

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

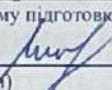
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

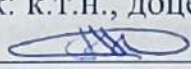
«Електрична частина атомної електростанції потужністю 5000 МВт
(5xВВЕР-1000) з дослідженням питань експлуатації силових
трансформаторів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

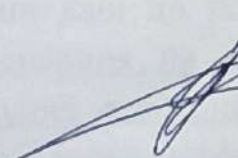
 Захарченко В.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Нетребський В.В.
(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Опонент:

 к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ Войтун О.Н.
(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 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.

17.09 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ Захарченку Віктору Вікторовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Електрична частина атомної електростанції потужністю 5000 МВт (5xВВЕР-1000) з дослідженням питань експлуатації силових трансформаторів
 керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

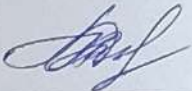
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Станція типу АЕС потужністю 5000 МВт. Відстань до енергосистеми 1000 км та 420; паливо – уран; максимальна потужність, що віддається в систему 3500 МВт та 600 МВт; номінальна потужність системи 17000 МВА та 9000 МВА; номінальний опір системи 0,25 в.о. та 0,26 в.о.; номінальна напруга системи 750 кВ та 330 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 120 МВт; номінальна напруга району 110 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження особливостей експлуатації електрообладнання. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Графічна: 1. Головна схема електричних з'єднань, 2. ВРУ 750 кВ, 3. Засоби

дослідження питань експлуатації силових трансформаторів. 4. Блискавкозахист В 750 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС	 18.09.24	 1.12.24
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.24	26.09.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	27.09.24	2.10.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.24	2.11.24	розділ 2
4	Регулювання напруги	3.11.24	10.11.24	розділ 3
5	Економічна частина	11.11.24	16.11.24	розділ 4
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	17.11.24	24.11.24	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.24	2.12.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.24	5.12.24	плакати, презентація

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

Захарченко І

Нетребський І

АНОТАЦІЯ

Захарченко Віктор Вікторочив «Електрична частина атомної електростанції потужністю 5000 МВт (5хВВЕР-1000) з дослідженням питань експлуатації силових трансформаторів». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 100 с./ На укр. мові. рис.12, табл.35, бібліогр.22.

В роботі була спроектована АЕС, встановлена потужність якої 5000 МВт. Спроекована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району. Крім того, ця станція має запас резервної потужності.

Також були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції. Проведений аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал, обслуговуючий обладнання електростанції.

ANNOTATION

Zakharchenko Viktor Viktorovich, «Electrical Part of a Nuclear Power Plant with a Capacity of 5000 MW (5xVVER-1000) with a Study of Power Transformer Operation Issues». Master's Thesis. – Vinnytsia: VNTU, 2024. – 100 pages. In Ukrainian. 12 figures, 35 tables, 22 references.

The thesis presents the design of a nuclear power plant with an installed capacity of 5000 MW. The designed plant is intended to supply power to the energy system and provide electricity to local area consumers. Additionally, the plant includes a reserve power capacity.

The study also includes the calculation of load schedules for the power plant and the determination of its technical and economic performance indicators. An analysis of hazardous and harmful factors affecting personnel servicing the power plant equipment was conducted.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1	10
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ АЕС	10
РОЗДІЛ 2	12
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	12
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень.....	12
2.2 Вибір силового обладнання.....	19
2.3 Вибір структурної схеми станції	20
2.4 Вибір схеми ВРУ-750,330 та 110 кВ	24
2.5 Вибір схеми власних потреб	29
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	30
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	43
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	46
2.9 Вибір струмоведучих частин	48
2.10 Вибір кабелів.....	55
2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів	58
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруги та високочастотних загороджувачів.....	63
РОЗДІЛ 3	65
ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ЗА ДОПОМОГОЮ ІНДЕКСА ПРАЦЕЗДАТНОСТІ НА ОСНОВІ ШТУЧНОГО ІНТЕЛЕКТУ	65
3.1 Структура індексу працездатності	66
3.2 Типова розробка моделі.....	67
3.3 Типова розробка моделі ІП на основі штучного інтелекту.....	70
РОЗДІЛ 4	73
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	73
РОЗДІЛ 5	82
ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	82
Задачі розділу.....	82
5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації АЕС	83
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	86
5.3 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-750 кВ.....	91
ВИСНОВКИ.....	97
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	99

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;
АТ – автотрансформатор;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГРУ - генераторна розподільна установка;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;
ОЕС – об’єднана електроенергетична система;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РУ – розподільна установка;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
ТЕС – теплова електрична станція;
АЕС – атомна електрична станція;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність проблеми.

Атомні електростанції (АЕС) відіграють ключову роль у забезпеченні стабільного електропостачання, особливо в умовах зростаючих потреб в енергії та необхідності зменшення викидів вуглекислого газу. Завдяки високій потужності та низьким експлуатаційним витратам, АЕС є одним із найбільш ефективних і екологічно безпечних джерел енергії.

Актуальність проектування і вдосконалення АЕС визначається декількома факторами. По-перше, це підвищення енергетичної незалежності країни, особливо в умовах дефіциту традиційних енергоносіїв. По-друге, сучасні виклики, пов'язані зі зміною клімату, сприяють активному переходу на джерела енергії, які мінімізують викиди парникових газів.

Особливу увагу привертають питання надійності та безпеки АЕС, оскільки їхня експлуатація вимагає максимального контролю за ризиками, пов'язаними з обслуговуванням ядерного палива, силових трансформаторів та іншого обладнання. Надзвичайно важливим є впровадження сучасних технологій регулювання напруги та оптимізації передачі електроенергії в енергосистему для підвищення стабільності її роботи.

Таким чином, проектування АЕС потужністю 5000 МВт є надзвичайно актуальним завданням, яке включає техніко-економічне обґрунтування, розробку схем електричних з'єднань, аналіз впливу на енергосистему, а також впровадження сучасних засобів і методів регулювання для забезпечення максимальної ефективності й надійності.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є проектування АЕС потужністю 5000 МВт та аналіз методів і засобів дослідження питань експлуатації силових трансформаторів.

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

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

- розробка головної схеми електричних з'єднань АЕС, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також акумуляторної батареї, з огляду на надійність та довговічність;
- аналіз особливостей дослідження питань експлуатації силових трансформаторів;
- розрахунок ключових техніко-економічних показників АЕС для оцінки її продуктивності та економічної вигідності;
- розроблення комплексу заходів для забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

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

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій та засоби дослідження питань експлуатації силових трансформаторів.

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

Наукова новизна отриманих результатів полягає у проектуванні електричної частини АЕС, та у підтвердженні перспектив використання сучасних засобів та методів дослідження експлуатації силових трансформаторів в електроенергетичній системі України.

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

РОЗДІЛ 1

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ АЕС

Атомна електростанція (АЕС) — це тип електростанції, що генерує електроенергію шляхом контрольованої ядерної реакції поділу атомів урану. АЕС має низку переваг порівняно з іншими джерелами енергії, такими як теплові електростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС), вітрові електростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС) тощо [6]. Серед основних переваг можна виділити:

- Висока енергетична ефективність. Один кілограм урану здатний виробити стільки ж енергії, скільки 3000 тонн вугілля або 12 000 барелів нафти.
- Низькі витрати на паливо. Уран є відносно рідкісним, але доступним ресурсом, що може зберігатися тривалий час. Крім того, він підлягає переробці для повторного використання.
- Мінімальні викиди шкідливих речовин. АЕС практично не виділяють в атмосферу парникові гази, