .

Проводимо перевірку:

- а) на вимикаючу здатність вимикача ( $\beta_n = 0,54$ ):

$$26,318 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,54 = 30,547 \text{ кА},$$

умова виконується;

- б) на симетричний струм відключення:

$$38,45 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

- в) на електродинамічну стійкість:

$$38,45 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$101,249 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

- г) на термічну стійкість:

$$498,718 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.19 – Параметри вимикачів

Розрахункові дані	Каталожні дані
	Вимикач
ВП	ВРС-10
$U_{i\dot{i}\dot{i}} = 10$ кВ	$U_{i\dot{i}\dot{i}} = 10$ кВ
$I_{\delta \max} = 0,924$ кА	$I_{i\dot{i}\dot{i}} = 3,15$ кА
$I_{i\dot{i}\tau} = 38,45$ кА	$I_{i\dot{i}\dot{i} \text{ а\ddot{a}\ddot{e}\ddot{e}}} = 40$ кА
$i_{\dot{a}\tau} = 26,318$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{i\dot{i}\dot{i} \text{ а\ddot{a}\ddot{e}\ddot{e}}} \cdot \beta_i = 30,547$ кА
$I_{i\dot{i}0} = 38,45$ кА	$I_{\ddot{a}\dot{e}\dot{i}} = 40$ кА
$i_{\dot{o}} = 101,249$ кА	$i_{\ddot{a}\dot{e}\dot{i}} = 102$ кА
$B_{\dot{e}} = 498,718$ кА <sup>2</sup> ·с	$\overset{2}{\delta} \cdot t_{\dot{o}} = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с

Обрані комутаційні апарати зможуть забезпечити надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

## 2.8 Вибір струмоведучих частин

### 2.8.1 Вибір гнучких (збірних) шин 330 кВ.

При виборі площі перерізів провідників необхідно враховувати витрати провідникового матеріалу та втрати електроенергії в провідниках. Вибір збірних шин ВРП-330 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

струм від БТ:

$$I_{\delta \max} = \frac{S_{i\dot{i}\dot{i} G}}{\sqrt{3} \cdot U_{i\dot{i}\dot{i}} \cdot 0,95} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,476 \text{ (кА)}; \quad (2.80)$$

струм від ЛЕП:

$$I_{\delta \max} = \frac{P_{i\dot{i}\dot{i}}}{\sqrt{3} \cdot U_{i\dot{i}\dot{i}} \cdot \cos \varphi} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}; \quad (2.81)$$

струм від АТЗ:

$$I_{\delta \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{i\ddot{i}i}}{\sqrt{3} \cdot U_{i\ddot{i}i}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,047 \text{ (кА)}, \quad (2.82)$$

де  $U_{i\ddot{i}i}$  – номінальна напруга РП.

Економічна густина струму для алюмінієвих проводів (тривалість використання максимального навантаження  $T_{\max} > 5000$  год.) [1, табл. 4.12]

$$j_{\text{ае}} = 1,0.$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22 [3, ст. 624], параметри

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

Перевірка гнучких шин ВРП-330 проводимо по номінальному струму найбільш потужного приєднання. Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{дд}} = 1660 \text{ (А)} > I_{\delta \max} = 1047 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

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

де  $E_0$  – критична початкова напруженість електричного поля;

$E$  – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.83)$$

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ( $m = 0,82$  [1]);

$r_0 = d/20 = 1,33$  см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/м)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.84)$$

де  $K$  – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$\hat{E} = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067; \quad (2.85)$$

$r_{ек}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{\hat{a}e} = \sqrt{r_0 \cdot \hat{a}} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,29 \text{ (см)}; \quad (2.86)$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)},$$

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)};$$

$n$  – кількість проводів в фазі ( $n = 2$ ).

$$E = 1,067 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg \left( \frac{567}{7,29} \right)} = 26,02 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,02 = 27,841 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

Оскільки  $I_{по} > 20 \text{ кА}$ ,  $i_y > 50 \text{ кА}$ , проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{i.0}^{(3)2}}{D}; \quad (2.87)$$

$$f=0,15 \cdot \frac{(30,041)^2}{4,5} = 30,082 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g=1,1 \cdot 9,8 \cdot m; \quad (2.88)$$

$$g=1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ае}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \approx 11;$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо b:

$$b = 1,5 \text{ (м)};$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{\text{аіі}} = \frac{D-d-a_{\text{аіі}}}{2}; \quad (2.89)$$

$$b_{\text{аіі}} = \frac{3,4-0,4-1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)};$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{\text{аіі}} < b;$$

$$1,35 \text{ (м)} < 1,5 \text{ (м)};$$

умова виконується.

Ділянка БТ-1 – ВРП-330

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

$$I_{\partial \text{ max}} = \frac{S_{\text{ііі G}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ііі}} \cdot 0,95} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,951 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22 [3, ст. 624], параметри:

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

$$I_{\text{дв}} = 1660 \text{ (А)} > I_{\text{д.макс}} = 951 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

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

де  $E_0$  – критична початкова напруженість електричного поля;

$E$  – розрахункова напруженість електричного поля.

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

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ( $m = 0,82$  [1]);

$r_0 = d / 20 = 1,33$  см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

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

де  $K$  – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$\hat{E} = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067;$$

$r_{\text{ек}}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{\hat{e}} = \sqrt{r_0 \cdot \hat{a}} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,29 \text{ (см)};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)},$$

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)},$$

$n$  – кількість проводів в фазі ( $n = 2$ ).

$$E = 1,067 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg\left(\frac{567}{7,29}\right)} = 26,02 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,02 = 27,841 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

Оскільки  $I_{no} > 20 \text{ кА}$ ,  $i_y > 50 \text{ кА}$ , проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{i.0}^{(3)2}}{D};$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{(30,041)^2}{4,5} = 30,082 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m;$$

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ае}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \approx 11;$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо  $b$ :

$$b = 1,5 \text{ (м)};$$

в) значення  $b$  порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{\text{аіі}} = \frac{D-d-a_{\text{аіі}}}{2};$$

$$b_{\text{аіі}} = \frac{3,4-0,4-1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)}.$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{\text{аіі}} < b;$$

$$1,35 \text{ (м)} < 1,5 \text{ (м)},$$

умова виконується.

Ділянка АТЗ – ВРП-330

Максимальний струм, що протікає через АТЗ:

$$I_{\delta \text{ max}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ііі}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ііі}}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,7 \text{ (кА)};$$

Вибираємо шини з проводу  $2 \times \text{АС } 400/22$ , параметри:

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

$$I_{\text{аіі}} = 1660 \text{ (А)} > I_{\delta \text{ max}} = 700 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

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

де  $E_0$  – критична початкова напруженість електричного поля;

$E$  – розрахункова напруженість електричного поля.



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

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ( $m = 0,82$  [1]);

$r_0 = d/20 = 1,33$  см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (} \hat{\text{A}}/\hat{\text{m}} \text{)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

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

де  $K$  – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$\hat{E} = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067;$$

$r_{ек}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{\hat{a}\hat{e}} = \sqrt{r_0 \cdot \hat{a}} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,29 \text{ (см)};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)},$$

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)},$$

$n$  – кількість проводів в фазі ( $n = 2$ ).

$$E = 1,067 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg\left(\frac{567}{7,29}\right)} = 26,02 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,02 = 27,841 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

Оскільки  $I_{no} > 20 \text{ кА}$ ,  $i_y > 50 \text{ кА}$ , проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{i.0}^{(3)2}}{D},$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{(30,041)^2}{4,5} = 30,082 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m;$$

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ає}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \approx 11;$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо  $b$ :

$$b = 1,5 \text{ (м)};$$

в) значення  $b$  порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{\text{аіі}} = \frac{D - d - a_{\text{аіі}}}{2};$$

$$b_{\text{аіі}} = \frac{3,4 - 0,4 - 1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)}.$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{\text{аіі}} < b,$$

$$1,35 \text{ (м)} < 1,5 \text{ (м)},$$

умова виконується.

### 2.8.2 Вибір гнучких (збірних) шин 220 кВ.

Вибір збірних шин ВРП-220 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

струм від ПРТВП:

$$I_{\delta \text{ max}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ііі}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ііі}}} = 1,5 \cdot \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,08 \text{ (кА)};$$

струм від ЛЕП:

$$I_{\delta \text{ max}} = \frac{P_{\text{ііі}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ііі}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)};$$

струм від АТЗ:

$$I_{\delta \text{ max}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ііі}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ііі}}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,57 \text{ (кА)};$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22 [3, ст. 624], параметри:

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

Перевірка гнучких шин ВРП-220 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{аіі}} = 1660 \text{ (А)} > I_{\delta \text{ max}} = 1570 \text{ (А)}.$$

Радіус проводу:

$$r_0 = d / 20 = 1,33 \text{ см.}$$

Розрахункова напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$\hat{E} = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{30} = 1,089.$$

Еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{\hat{a}\hat{e}} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,33 \cdot 30} = 6,317 \text{ (см)}.$$

Середня геометрична відстань між проводами фаз:

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

$$U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ (кВ)}.$$

$n$  – кількість проводів в фазі ( $n = 2$ ).

$$E = 1,089 \cdot \frac{0,354 \cdot 231}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg \left( \frac{504}{1,33} \right)} = 17,597 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 17,597 = 18,828 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

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

Перевірка шин на електродинамічну стійкість не проводиться, оскільки  $i_{i0}^{(3)} < 20$  кА та  $i_{\phi} < 50$  кА.

Ділянка ПРТВП – ВРП-220

Максимальний струм, що протікає через ПРТВП:

$$I_{\delta \max} = \frac{S_{i\hat{i}i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{i}i}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,08 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 120/19, параметри:

$$I_{\delta on} = 390 \text{ А}; \quad d = 15,2 \text{ мм.}$$

$$I_{\hat{i}i} = 780 \text{ (А)} > I_{\delta \max} = 80 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,368 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = 1,051 \cdot \frac{0,354 \cdot 231}{2 \cdot 0,76 \cdot \lg \left( \frac{504}{4,775} \right)} = 27,935 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 33,368 = 30,031 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 27,935 = 29,89 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться.

Ділянка ЛЕП-220 – ВРП-220

Максимальний струм, що протікає через лінії:

$$I_{\delta \max} = \frac{P_{i\hat{i}i}}{\sqrt{3} \cdot U_{i\hat{i}i} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 150/24, параметри:

$$I_{\delta on} = 450 \text{ А}; \quad d = 17,1 \text{ мм.}$$

$$I_{\hat{i}i} = 900 \text{ (А)} > I_{\delta \max} = 617 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}} \right) = 32,88 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = 1,057 \cdot \frac{0,354 \cdot 231}{2 \cdot 0,855 \cdot \lg\left(\frac{504}{5,065}\right)} = 25,3 \text{ (кВ/см);}$$

$$0,9 \cdot 32,88 = 29,592 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 25,3 = 27,071 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голыми проводами на відкритому повітрі. Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться.

### 2.8.3 Вибір жорстких шин.

Максимальний струм, що протікає через ПРТВП:

$$I_{\partial \max} = \frac{S_{i\dot{i}i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{A}\dot{I}}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,924 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо жорсткі шини типу ТЗК-10-1600-51 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ :      10 кВ = 10 кВ;
- по тривалому струму:  $I_{p \max} \leq I_{ном}$ :      924 А < 1600 А.

де  $I_{i\dot{i}i}$  – номінальний струм в шинах.

$$i_{\sigma} = 39,56 \text{ кА} < i_{\dot{a}\dot{e}\dot{i}} = 51 \text{ кА},$$

– умова виконується

### 2.8.4 Вибір кабелів.

Споживачі 6-10 кВ, як правило, отримують живлення кабельними лініями, які спочатку прокладаються в кабельних тунелях в РП, а потім в землі (в траншеях). Для приєднання споживачів власних потреб станцій до відповідних шин також використовуються кабелі 10 та 0,66 кВ. Ці кабелі прокладаються в кабельних півповерхах, кабельних тунелях, на металевих лотках, закріплених та стінах і конструкціях будівлі або ВРП. В залежності від місця прокладання, властивостей середовища, механічних зусиль, які впливають на

кабель, рекомендуються різні марки кабелів. Обираємо двигун А4-400У-6У3 з параметрами:

$$D = 500 \text{ кВт} \quad I = 46,67 \text{ А} \quad U = 10 \text{ кВ} \quad n = 985 \text{ об/хв.}$$

Кабелі вибирають:

– за напругою установки:

$$U_{\text{н\ddot{o}}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{н\ddot{i}}} = 10 \text{ кВ};$$

– за конструкцією обираємо кабель ААШВ;

– за економічною густиною струму:

$$q_{\text{д\ddot{e}}} = \frac{I_{\text{д\ddot{a}.\text{i}}}}{j_{\text{д\ddot{e}}}} = \frac{46,67}{1,2} = 38,89 \text{ мм}^2. \quad (2.90)$$

Вибираємо кабель з перерізом 50 мм<sup>2</sup> [2, ст. 401]

– за допустимим струмом:

$$I'_{\text{д\ddot{i}\text{i}}} = k_2 I_{\text{д\ddot{i}\text{i}}} = 0,93 \cdot 140 = 130,2 \text{ А} > I_{\text{max}} = 46,67 \text{ А}, \quad (2.91)$$

де  $k_2$  – поправочний коефіцієнт на температуру повітря ( $k_2 = 0,93$ ).

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ здійснюється за умовою:

$$q_{\text{min}} \leq q.$$

$$q_{\text{min}} = \sqrt{B_{\text{к}}} / C, \quad (2.92)$$

де  $C$  – функція, значення якої наведено в [1, табл. 4.11];  $B_{\text{к}}$  – з табл. 2.15.

$$q_{\text{min}} = \sqrt{498,718 \cdot 10^6} / 90 = 248,13 \text{ мм}^2;$$

$$q_{\text{min}} = 248,14 \text{ мм}^2 > q = 50 \text{ мм}^2.$$

Враховуючи, що  $q_{\text{min}} = 248,13 \text{ мм}^2$ , то обираємо два кабеля з перерізом 2x150 мм<sup>2</sup>.

### 2.8.5 Вибір комплектних струмопроводів.

Комплектні екрановані струмопроводи вибираємо в колі генератора і на ділянці від шин власних потреб до ТВП і ПРТВП. Для з'єднання виводів генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП застосовуються комплектні пофазноекрановані струмопроводи, кожна фаза яких знаходиться в закритому металевому (алюмінієвому) кожусі.

Вибір здійснюємо по номінальних параметрах генератора і трансформатора власних потреб. Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}.$$

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

Обираємо струмопровід в коло генератора ТВВ-220, [2, ст. 540] ТЭКН-Е-20-20000-560:

$$I_{\text{ном}} = 20 \text{ кА}; U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}; i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}.$$

Струм максимального режиму:

$$I_{\delta \text{ max}} = \frac{S_{\text{ГГГ Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ГГГ}} \cdot 0,95} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,967 \text{ кА}.$$

Ударний струм в колі генератора:

$$i_y = 559,569 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА};$$

$$I_{\text{max}} = 9,967 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 10,0 \text{ кА}.$$

Отже, струмопровід відповідає номінальним параметрам генератора ТВВ-220.

Результати вибору комплектних струмопроводів наведено у таблиці 2.20.



Таблиця 2.20 – Вибір комплектних екранованих струмопроводів для турбогенератора ТВВ-220

Параметри	ТЭКН-Е-20-20000-560
Тип турбогенератора	ТВВ-220-2ЕУ3
Номинальна напруга, кВ: турбогенератора струмопроводу	15,75 20
Номинальний струм, А: турбогенератора струмопроводу	9967 20000
Електродинамічна стійкість, кА	560
Струмоведача шина $d \times S$ , мм	650×15
Кожух (екран) $D \times \delta$ , мм	1160×7
Між фазна відстань, мм	1500
Параметри	ТЭКН-Е-20-20000-560
Тип опорного ізолятора	ОФР-24-750
Крок між ізоляторами, мм	3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗОМ-1/20
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШ-20-24000/5
Гранична довжина монтажного блоку або секції, м	6,5
Маса 1 м однієї фази, кг	190

Обрані комутаційні апарати зможуть забезпечити надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

## 2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму та напруги призначені для зменшення відповідно первинного струму та напруги до стандартних значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення вимірювальних кіл і систем захисту від первинних кіл високої напруги.

### 2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Вибір вимірювальних трансформаторів струму проведемо на прикладі трансформатора струму, встановленого в коло ЛЕП напругою 330 кВ.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 4.11 [3]. Вибираємо вбудований трансформатор струму ТВ-330, параметри  $U_{\text{ном}} = 330$  кВ;  $I_{\text{ном}} = 2000$  А;  $Z_{2\text{ном}} = 30$  Ом;  $i_{\text{дин}} = 50$  кА;  $I_{\text{тер}} = 50$  кА;  $t_{\text{тер}} = 3$  с, клас точності 0,2.

Його перевірку проводимо за умовами:

– по напрузі установки:

$$U_{уст} = 330 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 330 \text{ кВ};$$

– по допустимому струму:

$$I_{\delta \max} = \frac{P_{i\delta i}}{\sqrt{3} \cdot U_{i\delta i} \cdot \cos \varphi} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 617 \text{ А} < I_{ном} = 2000 \text{ А};$$

– по електродинамічній стійкості:

$$i_y = 31,768 \leq i_{дин} = 50 \text{ кА};$$

– по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер};$$

$$415,132 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

– по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

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

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

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

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

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення і каталоговими даними приладів, наведені в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (таблиця 2.21).

З таблиці 2.21 видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{np} = \Sigma S_{np} / I_{2н}^2 = 3,1 / 1^2 = 3,1 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{з.пров.} = Z_{2н} - \Sigma Z_{np} - R_{к} = 30 - 3,1 - 0,1 = 26,8 \text{ (Ом)}.$$

Переріз кабелю, мм<sup>2</sup>:

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

Таблиця 2.21 – Тип та навантаження вимірювальних приладів

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

Відповідно [3], для електростанцій з генераторами 220 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді  $\rho = 0,0175$ ), орієнтовна довжина 150 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1]:  $l_{розр} = 150$  м; тоді:

$$q = 0,0175 \cdot 150 / 26,8 = 0,098 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм<sup>2</sup>.

Таблиця 2.22 – Місце встановлення трансформаторів струму

№	Місце встановлення	Тип трансформатора струму
1	На генераторі ТВВ-220-2ЕУ3	ТШ-20-10000/5
2	На ВРП-330 кВ	ТВ-330
3	На ВРП-220 кВ	ТВ-220
4	На стороні ВН АТЗ	ТВТ- 330
5	На стороні СН АТЗ	ТВТ-220
6	На виводах БТ-1	ТВТ-330
7	В системі ВП	ТШЛ-10

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,5} + 0,1 + 26,8 = 28,65 \text{ Ом} < Z_{2н} = 30 \text{ (Ом)}.$$

Вибір інших трансформаторів струму проводимо аналогічно. Результати вибору представлено в таблиці 2.22.

### 2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки. Для прикладу здійснимо вибір ВТН, встановленого біля генератора,  $U_{уст} = 15,75 \text{ кВ}$ .

Приймаємо трансформатор напруги, вбудований в пофазноекранований струмопровід: ЗНОМ-15,  $U_{н1} = 15,75 \text{ кВ}$ .

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

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

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

Для визначення  $S_{2розр.}$  складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 2.23). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2].

Таблиця 2.23 – Тип вимірювальних приладів

Назва приладу	Тип	$S$ однієї котушки, В·А	К-ть кот.	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$P$ , Вт	$Q$ , В·Ар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	–
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
Ватметр (щит турбіни)	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
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	2,0 Вт	2	0,38	0,925	3	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:

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

$$S_{2розр} = 71,65 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2н} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ (В}\cdot\text{А)},$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Результати вибору інших трансформаторів напруги показано в таблиці 2.24.

Таблиця 2.24 – Тип вимірювальних приладів

Місце встановлення	Тип	$U$ , кВ	$U_{2н}$ , В
ТВВ-220-2ЕУЗ	ЗНОМ-15	$15750/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
ВРП-330 кВ	НКФ-330-73У1	$330000/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
ВРП-220 кВ	НКФ-220-58У1	$220000/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
В системі ВП	ЗНОЛ.09-10У2	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$

## 2.10 Вибір розрядників

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг. Їх вибір здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2, с. 364]. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки.

Обрані розрядники занесені до таблиці 2.25.

Таблиця 2.25 – Параметри обраних розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ-1 з боку ВРП-330 кВ	ОПН-330У1
Виводи БТ-1 з боку генераторів	РВМ-15У1
ЛЕП 220 кВ	ОПН-220У1

Виводи СН АТ	ОПН-220У1
Виводи ВН АТ	ОПН-330У1
ЛЕП 330 кВ	ОПН-330У1
Виводи ПРТВП	ОПН-220У1
Виводи TV з боку ВРП-220 кВ	ОПН-220У1
Виводи TV з боку ВРП-330 кВ	ОПН-330У1
Нейтраль трансформатора ПРТВП	ОПН-110У1
РУВП	РВРД-10У2

Місця встановлення розрядників на головній схемі електричних з'єднань електростанцій показані на рисунку 2.22.

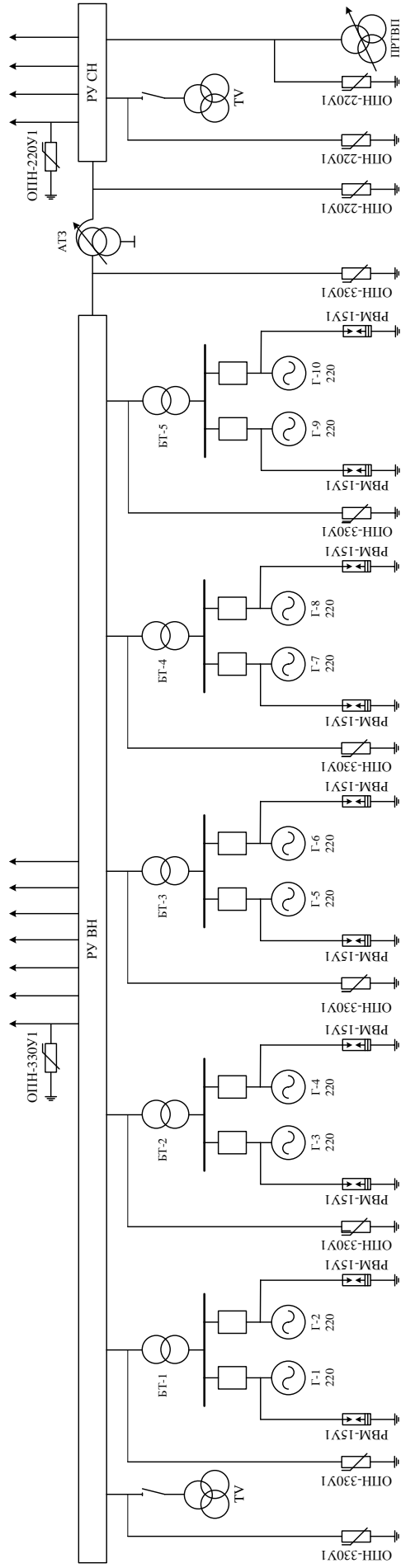


Рисунок 2.22 – Місця встановлення розрядників

## 2.11 Вибір високочастотних загороджувачів

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 220 та 330 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 220 кВ:

$$I_{\max 220} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ліній}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо загороджувач [2, с.362] ВЗ-630-0,5У1:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 0,617 \text{ кА} < 0,63 \text{ кА},$$

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

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$4,409 \text{ кА} < 41 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 16^2 \cdot 1 = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі умови виконуються. Результати вибору високочастотних загороджувачів на ЛЕП 220 та 330 кВ наведено у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26 – Вибір високочастотних загороджувачів

Розрахункові дані	Високочастотний загороджувач
ВРП – 220 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
$U_{\text{ліній}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ліній}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 0,617 \text{ кА}$	$I_{\text{ліній}} = 0,63 \text{ кА}$
$i_{\delta} = 4,409 \text{ кА}$	$i_{\text{ліній}} = 41 \text{ кА}$
$B_{\delta} = 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{\delta}^2 \cdot t_{\delta} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$



## Продовження таблиці 2.26.

ВРП – 330 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
$U_{\text{fii}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{fii}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 0,617 \text{ кА}$	$I_{\text{fii}} = 1,25 \text{ кА}$
$i_{\delta} = 79,864 \text{ кА}$	$i_{\text{aet}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\delta} = 415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{\delta}^2 \cdot t_{\delta} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 2.12 Вибір установки постійного струму

На атомних електростанціях акумуляторні батареї (АБ) є аварійним джерелом живлення систем безпеки, СУЗ, аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту. Для кожного енергоблоку встановлюється одна загальноблочна акумуляторна батарея, а також по одній АБ на кожен систему безпеки, по одній АБ на кожен дизель-генератор, для споживачів СУЗ передбачається окремі АБ на різні номінальні напруги; для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту елементів підвищеної напруги поза головним корпусом встановлюються АБ в зоні ВРП, по дві на ВРП 220 і 330 кВ.

Проведемо розрахунок загально блочної АБ для блоку потужністю 220 МВт. Розрахунок її навантаження [4] зведений в табл. 2.27.

Таблиця 2.27 – Підрахунок навантаження блоку 440 МВт

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	–	–	–	25	–	25	25
Аварійне освітлення	–	–	–	130	–	130	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслосасосу ущільнень генератора	2	25	128	120	300	240	600
Електродвигун аварійного маслосасосу змазки турбін	2	14	75	73	184	146	368
Разом						571	1023

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

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

Розрахуємо кількість елементів батареї:

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

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

– загальна кількість елементів батареї:

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

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

– додаткових:

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

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

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

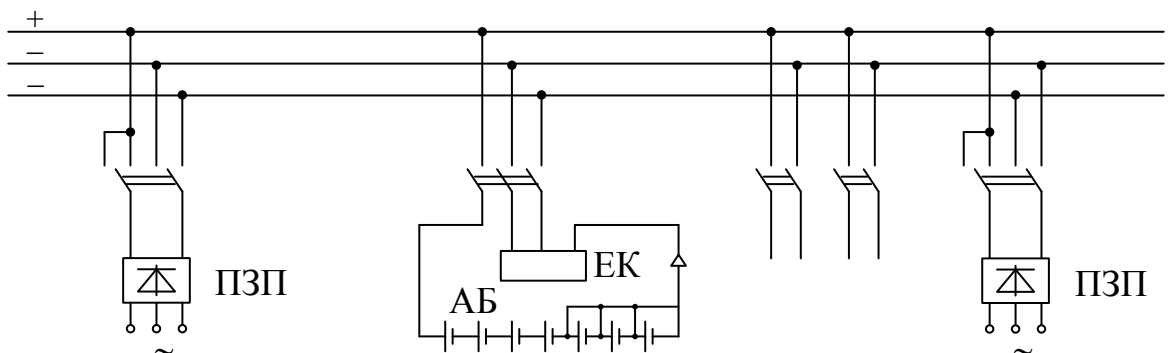


Рисунок 2.23 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму).

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (2.93)$$

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

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

$j = 25 \text{ A/N}$  [1] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 571 / 25 = 22,84.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]:  $N = 24$  (СК-24).

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_{\text{T}} / 46, \quad (2.94)$$

$$N = 1023 / 46 = 22,24 < 24,$$

умова виконується, отже залишаємо типовий номер 24.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > I_{\text{T}} / N, \quad (2.95)$$

де  $j$  – визначається по кривим рис. 6.2 [1] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача 85%  $U_{\text{ном}}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі 5%  $U_{\text{ном}}$ .

$$j = 55 \text{ A} / N > \frac{1023}{44} = 23,25 \text{ A/N},$$

умова виконується.

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею СК-24.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним  $0,15 \cdot N$  [1]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.96)$$

де  $I_{\text{пост}}$  – струм постійно включеного навантаження (табл. 2.23).

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0,15 \cdot 24 = 28,6 \text{ (А)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0; \quad (2.97)$$

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

В якості ПЗП застосовуємо агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 80 А.

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

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (2.98)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ (А)};$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (2.99)$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{зі}}^2 = 25 + 5 \cdot 24 = 145 \text{ А};$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

Вибрана акумуляторна батарея задовольняє усім технічним вимогам і в змозі підтримати роботу станції при аварійній ситуації на протязі часу необхідного для відновлення нормального режиму.

### 3. НОВІ НАПРЯМКИ В ОТРИМАННІ ВОДНЮ

#### 3.1. Удосконалення методів електролізу води

Сучасний рівень техніки електрохімічного отримання водню робить цей метод досить економічним для виробництва невеликих кількостей водню. Для того щоб електроліз води став конкуренто-здатним процесом і задовільняв великих споживачів водню, а також для забезпечення його економічності в рішенні проблем водневої енергетики, необхідно розвивати і суттєво вдосконалювати технологію електролізу, знижувати собівартість електролітичного водню до рівня, що не перевищує цей показник при інших методах його виробництва [5]. При цьому необхідно вирішити ряд складних технічних і економічних завдань. Найбільше значення з них мають:

- зниження питомих витрат електричної енергії на отримання водню і збільшення коефіцієнта корисного використання енергії, що витрачається на електролітичне розкладання води;
- збільшення одиничної потужності електролізерів і підвищення надійності їх роботи;
- зниження питомих капітальних вкладень для організації виробництва водню електролітичним розкладанням води. Розробка нових напрямків розвитку технології електролізу води основана на результатах досліджень цього процесу, проведених в останні десятиліття в різних країнах. У цих розробках також успішно використовується великий досвід досліджень в області паливних елементів.

До найбільш важливих питань і технічних рішень, що використовуються при створенні нових варіантів процесу електролітичного розкладання води, відносяться наступні:

- розробка електродів (анодів і катодів) з каталітично активної (активованої) поверхнею по відношенню до процесів розряду кисню на аноді і водню на катоді для зниження перенапруги на електродах;
- розвиток робочої поверхні електродів з метою інтенсифікації процесу і створення електролізерів більшої потужності, розроблення проникних для газів

форм електродів і, зокрема, по-ристих електродів для виведення газів, що виділяються на електродах, що дозволить зменшити відстань між електродами. Це має особливо велике значення при використанні електролізерів, робота з високою густиною струму. Так зменшення втрат напруги в електроліті і діафрагми за рахунок зниження відстані між електродами від 10 до 5 мм в таких електролізерах дозволяє підвищити коефіцієнт корисної використання енергії на 5-8%.

У нових процесах електролізу водяної пари і електролізу з твердим полімерним електролітом вдалося знизити цю відстань до долей міліметра;

- розробка електродів з оксидів металів або їх сумішей для роботи при високих температурах, де металеві електроди недостатньо стійкі;
- підвищення робочої температури процесу електролізу в одних варіантах здійснення його до 120-200 ° С і в інших до 800-1000 ° С, що відкриває нові можливості для зниження витрат електричної енергії на процес розкладання води;
- здійснення процесу електролізу при підвищеному тиску, це призведе до значного збільшення температури;
- застосування нових конструкційних і захисних матеріалів, стійких при тривалій експлуатації в корозійно-активних середовищах при підвищених температурах.

Для захисту деталей електролізерів від корозії при контакті з електролітом знаходять застосування перфторовані полімери. Розробляються також і іонообмінні мембрани на основі перфторованих полімерів.

### 3.2. Виробництво екологічно чистих видів пального.

За даними МАГАТЕ в даний час енергетичний потенціал вуглеводневого сировини оцінюється величиною  $55 \times 10^{12}$  МВт · год при нинішньому щорічному витратам  $3 \times 10^{10}$  МВт · год. Оцінки показують, що з урахуванням зростання витрат вугілля може вистачити на 200-500 років, а газу і нафти – всього на 20-50 років. Їм потрібна термінова заміна, яку слід готувати вже на даний час. Одним з найбільш перспективних видів енергоносіїв, здат-

них з успіхом замінити вуглеводневу сировину і забезпечити людей дешевою енергією на багато століть в необмеженій кількості, являється водневе паливо.

Але собівартість отримання водню при електролізі води з використанням енергії АЕС (ККД 27%) - 1427-1732 дол. / Т. Для порівняння, середні точні витрати видобутку нафти оцінюються в 44 дол. / Т.

В даний час водень при всіх своїх перевагах є занадто дорогим заміною традиційним палив і доступний тільки для ракетних палив. Його вартість в  $1500/44 = 34$  рази дорожче традиційних палив. При використанні енергії низькотемпературного ядерного синтезу через вартість водню стає порядку 4,33 дол. / Т, т. Е. Його вартість стане в 10 разів дешевше бензину.

Таким чином, проблема заміни вугле-водних палив воднем знаходить своє рішення в використанні винаходів низькотемпературного ядерного синтезу: «При успішному вирішенні проблеми керованих термоядерних реакцій людство було б забезпечено практично невичерпними джерелами енергії, перевершуючи всі інші джерела. Справді, в 1 літрі води міститься близько 1/30 г дейтерію і його теплотворна здатність як термо-ядерного пального еквівалентна приблизно 300 л бензину.

Таким чином, якщо поєднати отримання ядерної енергії за допомогою низькотемпературного ядерного синтезу з виробництвом водню шляхом електролізу води, то при рівних умовах собівартість водню надається в 400-700 разів менше, ніж при використанні енергії АЕС (1 кг дейтерія здатний виділити в 4-7 разів більше енергії, ніж 1 кг урану-235). Звідки вартість електролітичного водню стає  $1732/400 = 4,33$  дол. / т.

Так, винахід Євсюкова Г. А. вирішує проблему забезпечення двигунним паливом і вказує шлях, як за допомогою низькотемпературного ядерного синтезу, що має необмежені запаси ядерного пального, калорійність якого в мільйони разів перевищує калорійність бензину, забезпечити майбутнім поколінням людей автомобільний транспорт дешевим екологічно чистим паливом на багато століть.



Більш доцільно для виробництва ядерної енергії в якості реагента використовувати нереалізовані радіоактивні відходи ядерних реакторів, що підлягають утилізації, припустимо, стронцій-90, цезій-137 та ін.

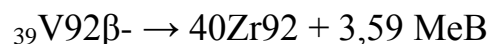
І тут разом з виробництвом водню буде здійснюватися продуктивна утилізація ядерних відходів, що відіб'ється на ще більшому зниженні вартості виробленого водню.

Іншим важливим завданням, розв'язуваної даними винаходом, є зниження екологічного забруднення навколишнього середовища і активна утилізація ядерних відходів.

Пропонований спосіб включає наступні операції:

- 1) в ядерний реактор, призначений для низькотемпературного ядерного синтезу, завантажують реагент (стронцій-90);
- 2) готують до роботи ядерний реактор;
- 3) готують до роботи електролізер;
- 4) включають в роботу ядерний реактор і електролізер.

В процесі роботи ядерного реактора відбувається опромінення реагенту нейтронами, виробленими основним генератором нейтронів, при цьому здійснюється наступний ланцюжок ядерних реакцій:



Разом: 18,68 MeV.

На цьому процес радіаційного захоплення нейтронів не закінчується, він може тривати багато разів. Реагент при цьому не витрачається і не втрачає здатність до радіаційного захоплення нейтронів. цикл роботи реактора завершується після того, як ядром реагенту (стронцію-90) буде захоплено 40 повільних нейтронів, в результаті чого воно перетвориться в стабільне ядро ксенону-130 у вигляді газоподібного компонента, який буде відкачано з активної зони реактора. При цьому буде виділена енергія порядку 314,3 MeV. Таким чином, 1 кг реагенту, що складається тільки з ядер стронцію-90, виділить

енергію  $20,9 \times 10^{26}$  MeV, що еквівалентно спалюванню 7,18 тис. т бензину. Це в 4 рази більше тієї енергії, яку може виділити 1 кг урану-235.

Енергія виділяється за рахунок витрати нейтронів в процесі їх радіаційного захоплення і зміни внутрішньоядерних зв'язків між нуклонами і перетворення нуклонів. У наведеному прикладі витрачені 2 нейтрона. Нейтрони виробляються основним генератором нейтронів за рахунок опромінення важкої води гамма-квантами або іншим способом. Таким чином, витрачено 2 дейтерона. Захоплений нейтрон виділяє енергію порядку  $18,68 / 2 = 9,34$  MeV. Щоб розділити дейтерон на протон і нейтрон витрачається енергія 2,2 MeV, отже, кожен прореагувавший дейтерон віддає корисну ядерну енергію зв'язку, рівну  $9,34 - 2,2 = 7,14$  MeV (1 MeV відповідає  $2,83 \cdot 10^{-17}$  ккал).

Таким чином, витрачення 1 кг дейтерію може виділити  $8,2 \times 10^{10}$  ккал енергії, що в 4,1 рази більше ніж 1 кг урану-235. Виділена енергія ядерного синтезу вловлюється теплоносієм і надходить в контур теплообміну, де перетворюється в електроенергію з ККД 27%. Найбільш перспективним способом отримання водню для енергетичних цілей є різні методи розкладання води з використанням ядерної енергії низькотемпературного ядерного синтезу. Це особливо актуально, оскільки традиційні копалини горючі матеріали не відтворюються, їх запаси, ціна, експлуатаційні та екологічні показники не можуть конкурувати з електролізним воднем, отриманим пропонованим способом.

Установка для виробництва екологічно чистого хімічного горючого, що містить блок електролізу води та отримання водню і кисню, підключений до джерела електричної енергії. Відрізняється тим, що забезпечена блоком перетворення енергії і блоком низькотемпературного ядерного синтезу з ядерним реактором, виконаним з можливістю здійснення реакцій низькотемпературного ядерного синтезу і з можливістю використання в якості енерговиділяючих елементів ядерних відходів, в тому числі стронцію-90. Установка включає основний генератор нейтронів, виконаний з можливістю виробництва нейтронів шляхом опромінення важкої води гамма-променями, множник нейтронів і пусковий генератор нейтронів. Блок електролізу води пов'язаний з блоком пере-

творення енергії і виробництва електричної енергії, джерелом, якої він служить. Установа призначена, уперше, для виробництва водню і кисню шляхом електролізу води з використанням найбільш дешевою електроенергії, виробленої за допомогою низькотемпературного ядерного синтезу.

Спосіб виробництва екологічно чистого хімічного пального шляхом електролізу води з отриманням водню і кисню, який відрізняється тим, що здійснюють реакції низькотемпературного ядерного синтезу в ядерному реакторі, в якості вихідного реагенту використовують радіоактивні відходи ядерних реакторів і дейтерій для виробництва нейтронів, ядерний синтез здійснюють шляхом радіаційного захоплення реагентом повільних нейтронів, що виділяється ядерну енергію перетворюють в електричний, яку використовують для здійснення електролізу води.

Установа для виробництва екологічно чистого хімічного горючого, що містить блок електролізу води та отримання водню і кисню, підключений до джерела електричної енергії, відрізняються тим, що забезпечена блоком перетворення енергії і отримання електричної енергії і блоком низькотемпературного ядерного синтезу з ядерним реактором, виконаним з можливістю здійснення реакцій низькотемпературного ядерного синтезу і з можливістю використання в якості енерговиділяючих елементів ядерних відходів, в тому числі стронцію-90, і включає основний генератор нейтронів, виконаний з можливістю виробництва нейтронів шляхом опромінення важкої води гамма-променями, помножувач нейтронів і пусковий генератор нейтронів, причому блок електролізу води пов'язаний з блоком перетворення енергії і виробництва електричної енергії, джерелом якої служить останній.

### 3.3. Фотогальванічні процеси

**Сонячний електричний водень.** Різні науково-дослідницькі роботи демонструють як функції сонячних елементів і елементів електролізу можуть бути об'єднані в одному пристрої, використовуючи один або більше фотоелектродів або фотокаталізаторів. Світло, що падає на фотоелектрод, виробляє електричний потенціал (напруга) на поверхності напівпровідника і електроліту. Цей потенціал сприяє роз-додатком води на водень і кисень. Гази зроблені

разом, тому потрібен певний засіб поділу.

Довжини хвиль

сильного ультрафіолетового світла мають досить енергії для розпаду води. Цей процес є неефективним, тому що ультрафіолетве світло становить лише 8% сонячного випромінювання.

**Фотоелектроди.** Певні хімічні елементи можуть перетворювати більш широкий спектр світла в електричну енергію, що робить використання сонячного спектра більш ефективним. Відповідні матеріали містять трохи солей, органічні барвники, напівпровідники, що поглинають ширший спектр світла (ширина забороненої зони повинна бути більш ніж 2.3 електронних вольт). Деякі різновидності морських водоростей мають ці властивості. Матеріали фотоелектрода взагалі можуть мати одну або більше з таких проблем:

- фотокоррозія, що викликає розкладання через легке пошкодження електрода;

- невідповідність температур: фотогальванічні процеси більш ефективні при низькій температурі, електролітичні реакції що протікають при більш високій температурі;

- невідповідність напруг: вихідна напруга фотоелектрода (1,5 Вт) не відповідає напрузі, необхідному для електролізу (2,2 Вт).

Ці проблеми змусили деяких дослідників зробити висновки, що використання безліч сонячних елементів іншими шляхами переважно. Інші дослідники продовжують працювати, оцінивши переваги єдиного процесу, який перетворює світло безпосередньо в водневе паливо. У пошуку речовин на роль фотоелектродов, оксиди сірки і фосфору безумовно були виключені. Змішування оксиду заліза і діоксиду титану з кремнієм виробляє фотоанод. Оксид заліза і оксид магнію включає в себе фотокатод. Два електрода поміщені в електроліті з водою, при наявності світла виробиться електролітичний водень і кисень. Реакція зазвичай не потребує вхідної напруги. Однак, що технічно можливо, не економічно. Дешевий доступний процес виробництва діоксиду титану тепер не доступний.

Під час експериментів порівняли дешевий цинк і сульфід кадмію з іншими речовинами у вигляді плівки на діоксиді силікону з великою кількістю платини, змішаної з сульфідом кадмію.

Висновок був таким:

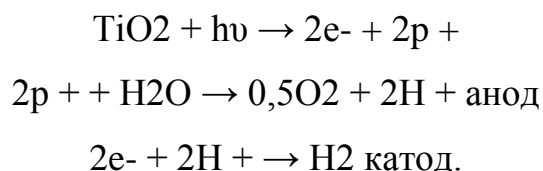
- ефективне фотографування допомогло зробити водень без участі благородного металевого каталізатора;
- речовина для поверхневого покриття цинку і сульфід кадмію не настільки важливий елемент;
- необхідний тісний контакт цинкового сульфід кадмію.

В інших експериментах 1 гр (0,002 фунта) сульфід цинку, поміщений в електроліт справив 16 л водню через 35 год без помітної дезактивації фотокаталізатора. При цьому не було ніякої потреби в платині, щоб посилити перенесення заряду.

**Електроліз сульфід водню.** Деякі речовини, що містять водень легше піддаються електролізу, ніж вода. Наприклад, сульфід водню - похідна природного газу, вугілля, і переробки нафти. На електроліз сульфід водню потрібно тільки 1/7 кількості енергії, що витрачається на електроліз води. Енергія, необхідна для розпаду сульфід водню досить низька, тому можна використовувати світло як джерело енергії для розпаду молекули



**Фотохімічне виробництво водню.** Отримання водню з методу фотоліза засноване на здатності поглиненого кванта світла розривати водневій зв'язки в молекулі води або інших водньомістких з'єднаннях [10]:



Ефективність його незначна і в залежності від виду комірки складають від 3 до 11%. Оцінити економічні показники цього методу поки досить важко.

Британська компанія Hydrogen Solar розробила фотоелектрохімічний метод розкладання води Tandem Cell, при якому розкладання води на водень і

кисень відбувається в тонкому шарі між двома фотоелектродами, що перетворюють сонячну енергію в електричний струм. ККД процесу автори оцінюють в 8%. Дослідна установка фотохімічного розливання води площею близько 65 см<sup>2</sup>, що працює в лабораторії Hydrogen Solar, виробляє кілька кілограмів водню в день.

За оцінкою вчених, якщо ККД системи довести до 10% і покрити такими панелями дах гаража, то можна виробляти водень, достатній для річного пробігу автомобіля на паливних елементах в 17 тисяч кілометрів. **Системи сонячної енергії.** Texas Instruments мають одну з небагатьох комерційних фотоелектрохімічних програм. Бромистоводнева кислота використовуються як фотоелектрод з електролітом з сірчаної кислоти і води. Фотоелектрод покритий мікросферами 0,25-0,40 мм в діаметрі. Мікросфери - фотоаноди і фотокатоди. Фотоаноди виділяють бром, в той час як водень з'являється на фотокатод. Електроліт знаходиться між двома скляними листами; один лист має струмопровідне покриття. Сонячне світло потрапляє через прозору сторону і виробляє водень з 7% -им ККД.

Головний покупець - Southern California Edison electric company (електричних компанія Едісона в Південній Каліфорнії). Панелі могли знаходитись на дахах будинків. Однокіловаттні панелі могли виробляти 1/3 електрики, необхідного дому. Але несподівано низька ціна енергії скоротила попит.

*Підсумок:* фотоелектроди використовують або напівпровідниковий порошок, або барвник, які перетворюють електрони водних молекул. У порівнянні з електролізом за участю сонячного елемента, фото-хімічне виробництво змішує водень і кисень, роз'їдає електроди, і має низьку ефективність.

#### 4. ПОРІВНЯННЯ РІЗНИХ МЕТОДІВ ВИРОБНИЦТВА ВОДНЮ

Водень може бути отриманий різними шляхами з використанням широкого діапазону технологій. Деякі з них використовують усталені промислові процеси, тоді як інші перебувають ще на лабораторній стадії; деякі можуть вводитися негайно для розвитку системи постачання воднем; інші вимагають значних досліджень і розвитку (табл. 4.1, 4.2).

Таблиця 4.1 - Порівняння методів отримання водню

Технологія отримання водню	Переваги	Недоліки
Електроліз	Усталена і комерційно доступна технологія; Промисловий процес, що допускає модуляцію; Висока чистота кінцевого продукту, зручний для отримання водневих відтворювальних енергоджерел; Компенсує періодичну природу деяких джерел поновлюваної енергії	Високі енерговитрати, конкуренція з прямим використанням відновлюваної електроенергетики
Конверсія вуглеводнів	Добре вивчений у великих масштабах; Широко розповсюджений процес; Низька вартість продукту	Маломасштабні пристрої не мають комерційного значення; Кінцевий продукт містить домішки, потрібна газоочистка; Викиди двоокису вуглецю; Паливо може використовуватись безпосередньо
Газифікація твердого пального і біомаси	Технологія добре вивчена для важких вуглеводнів у великих масштабах; Може бути використана для твердих і рідких палив; Продемонстрована газифікація біомаси	Маломасштабні пристрої; Кінцевий продукт вимагає інтенсивного очищення перед використанням; Конкуренція з синтетичним паливом з біомаси і вугілля

Термохімічні і комбіновані цикли	Принципово можливе виробництво великих обсягів при низькій вартості і без викидів парникових газів для важкої промисловості і транспорту	Процес складний, ще не має комерційного значення, потребує довготривалих досліджень (Близько 10 років) матеріалів, удосконалення хімічної технології; потрібно високотемпературний ядерний реактор (ВТЯР) або сонячні концентратори
Біохімічні процеси	Потенційно великий ресурс	Мала швидкість накопичення водню; Потрібні великі площі; найбільш підходящі об'єкти ще не знайдені



Таблиця 4.2 - Вартість тонни товарного водню при великомасштабному виробництві різними методами

Процес виробництва водню	Джерело енергії	ККД, %	Температура	Вартість тис., дол/т
Парова конверсія	Природний газ	60-75	1100-1300	1,2-1,6
Парокисневий конвектор	Природний газ	67-70	1100-1200	1,1-1,5
Цільове виробництво на НПЗ	Нафтові фракції, сухі гази НПЗ	67-70	1100-1200	2-2,6
З вугілля	Вугілля	60-80	1200-1400	2-2,4
Лужний елетроліз	Електроенергія базисна і "провальна"	20-30	350	3,9-5,1
ТПЕ(твердополімерний електроліт)		20-36	450	2,5-3,2
Лужний елетроліз	Електроенергія від СЕС і ВЕУ	$\geq 7$ $\geq 10$	350	7-10 10-30
Високотемпературний електроліз	Електроенергія і теплота від АЕС	40-42	1000-1300	2,3-3,5
Термохімічні цикли	Електроенергія і теплота від ВТГР	35-45	1100	1,6-6,7
Теплоелектрохімічні цикли		$\geq 50$	1100-1300	1,5-7,4
Біохімічні процеси	Сонячна енергія	10<	310-340	>12

Таблиця 4.3 - Вартість водню, виробленого методом електролізу в США

Вартість електроенергії, дол. / (кВт · год)	Вартість водню, дол. / Кг
0,02	1,34-1,75
0,04	2,56-2,97
0,08	5,51-6,05

Частка вартості урану в вартості теплової енергії, одержуваної від атомного реактора, становить 18%. При подвоєнні ціни на уран вартість енергії підвищиться на 14%, а при чотириразове збільшення коштовності урану ціна на енергію підвищиться на 40%. Це вказує на відновувальну стабільність цін на тепло, що отримується від атомного реактора. Дані по природним паливам наведені в табл. 4.3.

Вплив ціни первинних джерел енергії на вартість водню можна бачити на наступному прикладі. Якщо прийняти вартість водню отриманого парової конверсією за 1, то при заміні газу йде на згоряння, теплом від реактора отримаємо вартість 0,8. При використанні тепла реактора в термохімічній циклі вартість того ж кількості водню буде 0,41. Широке використання тепла атомних реакторів зробить водневе паливо в майбутньому дешевше природного газу і нафти.

Що стосується капітальних вкладень в обладнання на виробництво власне водню, то вони не великі в порівнянні з вартістю обладнання АЕС і падають з ростом потужності за воднем. Вважають, що потужність атомної станції з виробництва водню може в 1000 разів більше, ніж станція для отримання електроенергії, що знизить вартість водню в п'ять разів.

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

АЕС з точки зору охорони праці є одними з найбільш небезпечних об'єктів, оскільки вони пов'язані з використанням ядерного палива.

Площадка для будівництва АЕС повинна розташовуватись поблизу водоймищ, мати відносно рівну поверхню та нахил 0,001-0,002% для стоку поверхневих вод.

Згідно ГОСТу 120.003-74\* у реакторному залі на оперативний персонал, що забезпечує нормальну експлуатацію реактора діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

1) фізичні:

- підвищений рівень іонізуючих випромінювань в робочій зоні;
- підвищений рівень вологості в робочій зоні;
- підвищений рівень шуму на робочому місці (робота реактора, систем вентиляції);
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищена температура повітря на робочому місці;
- відсутність природного світла;

2) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (статичні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність роботи, перенапруження аналізаторів).

### **5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту**

Приміщення відноситься до надзвичайно небезпечних:

- можливість одночасного контакту обслуговуючого персоналу з корпусом споживача електроенергії та з металоконструкціями, що мають контакт із землею.

Важливим завданням охорони праці є забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу у реакторному залі, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

Засоби захисту працюючих по характеру їх використання поділяються на колективні та індивідуальні. Загальні вимоги: сполучення захисних функцій з забезпеченням оптимальних умов для трудової діяльності, висока ступінь захисної ефективності, надійність та зручність обслуговування машин та механізмів, облік індивідуальних особливостей обладнання. Для зниження наслідків небезпечних факторів наявності високої напруги необхідне проведення ряду технічних та організаційних заходів.

До технічних заходів відносять:

- перевірку відсутності напруги на струмоведучих частинах обладнання перед початком ремонтних та налагоджувальних робіт;
- накладання захисних заземлень з використанням блокувань;
- використання діелектричних штанг, килимів, кліщів та інші;
- огороження місця роботи та розташування попереджувальних або забороняючих плакатів;
- постійний контроль за ізоляцією;
- живлення електроінструмента та переносних світильників від окремих трансформаторів з заземленою вторинною обмоткою 12 В.

До організаційних заходів відносять:

- проходження персоналом медичного огляду на предмет професійної здатності;
- регулярне навчання з метою підвищення кваліфікації;
- проведення робіт по наряду-допуску, після інструктажу і призначення допускаючого, наглядаючого і т.д.;
- регулярна перевірка кваліфікації;
- створення виробництвом всіх умов для безпечної роботи персоналу;
- підготовка персоналу.

Робота з персоналом енергопідприємств та організацій повинна проводитись у відповідності з “Керуючими вказівками по організації роботи з персоналом на електростанціях, в електричних і теплових мережах”. Роботу з персоналом повинні організовувати та систематично контролювати керівники в енергоуправління, підприємств та організацій.

Періодична перевірка знань робітників, інженерно-технічного, експлуатаційного та ремонтного персоналу енергопідприємств, виробничих служб енергоуправлінь, диспетчерських управлінь, робочого та інженерно-технічного персоналу ремонтних та налагоджувальних підприємств, а також інших інженерно-технічних робітників повинна проводитись:

- по “Правилам технічної експлуатації електростанцій та мереж”, виробничим та посадовим інструкціям – один раз у два роки;
- по правилам техніки безпеки – один раз у рік;
- по “Правилам ядерної безпеки АЕС” – один раз у два роки;
- по “Правилам радіаційної безпеки при експлуатації АЕС” – один раз у рік.

Інші інженерно-технічні, а також керуючі робітники всіх підприємств та підрозділів енергоуправлінь, диспетчерських управлінь, ремонтних та налагоджувальних підприємств та організацій, пов’язаних по своїй посаді з управлінням енергетичними підприємствами або з ремонтом, випробуванням та налагодженням енергообладнання, проходять перевірку знань дійсних Правил, правил техніки безпеки та радіаційної безпеки один раз в три роки.

5.1.1 Електрична частина пристроїв теплової автоматики, теплотехнічних вимірювань та захистів.

Правила цього розділу повинні виконуватись при виконанні робіт в електричній частині пристроїв ТАВ та технічних засобів АСК. Міри безпеки при обслуговуванні тепломеханічної частини пристроїв ТАВ наведені в НАОП 1.1.10-1.02-83 “Правила техніки безпеки при експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій та теплових мереж”.

Всі роботи в пристроях ТАВ, розміщених на діючому обладнанні, яке знаходиться в різних цехах, слід проводити за дозволом начальника зміни (чергового) цеху, в якому потрібно буде працювати.

Допускаючим до робіт на пристроях ТАВ по нарядах є начальник зміни (черговий) цеху (ділянки) ТАВ. При відсутності на зміні чергових, а також при виконанні робіт на територіальних об'єктах допускаючим по нарядах може бути працюючий із складу оперативно-виробничих працівників.

Допуск до робіт за розпорядженням можуть здійснювати чергові або оперативно-виробничі працівники того цеху (ділянки) ТАВ або інших цехів (ділянок), де знаходяться робочі місця, визначені розпорядженням.

По розпорядженню можна виконати роботи по ремонту, випробуванню і налагодженні пристроїв ТАВ, які не потребують зміни схеми або режиму роботи обладнання.

Вимикати електрообладнання пристроїв ТАВ, яке має вплив на теплове та електричне навантаження, слід після отримання дозволу (розпорядження) начальника зміни станції або начальника технологічного цеху.

В пристроях ТАВ за розпорядженням, одноосібно, працівник з групою ІІІ може виконувати такі роботи:

- налагодження реєстраційної частини приладів;
- заміну манометрів (крім електроконтактних), дифманометрів, термопар;
- усунення дефектів в приладах теплотехнічного контролю на блочних щитах керування;
- ремонт комплексу технічних засобів вимірювальної техніки АСК;
- налагодження і перевірку параметрів настроювання електронних блоків авторегуляторів;
- ущільнення коробок зажимів;
- нанесення надписів, маркування стендів, датчиків, виконуючих механізмів, панелей і т.д.;

– обдування щитів, панелей стиснутим повітрям.

Підготовка ділянки технологічного обладнання перед допуском до робіт на пристроях ТАВ повинні проводити чергові цеху, в оперативному керуванні якого знаходиться технологічне обладнання.

Операції з комутаційною апаратурою на пультах, розподільчих щитах і зборці пристроїв ТАВ можуть виконувати чергові або оперативно-виробничі робітники з групою III, а також керівник робіт ремонтної бригади з групою IV, якщо робітник, що видає наряд або віддає розпорядження, доручає йому включення та відключення комутаційної апаратури з записом про це в стрічці “Окремі вказівки” наряду, а при виконанні робіт за розпорядженням – з записом при реєстрації цього розпорядження.

Випробувальне включення регуляторів в процесі налагоджування або ремонту за проханням керівника робіт повинні проводити чергові цеху, в оперативному керуванні якого знаходиться технологічне обладнання.

Випробування і перевірку під напругою окремих елементів та ділянок схеми або вузла пристроїв ТАВ під час капітального ремонту виконуються з дозволу начальника зміни (чергового) технологічного цеху, якщо:

- робота зупинена;
- виведені працівники від обладнання, що випробовується;
- зняті захисні заземлення;
- зняті огорожі та плакати безпеки.

Бригади на суміжних ділянках можуть продовжувати роботу при умові відключення цих ділянок, огороження їх від випробувального обладнання і забезпечення безпечних умов для тих, хто працює.

Включення та відключення електрообладнання слід проводити з дозволу начальника зміни (чергового) технологічного цеху.

Роботи, які пов’язані з неодноразовими включеннями та відключеннями електрообладнання в процесі випробовування, дозволяється проводити без

оформлення перерв в наряді, але з обов'язковим виконанням необхідних технічних заходів.

Встановлення і зняття переносного заземлення повинні виконувати чергові або оперативно-виробничі працівники цеху (ділянки) ТАВ. При відключенні пристроїв ТАВ комутаційною апаратурою, яка обслуговується працівниками цеху, встановлювати та знімати заземлення біля відключених комутаційних апаратів повинні працівники електроцеху.

## 5.2 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### 5.2.1 Мікроклімат.

Для підвищення працездатності та збереження здоров'я важливо створити для людини стабільні метеорологічні умови мікроклімат повітряного середовища, в поняття якого входять температура, відносна вологість, швидкість руху повітря та інтенсивність теплового випромінювання.

В реакторному приміщенні виконуються роботи середньої важкості пов'язані з ходьбою, наглядом за нагляд за контрольно-вимірюючими приладами, та які супроводжуються помірним фізичним навантаженням.

Таблиця 5.1 - Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні реакторного відділення

Період року	Категорії робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
<i>Холодний</i>	Легка Іа	21-25	До 75%	< 0,1
<i>Теплий</i>		22-28	До 55%	0,1-0,2

Для забезпечення мікроклімату передбачено підтримання температури, відносної вологості, та швидкості руху повітря в допустимих межах за допомогою підігрівачів, осушувачів повітря.

### 5.2.2 Виробниче освітлення.



Для освітлення робочих місць персоналу застосовують штучне освітлення.

Таблиця 5.2 – Характеристика зорової роботи

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкту розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристика фона	Освітленість, лк	
						Штучне освітлення	
						Комбіноване	Загальне
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	a	Високий	Світлий	300	150

Для забезпечення нормального світлового режиму застосовують штучне загальне і місцеве освітлення. Бажано застосовувати для загального освітлення чотирилампові люмінесцентні світильники. На робочих місцях встановлюються світильники місцевого освітлення з лампами розжарювання.

### 5.2.3 Виробничий шум.

Основні джерела шуму:

- система вентиляції, працюючий реактор;
- Головний циркуляційний насос.

Дія шуму на людину небажана. Нормування шуму виконується по граничному спектру шуму і за рівнем звуку в децибелах.

Припустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівню звуку на робочих місцях приймаються відповідно до вимог СН 32.23-85.

Пронормуємо дію шуму в реакторному приміщенні АЕС. Нормування шуму здійснюється у відповідності із "Санітарними нормами допустимих рівнів шуму на робочих місцях". Характеристикою постійного шуму на робочих місцях є рівні звукового тиску (дБ) в октавних полосах із середньгеометричними частотами.

Таблиця 5.3 – Нормування дії шуму в реакторному залі

Робоче місце	Рівні звукового тиску, дБ, в активних полосах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Реакторне відділення АЕС	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для боротьби з вентиляційним шумом рекомендується застосовувати вентилятори з низьким рівнем шуму. Внутрішні поверхні обшивки виконувати із звукопоглинаючих матеріалів.

#### 5.2.4 Виробничі вібрації.

Джерелом вібрації в приміщенні, що проектується є вентиляційна установка, та ГЦН (головний циркулюючий насос) що відноситься до типу загальної вібрації.

Таблиця 5.4 – Характеристики вібрації в реакторному залі

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц					
	2	4	8	16	31,5	63
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$

Основними методами по зменшенню рівня вібрації є:

- відстроювання від режиму резонансу шляхом раціонального вибору маси чи жорсткості коливної системи;
- зміна конструктивних елементів машин і будівельних конструкцій;

#### 5.2.5 Виробничі випромінювання.

Найбільшу небезпеку становлять нейтронне і  $\gamma$ -випромінювання.

Ядерні реактори є інтенсивним джерелом нейтронного і  $\gamma$ -випромінювання. Потужність дози поблизу активної зони в  $10^{11}$  –  $10^{12}$  разів більше припустимих рівнів для персоналу. Навіть при віддаленні на 100 м від неекранованого ядерного реактора потужністю 1000 МВт потужність дози

проникаючих випромінювань ще дуже велика і дорівнює приблизно  $10^4$  бер/год. Тому реактор оточують спеціальним захистом, основне призначення якого – знизити потужність дози до допустимих значень. Необхідна кратність ослаблення потоків нейтронного та  $\gamma$ -випромінювання може бути досягнута лише товстими шарами (кілька метрів) захисних матеріалів. У якості матеріалів захисту реакторів зазвичай використовуються вода, сталь, чавун, бетони з різними заповнювачами (найбільше часто застосовується серпентиніт).

Захист від радіаційних випромінювань складається з комплексу організаційних і технічних заходів, які здійснюються екрануванням джерел випромінювання чи робочих місць, віддаленням робочих місць від джерел і скороченням часу опромінення, засобів індивідуального захисту. Доза опромінення тим менша, чим менший час опромінення і чим більша відстань від джерела опромінення до працюючого.

На дверях приміщень і інших місцях з джерелами радіаційних випромінювань наносяться попереджувальний знак радіаційної небезпеки.

Попередження професійних захворювань забезпечується медичним контролем за станом здоров'я працюючих в місцях знаходження радіоактивних речовин.

Технічні міри захисту полягають в екрануванні, за допомогою чого можливо знизити опромінення на робочому місці до будь-якого заданого рівня. В основі захисного екранування полягає визначення матеріалу та необхідної товщини екрана для поглинання випромінювання.

Захист відстанню. Віддалення персоналу від джерела випромінювання є особливо ефективним, так як потужність дози та доза зворотно пропорційна квадрату відстані.

Екранування джерел випромінювання.

При екрануванні  $\alpha$ -джерел товщина матеріалу екрану повинна бути не менша ніж довжина пробігу  $\alpha$ -частки в даному середовищі та визначатися за формулами, або за таблицею 5.5.

Таблиця 5.5 – Характеристики опромінення персоналу, що працює в реакторному залі

Категорія осіб, що опромінюються	Призначення приміщення	Проектована потужність дози, мкРг/ч
Категорія А при роботі 36 годин на тиждень, 50 тижнів на рік	Постійне перебування персоналу Перебування персоналу не більш ніж 18 годину тиждень	14
		28
Категорія Б при роботі 41 годину на тиждень, 50 тижнів на рік	Будь-які приміщення закладу та територія санітарно-захисної зони, де можуть знаходитись особи, що належать категорії В	1,2
Категорія Б при роботі 168 годину на тиждень, 52 тижнів на рік	Будь-які приміщення (в тому числі житлові) та площа в зоні нагляду	0,3

Екрани для захисту від  $\beta$ -часток виготовляють із матеріалів з малим атомним номером, щоб уникнути тормозного випромінювання. В якості захисних матеріалів використовують плексиглас, алюміній або скло.

Захист від рентгенівського та  $\gamma$ -випромінювання. Для захисту застосовуються екрани виготовлені із матеріалів з великим атомним номером (свинець, залізо), а для стаціонарних захисних пристроїв – бетон, барітобетон та інші.

Захист від нейтронів. Надійним захисним матеріалом від швидких нейтронів є вода та водомісткі матеріали, парафін, а також графіт, берилій та інші. Нейтрони малої енергії добре поглинаються бором. Тому бор вводиться у бетон, свинець, резину та інші матеріали.

Засоби індивідуального захисту. Працюючи з відкритими джерелами випромінювання необхідно застосовувати спецодяг, який захищає від радіоактивних випромінювань, а також від  $\alpha$ - та, по можливості, від  $\beta$ -випромінювань. Тип спецодягу залежить від класу роботи, що виконується.

Для захисту шкіри рук необхідно використовувати захисні рукавички та дистанційні інструменти.

### **5.3 Пожежна безпека**

На АЕС що проектується, повинні бути виконані протипожежні заходи, розроблений та затверджений оперативний план пожежогасіння, який складається пожежною охороною разом з керівництвом підприємства.

Якщо палаюча електроустановка не відключена і знаходиться під напругою, то її гасіння пов'язано з небезпекою враження електричним струмом. Якщо зняти напругу неможливо, то допускається гасіння установки, що знаходиться під напругою, з дотриманням особливих мір електробезпеки, що передбачено інструкцією з гасіння пожеж в електроустановках електростанцій і підстанцій. Керівником гасіння пожежі до прибуття першого пожежного підрозділу є старший по зміні енергетичного об'єкту – начальник зміни, черговий інженер, диспетчер електромереж, черговий по підстанції.

Відключення приєднань, на яких горить електроустаткування, може виконуватись черговим без попереднього дозволу оперативного персоналу, але з наступним повідомленням.

Гасіння пожеж ручними засобами в сильно задимлених приміщеннях енергопідприємств без зняття напруги не допускається.

Щити керування станції чи підстанції напругою до 0,4 кВ є найбільш відповідальною частиною електроустановки, тому найбільшу увагу при гасінні пожежі потрібно приділяти збереженню встановленої на них апаратури. При цьому персонал повинен по можливості зняти напругу з палаючих панелей і приступити до гасіння вогнегасниками. Відповідно до ОНТП 24-86 в залежності по пожежній і вибуховій небезпеці реакторний зал можна віднести до категорії Г .

Таблиця 5.6 – Категорії приміщень і будівель за вибухо- та пожежонебезпекою

Категорія приміщення	Характеристика речовин та матеріалів, що знаходяться у приміщенні
Г	Негорючі речовини і матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променевої теплоти, а також горючі гази, рідини і тверді речовини, які спалюються або утилізуються у вигляді палива.

Згідно ОНТП 24-86 приміщення виробництв категорій Г виконані з будівельних конструкцій II ступені вогнестійкості.

Таблиця 5.7 – Клас приміщень і зон по вибуховій і пожежній небезпеці (ПБЕ)

Ступінь вогнестійкості	Конструктивні характеристики
II	Будівлі з несучими і відгороджувальними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. В покриттях будівель допускається застосовувати незахищені сталеві конструкції.

Таблиця 5.8 – Межі вогнестійкості будівельних конструкцій

Ступінь вогнестійкості будівель	Стіни				Колони	Драбинні площадки, косоури, балки, марші драбинних кліток	Плити, настили із утеплювачем, інші несучі конструкції	Елементи покриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі перегородки				Плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рами
II	$\frac{2}{0}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{2}{0}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{0.75}{0}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{0.25}{0}$

Найбільша відстань до евакуаційного виходу становить 100 м.

Для забезпечення пожежної безпеки на території АЕС та вході у реакторну залу встановлюються пожежні щити.

До комплекту засобів пожежогашіння, які розміщені на одному щиті, включено:

- вогнегасники (ВВ-8) – 3 шт.;
- ящик з піском місткістю 3 м<sup>3</sup> – 1 шт.;
- покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті, розміром 2м.×2м. – 1 шт.;
- гаки – 3 шт.;
- лопати – 2 шт.;
- лопати – 2 шт.;
- сокири – 2 шт.

Ящики для піску укомплектовані совковими лопатами.

Конструкція ящика забезпечує зручність діставання піску та виключати попадання опадів.

Кількість додаткових перевізних вогнегасників визначаємо за площею реакторної зали, яка складає  $66 \times 78 = 5148 \text{ м}^2$ . Необхідно встановити 6 вогнегасників типу ВП-50.

#### 5.4 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП 330 кВ

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ). Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом.

$h_x$  – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити;  $h$  – висота блискавковідводу;  $L$  – відстань між блискавковідводами.

$h_x$ ,  $h$ ,  $L$  – беруться на підставі обраної схеми ВРП.

$r_x$  – радіус зони захисту одного БВ, м:

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

$h_0$  – 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:

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

$R$  – 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.

$$h_{\bar{o}} = 26 \text{ м}, \quad h = 40 \text{ м}, \quad L = 48 \text{ м};$$

$$r_{\bar{o}} = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_{\bar{o}}) = 1,5 \cdot (40 - 1,25 \cdot 26) = 11,25 \text{ м};$$

$$h_0 = 4 \cdot 40 - \sqrt{9 \cdot 40^2 + 0,25 \cdot 48^2} = 37,62 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) = 3 \cdot (37,62 - 1,25 \cdot 26) = 15,36 \text{ м};$$

$$R = 4 \cdot 40 - 37,62 = 122,38 \text{ м}.$$

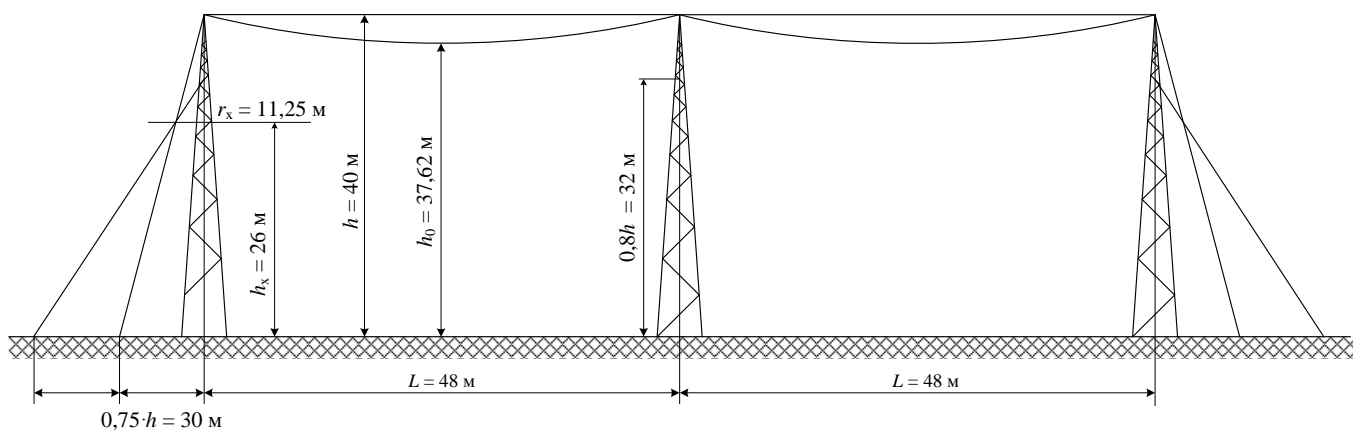
Для інших пар блискавковідводів розрахунки проводяться аналогічно, результати розрахунку приведемо в таблиці 5.9.

Таблиця 5.9 – Розраховані величини

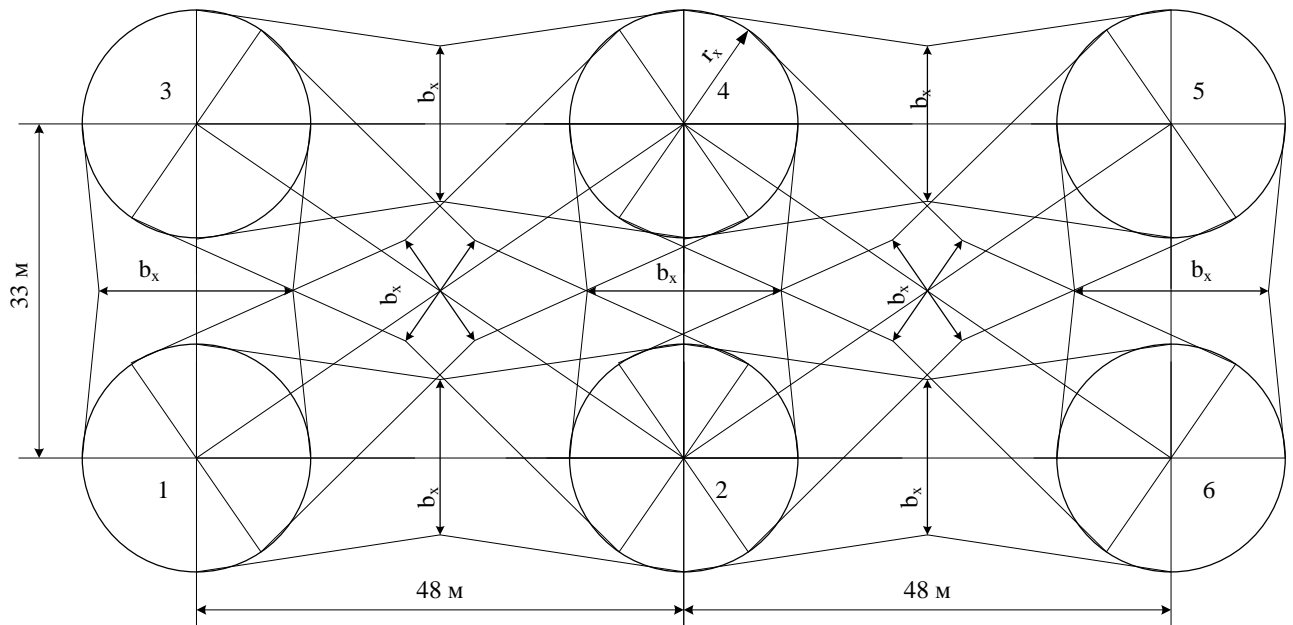


Пари блискавко- відводів	$L$ , м	$h_0$ , м	$b_x$ , м	$r_x$ , м
1-2, 3-4, 4-5, 2-6	48	37,62	15,36	11,25
1-4, 2-3, 2-5, 4-6	58,25	36,52	12,06	11,25
1-3, 2-4, 5-6	33	38,87	19,11	11,25

Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рис 5.10 а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.



а – вид збоку



б – вид зверху

Рисунок 5.10 – Зони захисту РП блискавковідводами

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

### 5.5 Розрахунок заземлення для ВРП 330 кВ

Таблиця 5.11 Вхідні дані для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-330 кВ
Площа, м <sup>2</sup>	24684 (102×242)
Питомий опір верхнього ( $\rho_1$ ) та нижнього ( $\rho_2$ ) шарів ґрунту, Ом·м	700, 70
Товщина верхнього шару ґрунту ( $h$ ), м	2
Глибина закладання ЗП ( $t$ ), м	0,7

Таблиця 5.12 Визначення величин необхідних для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-330 кВ
Кількість вертикальних заземлювачів ( $n_B$ ), шт	44
Довжина вертикального заземлювача ( $l_B$ ), м	4
Середня відстань між вертикальними заземлювачами ( $a$ ), м	15,64
$\sqrt{S}$ , м	157,1
$\frac{\rho_1}{\rho_2}$	10
$\frac{a}{l_B}$	3,91
$(h-t)/l_B$	0,325
$(l_B + t)/\sqrt{S}$	0,03

Опір заземлюючого пристрою [3,4]:

$$R_{\zeta} = \dot{A} \cdot \frac{\rho_{\dot{a}\dot{e}\dot{a}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\dot{a}\dot{e}\dot{a}}}{L_{\dot{A}} + L_B},$$

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

$\rho_{\dot{a}\dot{e}\dot{a}}$  – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·м;

$L_{\dot{A}}$ ,  $L_B$  – сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

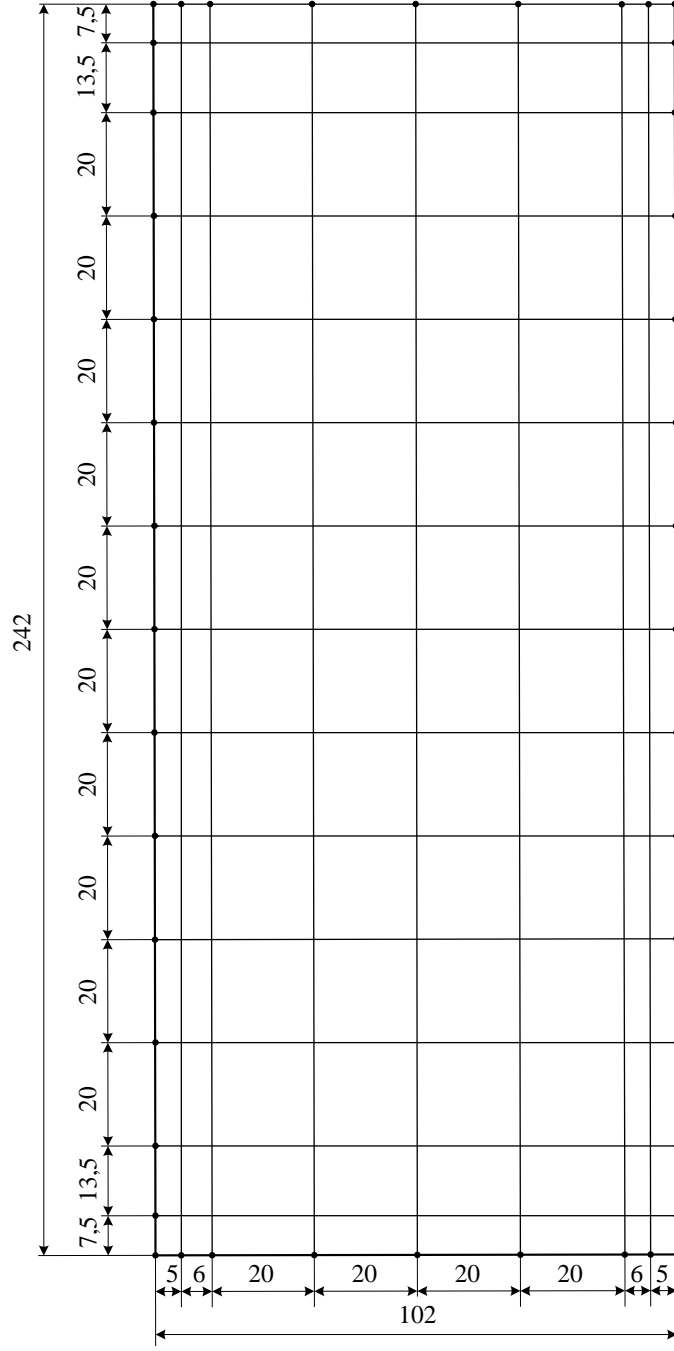


Рисунок 5.11 – Схема заземляющего устройства ВРП-750 кВ

$$\dot{A} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}};$$

$$A_1 = 0,444 - 0,84 \cdot 0,03 = 0,4188.$$

З таблиці 7.6 [3] визначаємо, що

$$\rho_{екв.1} / \rho_1 = 2,33;$$

$$\rho_{екв.1} = 2,33 \cdot 700 = 1631 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$L_\Gamma + L_B = (102 \cdot 15 + 242 \cdot 9) + 4 \cdot 44 = 3884 \text{ м.}$$

Опір заземлюючого пристрою:

$$R_\zeta = 0,4188 \cdot \frac{1631}{157,1} + \frac{1631}{3884} = 4,77 \text{ Ом} > R_{з\dot{д}он} = 0,5 \text{ Ом.}$$

На території ВРП є природні заземлювачі:

а) системи «трос-опори»:

$$R_{n1} = 1,0 \text{ Ом};$$

б) фундаменти опор:

$$R_{n2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо їх до заземлюючих пристроїв:

$$R'_\zeta = \frac{4,77 \cdot 1,2 \cdot 1,0}{4,77 \cdot 1,2 + 4,77 \cdot 1,0 + 1,2 \cdot 1,0} = 0,49 \text{ Ом} < R_{з\dot{д}он} = 0,5 \text{ Ом.}$$

## **6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА**

### **6.1 Визначення кошторисної вартості проектованої електростанції**

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл.6.1. Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до ЕС порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних ЕС.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку виконуємо в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

Таблиця 6.1. Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд.2	В тому числі по видах затрат, тис. у.о.						Загальна вартість, тис.у.о.
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	1,8%	50%	31680	2%	1267,2	48%	30412,8	63360
2	Об'єкти основного виробничого призначення	1600-1750	70,0%	2464000	29,5%	1038400	0,5%	17600	3520000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	1,0%	80%	28160	20%	7040			35200
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	37171,2	12%	5068,8			42240
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3,0%	93%	98208	7%	7392			105600
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8%	90%	88704	10%	9856			98560
7	Упорядкування території	0,3%	100%	10560					10560
8	Тимчасові будівлі та споруди	4,0%	80%	112640	10%	14080	10%	14080	140800
9	Інші роботи та затрати	4,0%					100%	140800	9360
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%					100%	5280	624
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5%					100%	17600	936
12	Проектні і дослідні роботи	6,5%					100%	228800	15600
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1,0%					100%	35200	3120
	Всього по розділах 1-13			2871123,2		1083104		489772,8	4444000
	В т.ч. поворотні суми			143556,16					11368,5
	-5% від К <sub>БМР</sub>			2727567,04		1083104		489772,8	4300443,84

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

$$\hat{E}_{\text{в\textit{т}}} = \frac{\hat{E}_{\Sigma}^{\text{в\textit{т}}}}{N_{\text{в\textit{т}}}}, \quad (6.1)$$

$$\hat{E}_{\text{в\textit{т}}} = \frac{4300443,84}{2200} = 1954,75 (\text{грн} / \text{кВт}),$$

де  $K_{\Sigma}^{\text{в\textit{т}}}$  - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн;  $N_{\text{в\textit{т}}}$  - встановлена потужність АЕС, кВт.

## 6.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовому та дипломному проекті рекомендується використовувати методику укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проектних інститутах.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

## 6.3 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених «Національними стандартами по бухгалтерському обліку». Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку «Основні засоби». Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об'єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об'ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ( $T_n = 20$  років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ( $T_n = 4$  роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ( $T_n = 6$  років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює:

1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1- 2%, 2-3%, 3- 5%. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл.1) по слідуючих формулах:

$$ОФ_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}), \quad (6.2)$$



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

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

$$ОФ_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл.5}) + K_{інш.}, \quad (6.3)$$

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

де  $K_{БМР}$  - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи;  $K_{БМР5}$  - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.8.1;  $K_5$  - капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку ( п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку);  $K_{обл.}$  - вартість обладнання ЕС;  $K_{інш.}$  - капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань виконаємо у табличній формі (табл. 6.2).

Таблиця 6.2. Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ тис.у.о.	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань тис. у.о.
Ф1	1577615,42	7	110433,08
Ф2	105600	28	29568
Ф3	2617228,42	20	523445,69
Разом	4300443,84		663446,77

#### 6.4 Визначення фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

За заданими значеннями потужностей блоків визначаємо штатний коефіцієнт. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається

для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum \kappa_{um.i} * N_{вст.i} = 1430, \quad (7.4)$$

де  $\kappa_{um.i}$  - штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.i}$  - сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Штатний коефіцієнт для блоків 440 МВт приймаємо рівним 0,65.

Загальна кількість персоналу ділиться по категоріям у відповідності з рекомендаціями, приведеними у таблиці 7.3:

Таблиця 7.3. Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ЕС

Категорія працівників	Чисельність працівників	
	У % від загальної кількості	Кількість, чол.
Робітники	80	1144
ІТР	16	229
Службовці	3,5	50
МОП	0,5	7

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 7.4.

Таблиця 8.4. Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, у.о.

Категорія працівників	АЕС
	Заробітна плата, грн
Робітники	2800-3200
Службовці	3000-3400
ІТР	3500-4300
МОП	2000-2200

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається по формулі:

$$S_{зп} = \sum 12 * Z_i * n_i, \quad (7.5)$$

де  $Z_i$  - середня заробітна плата робітника  $i$ -ої категорії;  $n_i$  - кількість робітників  $i$ -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 7.5.

Таблиця 7.5. Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, у.о.
робітники	1144	43929600
ІТР	229	9343200
службовці	50	2580000
МОП	7	184800

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 8 по формулі:

$$И_{зп} = (1,57 \times (S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80 \times (S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ сл.}})) \times K_k \times K_b, \quad (8.6)$$

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

де 1,57; 1,80 - коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;  $K_k$  - коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);  $K_b = 1,375$  - коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби ( пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування ).

## 6.5 Витрати на паливо

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції.

Усі особливості визначення витрат на паливо для АЕС пов'язані з особливостями використання ядерного палива. Ціна свіжого ядерного па-

лива враховує усі затрати паливного циклу, і для розімкненого паливного циклу може бути виражена при допомозі слідуючої формули:

$$\ddot{O}_{\tilde{n}\hat{a}} = \ddot{O}_{\hat{i}\hat{i}} + \ddot{O}_{\hat{c}\hat{a}} + \ddot{O}_{\hat{a}\hat{e}\hat{a}} + \ddot{O}_{\hat{o}\hat{n}\hat{a}} + \ddot{O}_{\hat{a}\hat{e}\hat{o}} = 760 \text{ (у.о./кг)},$$

де  $\ddot{O}_{\text{поч}}$  – початкова ціна ядерного палива;

$\ddot{O}_{\text{зб}}$  – ціна збагачення палива по  $U^{235}$ ;

$\ddot{O}_{\text{виг}}$  – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$\ddot{O}_{\text{тсв}}$  – ціна транспортування свіжого палива;

$\ddot{O}_{\text{вит}}$  – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

Річні витрати на паливо для АЕС визначаємо по слідуючому виразу:

$$\dot{E}_{\dot{I}} = \frac{100 \cdot \ddot{O}_{\tilde{n}\hat{a}} \cdot \hat{A}\hat{e}\hat{o}}{24 \cdot \hat{y}\hat{a} \cdot \eta_{\text{АН}}^{\text{т}}}, \quad (7.7)$$

$$\dot{E}_{\dot{I}} = \frac{100 \cdot 760000 \cdot 15285293,18}{24 \cdot 26000 \cdot 0,65} = 2864108190 \text{ (грн)},$$

де  $E_{\text{вир}}$  - кількість виробленої за рік електроенергії;  $V_{\text{яг}}$  - середня глибина вигорання ядерного палива в стаціонарному режимі, МВт×доба/т.

Таблиця 6.6. Середня глибина вигорання ядерного палива для реакторів різного типу

показник	Потужність		
	ВВЕР		РБМК
	440	1000	1000
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі, МВт×доба/т	26000	18100	18000

### 6.6 Інші затрати

Вони включають в себе загальностанційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{зн}) \cdot I_n}{100}, \quad (6.8)$$

$$\dot{E}_{зг} = \frac{(663446770 + 68385863,7) \cdot 10}{100} = 73183263,37(\text{€}),$$

де  $I_n$  – відсоток інших витрат, що визначається по графіку та рівний 10% для потужності заданої станції.

### 6.7 Визначення собівартості відпущеної енергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

$$C = I / E_{\text{відп}}, \quad (6.9)$$

$$E_{\text{відп}} = E_{\text{вир}}(1 - a_{\text{вл}}), \quad (6.10)$$

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

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

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$\tilde{N} = \frac{3669124017}{14521028520} = 25(\text{€} / \text{МВт} \cdot \text{год}),$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{\text{зн}} + I_{\text{ін}} + I_{\text{п}}. \quad (6.11)$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 8.7.

Таблиця 6.7. Результати розрахунків собівартості електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, у.о.	Собівартість енергії	
		у.о. $10^{-2}$ /кВт год	%
Амортизація	663446700	4,5	18
Заробітна плата	68385863,7	0,465	1,86
Паливо	2864108190	19,5	78
Інші витрати	73183263,37	0,535	2,14
Разом	1034144482	25	100

### 6.8 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 7.8.

Таблиця 7.8. Основні техніко-економічні показники ЕС.

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	2200
Річний виробіток електроенергії	кВт год	15285293180
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,95
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	4300,44384
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	1954,75
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі	МВт×доба/т	26000
Собівартість відпущеної енергії	у.о. $10^{-2}$ . /кВт.год	25

В результаті проведення розрахунків отримані техніко-економічні показники АЕС потужністю 2200 МВт. Собівартість відпущеної електроенергії являється нормальною для даного типу станцій. Спорудження такої станції є доцільним.

## ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу АЕС, встановлена потужність якої 2200 МВт. Спорудження такої електростанції являється складовою частиною стратегічного плану розвитку енергетики України

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також техніко-економічні показники роботи станції.

Для встановлення на спроектованій АЕС було обрано п'ять реакторних установок типу ВВЕР-440; десять турбогенераторів ТВВ – 220 2ЕУЗ( $P_{ном}=220\text{МВт}$ ). Було обрано структурну схему станції на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Для встановлення прийнято 5 трансформаторів типу 5х ТНЦ-630000/330 на стороні 330 кВ та групу з шести однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-133000/750/220.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення систем ВП станції здійснюється через трансформатори типу ТРДНС-25000/35 і резервний трансформатор типу ТРДНС-32000/220, який приєднаний до РУ СН,

Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну і безпечну роботу станції в цілому. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ по семи ПЛЕП. Живлення місцевих споживачів – на напрузі 220 кВ по чотирьом лініям.

Обидва розподільчі пристрої - виконані відкритими. На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем ВРП 330 кВ, обрано варіант «4/3». Проведено розрахунок струмів КЗ.

Розрахунок виконується за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів, шунтуючих реакторів та акумуляторної батареї. Розраховано блискавкозахист та заземлюючий пристрій ВРП 330 кВ.

В розділі охорона праці були розглянуті технічні рішення, які забезпечать безпеку персоналу ЕС, а також проведено аналіз потенційно шкідливих та

небезпечних факторів, що діють на персонал в приміщенні реакторного відділення. Виконано аналіз санітарно-гігієнічних норм та вибрано засоби пожежогашіння.

В розділі «Оцінка стійкості роботи компресорної установки на АЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу» був проведений розрахунок дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу на радіоелектронні та енергетичні системи.

В економічній частині було проведено розрахунок техніко-економічних показників АЕС, в тому числі собівартості виробленої електроенергії, визначено кошторисну вартість проектованої станції..

Водень є носієм енергії, який можна виробляти з різних вітчизняних енергетичних ресурсів і використовувати у всіх галузях економіки. Якщо досягнути того, що базована на вітчизняних енергетичних ресурсах енергетична система є широко застосовувана та використовує водень як носій енергії, то така енергетична система може покращити енергетичну безпеку, якість повітря та управління парниковими газами.

Воднева енергія може відігравати більш важливішу роль в енергетичному майбутньому України, оскільки може допомогти зменшити залежність від імпорту енергоносіїв та зменшити забруднення зовнішнього середовища та викиди парникових газів. Центральним та місцевим органам влади України буде потрібно впроваджувати та підтримувати послідовну енергетичну політику, що підвищує рівень водню як пріоритетного носія енергії.

Міцне державно-приватне партнерство повинно бути зосереджене на пошуку нових шляхів співпраці у розробці та використанні водневої енергії. Наступним логічним кроком буде розробка Національної стратегії та водневої програми, які потребуватимуть досліджень, розробок, випробувань, залучення кодексів та стандартів про виробництво, доставку, зберігання та використання водню.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL:  
<https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
4. Гук Ю.Б., Кантан В.В, Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
5. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 220 с.
6. Чернобровов Н.В. ” Релейная защита ” - М. : Энергоатомиздат.1976.
7. Андреев В.А. ” РЗ и А систем электроснабжения ”-М.:Высш.шк.1991.
8. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор - трансформатор. М.: Энергоиздат, 1982.
9. Кутін В.М., Рубаненко О.Є., Лагутін В.М. «Релейний захист електричних станцій» - Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.
10. В.С. Король, П.Д. Лежнюк “Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу “АСУ и оптимизация режимов ТЭС” - Винница 1982 г.
11. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация электростанций и энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
12. Основы системного анализа и проектирования АСУ: Учебное пособие/ А.А. Павлов, С.Н. Гриша и др. – К.: Выща шк.; 1991. – 367 с.
13. Стефани Е.П. Основы построения АСУ. - М.: Энергоиздат. - 1983.
14. Применение ЭВМ для автоматизации технологических процессов в энергетике / Под ред. В.А. Семенова. - М.: Энергоиздат. - 1983.
15. Лапицкий В.Н. Организация и планирование энергетика. 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Высшая школа, 1975

16. Особливості експлуатації високовольтних електричних вимикачів / О. Є. Рубаненко, В. О. Лесько, А. В. Поліщук, Д. О. Мельничук. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2021. № 6.

17. URL: <https://ukrelektro.com.ua/ua/a365509-vysokovoltnye-vakuumnye-vyklyuchateli.html>

18. URL: <https://forca.com.ua/info/oborudovanie/vv/tel-10.html>

19. URL: <https://remontu.com.ua/dlya-chogo-neobxidnij-vakuumnij-vimikach-i-yak-vin-prasyuye>

20. URL: <https://tukles.biz.ua/elegazovi-vimikachi-princip-roboti-i/>

21. . Пантелєєва І. В. Стан розвитку автоматизованих систем управління в електричних мережах / Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: технічні науки. Том 29 (68) Ч. 2 № 6 2018. С. 36-41.

22. . Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Бурикін О.Б. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами.: моногр. Вінниця: ВНТУ, 2008. 122 с.

23. [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=CB2E08F1694A7CAB1991BDF44D6DEE89.app1?art\\_id=2454808\\_13&cat\\_id=244895180](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=CB2E08F1694A7CAB1991BDF44D6DEE89.app1?art_id=2454808_13&cat_id=244895180)

24. [https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/INDC/Published%20Documents/Ukraine/1/150930\\_Ukraine\\_INDC.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/INDC/Published%20Documents/Ukraine/1/150930_Ukraine_INDC.pdf)

25. Енергетична стратегія України до 2035 року передбачає можливість продовження терміну експлуатації існуючих АЕС на основі періодичних оцінок безпеки; додаткові (більш гнучкі) АЕС можуть бути побудовані відповідно до програм розвитку енергетики України.

26. <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/tpp-may-2017.pdf>

27. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України, Інститут відновлюваних джерел енергії, 2019

28. Див. частину "Інтеграція ВДЕ в ОЕС" <https://ua.energy/renewables/dokintsya-2020-roku-vyrobnytstvo-elektroenergiyi-z-vdedorivnyuvatyeme-13-generatsiyi-aes-ta-24-tes/>.

29. Albert H. Zimmerman (ed). Nickel-Hydrogen Batteries Principles and Practice/ The Aerospace Press, ElSegundo, California.
30. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.
31. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
32. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.
33. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257//Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
34. Правила безпечної експлуатації електроустановок. К.: Основа, 2000. 230 с.
35. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.
36. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
37. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання): навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.
38. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

## ДОДАТОК А

**ДОДАТОК Б**

**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)



(підпис)

" 14 " 09 2022 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**«ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ АТОМНОЇ  
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ  
ВИДОБУТКУ ВОДНЮ»**

08-13.МКР.009.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н. доц.

Лесько В. О.

(підпис)

Магістр групи ЕС, 21 м

Чижик І. М.

(підпис)

Вінниця 2022 р.

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

а) актуальність досліджень обумовлена тим, Зростання темпів розвитку економіки України та катастрофічний стан обладнання теплових електростанцій створюють проблему забезпечення споживачів електричною енергією, вирішення якої можливе тільки завдяки проектуванню та спорудженню нових електричних станцій. Світова енергетика перевагу в найближчій перспективі віддає розвитку атомної енергетики. Проектований об'єкт призначений для забезпечення електричною енергією всіх галузей народного господарства.

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проектування АЕС потужністю 100 МВт та дослідження методів та засобів видобутку водню;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк, В. О. Негодуйко, П. Л. Пертко, І. В. Блінов – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. – 275 с.

2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

3. Лежнюк П. Д., Зелінський В. Ц. [Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів](#). Вінниця ВДТУ, 2008. 173с.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

**Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.**

– технічне завдання: проектування блоками потужністю 440 МВт В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 320 км, потужність віддається по

ЛЕП 330 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на АЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне рішення).

– показники технологічності: проєктування АЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб АЕС виконати проєктування резервного живлення.

## 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування АЕС	07.09.22	12.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	13.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Дослідження методів та засобів видобутку водню	06.10.22	20.10.22	розділ 3
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	розділ 5
7	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної	17.11.22	25.11.22	пояснювальна

	записки			записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	плакати, презентація

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

### **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

### ОЦІНКА СТІЙКОСТІ РОБОТИ КОМПРЕСОРНОЇ УСТАНОВКИ НА АЕС В УМОВАХ ДІЇ ІОНІЗУЮЧИХ ВИПРОМІНЮВАНЬ ТА ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ІМПУЛЬСУ

#### **В.1 Дія іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу на радіоелектронні та енергетичні системи**

При взаємодії гама-випромінювання з атомами і молекулами середовища останнім передають імпульси енергії. Основна частина енергії витрачається на передачу поступального руху електронами і іонами, які утворилися в результаті іонізації. Володіючи великою енергією, первинні електрони виробляють подальшу іонізацію, яка також призводить до утворення полів і струмів. Виникаючі тимчасові електричні і магнітні поля і являють собою електромагнітний імпульс (ЕМІ).

Тривала і безперервна дія радіації на електронну апаратуру при радіоактивному зараженні приводить до необоротної зміни електричних параметрів елементів електронної техніки і виходу її з ладу.

Для підвищення надійності роботи електронного устаткування в умовах дії проникаючої радіації необхідно застосовувати захисні екрани, радіаційно стійкі матеріали і деталі, використовувати спеціальні схеми, в яких передбачається блокування виникаючих надмірних струмів і напруг або виключення схеми у момент дії імпульсу радіації.

Приймачі енергії ЕМІ – тіла що проводять електричний струм: всі повітряні і підземні лінії зв'язку, лінії керування, сигналізації, електропередачі, металеві щогли і опори, повітряні і підземні антенні пристрої, наземні і підземні трубопроводи, металеві дахи та інші конструкції, виготовлені з металу.

В електроприводі компресорної установки найбільш чутливим до дії електромагнітного імпульсу перетворювач частоти та тиристорний регулятор

напруги. Дія електромагнітного імпульсу може призвести до згорання чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання, іонізацію діелектриків. В резисторах електромагнітний імпульс викликає іскріння в міжконтактних з'єднаннях, що призводить до локального нагріву і порушує опір покриття. В конденсаторах електромагнітний імпульс викликає нагрів шару металізації і його вигорання, порушення контактів між обкладками і выводами.

## **В.2 Оцінка стійкості роботи компресорної установки на АЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань**

За критерієм стійкості роботи радіоелектронної системи приймається граничне значення експозиційної дози ( $D_{ep}, P$ ), при якому в елементній базі системи можуть виникнути зворотні зміни, але система буде працювати з потрібною якістю. Оцінку стійкості проведемо в такій послідовності.

1. Визначимо граничні значення експозиційних доз елементів РЕА ( $D_{ep}, P$ ) і заносимо в таблицю В.1.

Таблиця 7.1 – Граничні значення експозиційних доз

№	Блок	Елементи РЕА	$D_{gr1}, (P)$	$D_{grj}, (P)$	$D_{gr}, (P)$
1	Перетворювач частоти	Мікросхема TPS63021	$10^5$	$10^4$	$10^4$
		Резистор	$10^7$		
		Конденсатор	$10^7$		
		Діод	$10^4$		
		Транзистор	$10^4$		
2	Тиристорний регулятор напруги	Резистор	$10^7$	$10^4$	
		Конденсатор	$10^7$		
		Діод	$10^4$		
		Транзистор	$10^4$		

2. По мінімальному значенню  $D_{ep}$  визначаємо границю стійкості приладу в цілому  $D_{ep} = 10^4 P$ .

Час напрацювання на відмову для кожного блока : перетворювач частоти – 6 років, тиристорний регулятор напруги – 8 років.

Розрахуємо можливу дозу для електроніки компресорної установки.

$$\ddot{A}_{\tilde{a}} = \frac{2 \cdot P_{1\max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{k_{i\tilde{n}\tilde{e}}} \quad (\text{B.1})$$

Для перетворювача частоти:

$$\ddot{A}_{\tilde{a}1} = \frac{2 \cdot 7,2 \cdot (\sqrt{52560} - \sqrt{1})}{1} = 3286,9(\text{Д}).$$

Для тиристорного регулятора напруги:

$$\ddot{A}_{\tilde{a}2} = \frac{2 \cdot 7,2 \cdot (\sqrt{70080} - \sqrt{1})}{1} = 3797,7(\text{Д}).$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\tilde{a}\tilde{r}\tilde{a}\tilde{e}\tilde{d}} = \left( \frac{\ddot{A}_{\tilde{a}\tilde{d}} \cdot \hat{E}_{i\tilde{n}\tilde{e}} + 2 \cdot D_{1\hat{a}\hat{e}\hat{a}\max} \cdot \sqrt{t_n}}{2 \cdot D_{1\hat{a}\hat{e}\hat{a}\max}} \right)^2; \quad (\text{B.2})$$

$$t_{\tilde{a}\tilde{r}\tilde{a}\tilde{e}\tilde{d}} = \left( \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 7,2 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 7,2} \right)^2 = 695,4(\tilde{a}\tilde{a}).$$

$$1) D_{em1} = 3286,9 (\text{P}) < 10^4;$$

$$2) D_{em2} = 3797,7 (\text{P}) < 10^4.$$

Таким чином система буде працювати стійко так як можлива експозиційна доза менша граничної.

**В.3 Оцінка стійкості компресорної установки на АЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу**

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- вертикальна складова напруженості електричного поля  $E_v$ , [кВ/м];
- напруга живлення  $U_{ж}$ , [В].

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_v; \quad (B.3)$$

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot 10,8(\text{кВ/м});$$

$$E_{\Gamma} = 10,8(\text{В/м}).$$

На кожній ділянці визначається максимальна довжина струмопровідних частин (в горизонтальних і вертикальних частинах) для систем:

- частотний перетворювач:  $l_{\Gamma} = 5(\text{м}); l_v = 4(\text{м});$
- тиристорний регулятор напруги:  $l_{\Gamma} = 0,5(\text{м}); l_v = 1(\text{м});$

Визначимо напругу наведення у вертикальній і горизонтальній струмопровідній частині:

$$U_{\Gamma} = E_v \cdot l_{\Gamma}; \quad (B.4)$$

$$U_v = E_{\Gamma} \cdot l_v; \quad (B.5)$$

Для частотного перетворювача:

$$U_{\hat{a}} = 10,8 \cdot 10^3 \cdot 5 = 54000(\hat{A});$$

$$U_{\hat{a}} = 10,8 \cdot 4 = 43,2(\hat{A}).$$

Для тиристорного регулятора напруги:

$$U_{\hat{a}} = 10,8 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 5400(\hat{A});$$

$$U_{\hat{a}} = 10,8 \cdot 1 = 10,8(\hat{A}).$$

Допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\ddot{a}\ddot{r}} = U_{\ddot{e}} + \frac{U_{\ddot{e}}}{100} \cdot N, \quad (\text{B.6})$$

де N – відсоток

допуску.

$$U_{\ddot{a}\ddot{r}} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 35 = 513(\hat{A}).$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{\hat{A}\hat{A}(\hat{A})} = 20 \cdot \lg \left( \frac{U_{\ddot{a}}}{U_{\hat{a}(\hat{a})}} \right); \quad (\text{B.7})$$

$$K_{\hat{A}\hat{A}.i \times} = 20 \cdot \lg \left( \frac{513}{43,2} \right) = 21,5(\ddot{a}\hat{A}); \quad K_{\hat{A}\hat{A}.i \times} = 20 \cdot \lg \left( \frac{513}{54000} \right) = -40,45(\ddot{a}\hat{A});$$

$$K_{\hat{A}\hat{A}.\partial \partial i} = 20 \cdot \lg \left( \frac{513}{10,8} \right) = 33,5(\ddot{a}\hat{A}); \quad K_{\hat{A}\hat{A}.\partial \partial i} = 20 \cdot \lg \left( \frac{513}{5400} \right) = -20,45(\ddot{a}\hat{A}).$$

Таблиця В.2 – Коефіцієнт безпеки систем

№	Блоки елементів	U <sub>ж</sub> , (В)	K <sub>БВ</sub> ,(дБ)	K <sub>БГ</sub> ,(дБ)	A <sub>Зат</sub> ,(дБ)	Результат	t, (мм)
1	Перетворювач частоти	380	21,5	-40,45	80,45	Не стійкий	1,3
2	Тиристорний регулятор напруги	380	33,5	-20,45	60,45	Не стійкий	1

Так як  $K_{БВ} < 40$  дБ та  $K_{БГ} < 40$  дБ, то обладнання в компресорній не буде працювати стійко. Для підвищення стійкості роботи об'єкта слід застосувати екранування.

Визначаємо перехідне гасіння екрану:

$$\hat{A} = 40 - K_{\hat{A}\hat{A}}. \quad (\text{B.8})$$

Для перетворювача частоти:

$$\dot{A}_{i \times} = 40 + 40,45 = 80,45(\text{äÁ}).$$

Для тиристорного регулятора напруги:

$$\dot{A}_{\text{odi}} = 40 + 20,45 = 60,45(\text{äÁ}).$$

Визначимо товщину екрану, виготовленого із сталі:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (\text{B.9})$$

де  $f$  – найбільш характерна частота (15 кГц).

Для перетворювача частоти:

$$t_{i \times} = \frac{80,45}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,126(\text{m}).$$

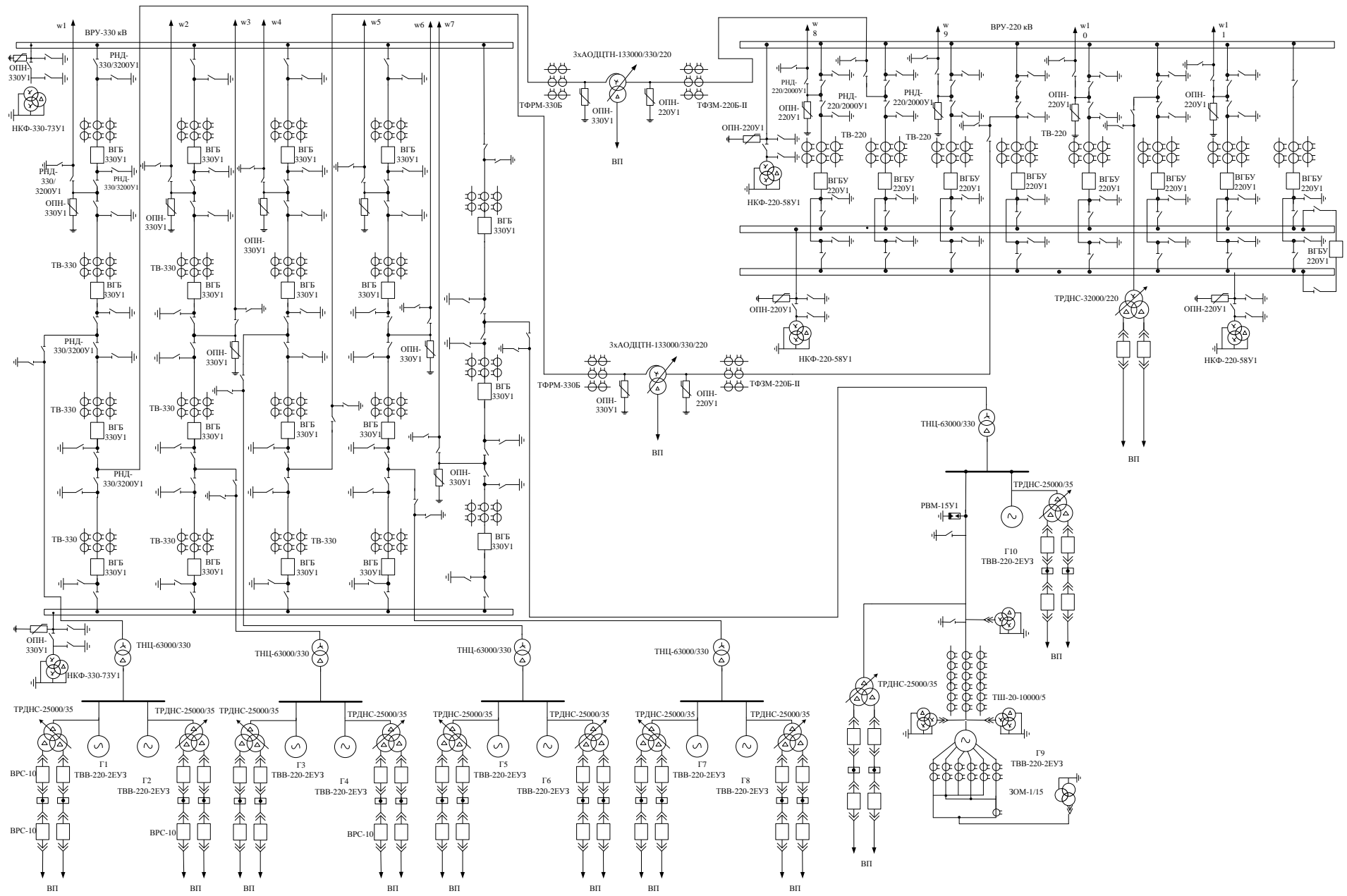
Для тиристорного регулятора напруги:

$$t_{\text{odi}} = \frac{60,45}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,095(\text{m}).$$

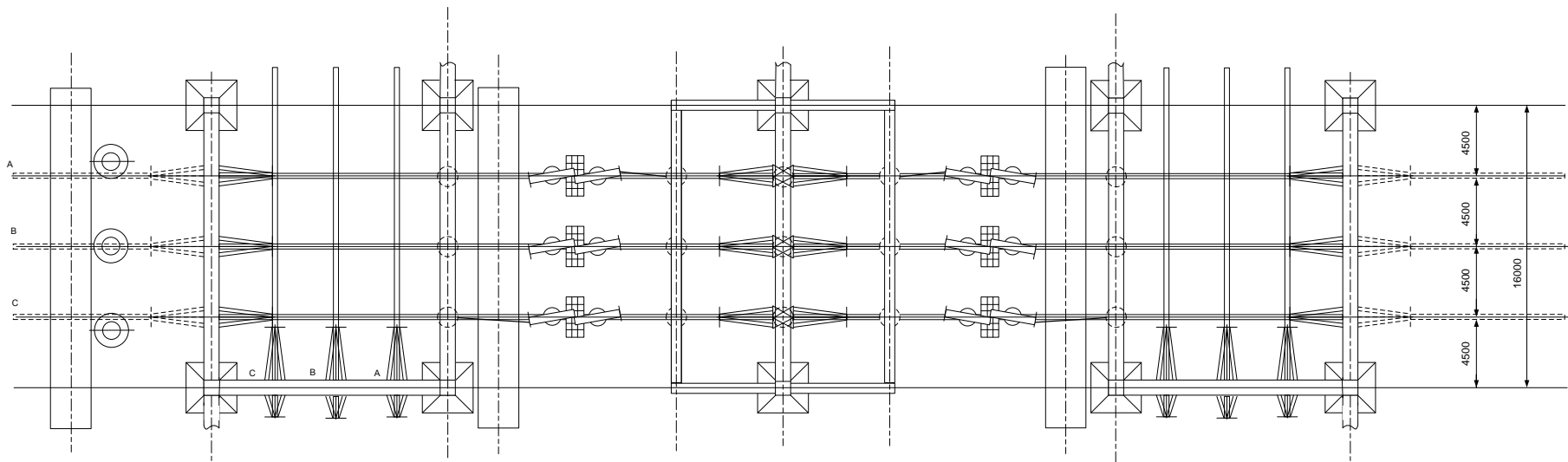
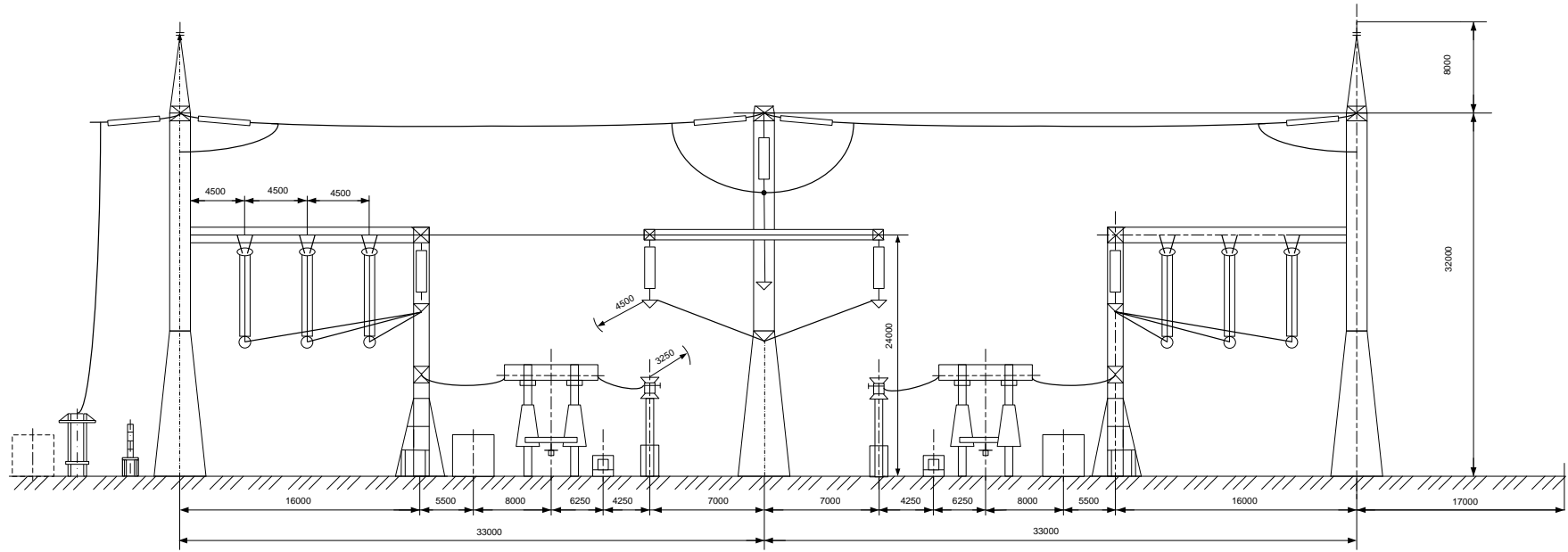
Щоб забезпечити надійне екранування приймаємо товщину екрану для перетворювача частоти – 1,3 мм, для тиристорного регулятора напруги – 1 мм.

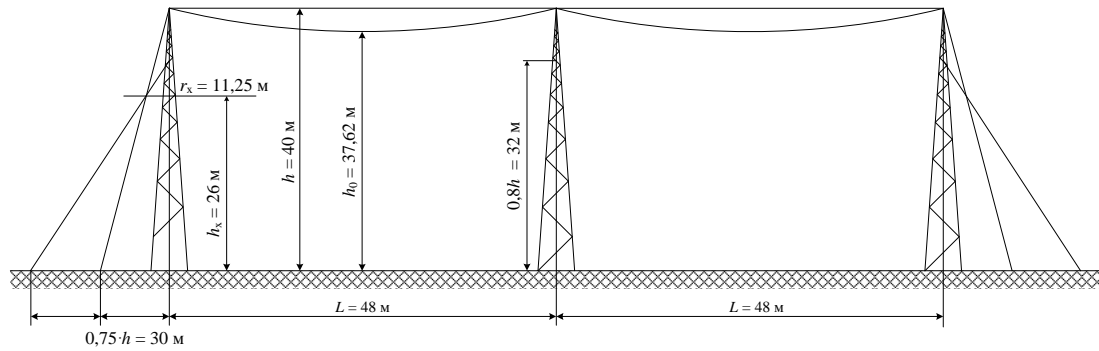
**ДОДАТОК Г**  
**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

**«ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ АТОМНОЇ  
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ  
ВИДОБУТКУ ВОДНЮ»**



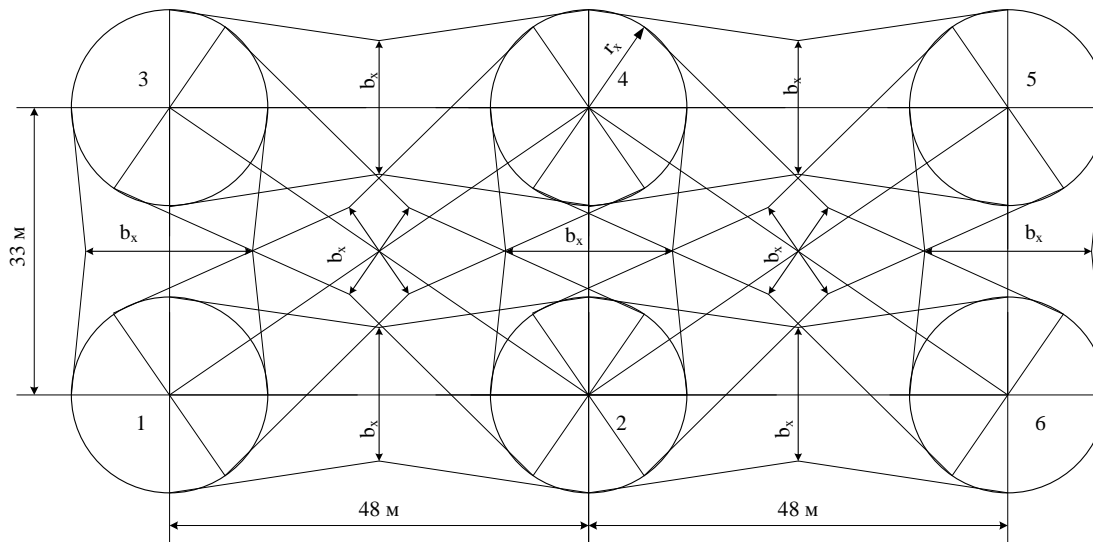






Таблиця 5.11 Вхідні дані для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-330 кВ
Площа, м <sup>2</sup>	24684 (102×242)
Питомий опір верхнього ( $\rho_1$ ) та нижнього ( $\rho_2$ ) шарів ґрунту, Ом·м	700, 70
Товщина верхнього шару ґрунту ( $h$ ), м	2
Глибина закладання ЗП ( $t$ ), м	0,7



Таблиця 5.12 Визначення величин необхідних для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-330 кВ
Кількість вертикальних заземлювачів ( $n_B$ ), шт	44
Довжина вертикального заземлювача ( $l_B$ ), м	4
Середня відстань між вертикальними заземлювачами ( $a$ ), м	15,64
$\sqrt{S}$ , м	157,1
$\frac{\rho_1}{\rho_2}$	10
$\frac{a}{l_B}$	3,91
$(h-t)/l_B$	0,325
$(l_B+t)/\sqrt{S}$	0,03

Зони захисту РП блискаковідводами

Процес виробництва водню	Джерело енергії	ККД, %	Температура	Вартість тис., дол/т
Парова конверсія	Природний газ	60-75	1100-1300	1,2-1,6
Парокисневий конвектор	Природний газ	67-70	1100-1200	1,1-1,5
Цільове виробництво на НПЗ	Нафтові фракції, сухі гази НПЗ	67-70	1100-1200	2-2,6
З вугілля	Вугілля	60-80	1200-1400	2-2,4
Лужний електроліз	Електроенергія базисна і "провальна"	20-30	350	3,9-5,1
ТПЕ(твердополімерний електроліт)		20-36	450	2,5-3,2
Лужний електроліз	Електроенергія від СЕС і ВЕУ	$\geq 7$ $\geq 10$	350	7-10 10-30
Високотемпературний електроліз	Електроенергія і теплота від АЕС	40-42	1000-1300	2,3-3,5
Термохімічні цикли	Електроенергія і теплота від ВТГР	35-45	1100	1,6-6,7
Теплоелектрохімічні цикли		$\geq 50$	1100-1300	1,5-7,4
Біохімічні процеси	Сонячна енергія	10<	310-340	>12

Технологія отримання водню	Переваги	Недоліки
Електроліз	Усталена і комерційно доступна технологія; Промисловий процес, що допускає модуляцію; Висока чистота кінцевого продукту, зручний для отримання водневих відтворювальних енергоджерел; Компенсує періодичну природу деяких джерел поновлюваної енергії	Високі енерговитрати, конкуренція з прямим використанням відновленої електроенергетики
Конверсія вуглеводнів	Добре вивчений у великих масштабах; Широко розповсюджений процес; Низька вартість продукту	Маломасштабні пристрої не мають комерційного значення; Кінцевий продукт містить домішки, потрібна газоочистка; Викиди двоокису вуглецю; Паливо може використовуватись безпосередньо

Газифікація твердого пального і біомаси	Технологія добре вивчена для важких вуглеводнів у великих масштабах; Може бути використана для твердих і рідких палив; Продемонстрована газифікація біомаси	Маломасштабні пристрої; Кінцевий продукт вимагає інтенсивного очищення перед використанням; Конкуренція з синтетичним паливом з біомаси і вугілля
Термохімічні і комбіновані цикли	Принципово можливе виробництво великих обсягів при низькій вартості і без викидів парникових газів для важкої промисловості і транспорту	Процес складний, ще не має комерційного значення, потребує довготривалих досліджень (Близько 10 років) матеріалів, удосконалення хімічної технології; потрібно високотемпературний ядерний реактор (ВТЯР) або сонячні концентратори
Біохімічні процеси	Потенційно великий ресурс	Мала швидкість накопичення водню; Потрібні великі площі; найбільш підходящі об'єкти ще не знайдені

--	--	--

ДОДАТОК А  
ПРОТОКОЛ  
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Проектування електричної частини атомної електростанції  
дослідженням методів та засобів видобутку водню

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергети  
та електромеханіки

(кафедра, факультет)

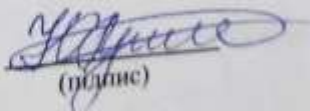
**Показники звіту подібності Unicheck**

Оригінальність 89,5% Схожість 10,5%

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 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.

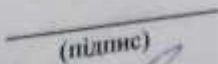
Особа, відповідальна за перевірку

  
(підпис)

Гулько І.О.  
(прізвище, ініціали)

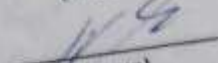
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи

  
(підпис)

Чижик І.М.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)

Лесько В.О.  
(прізвище, ініціали)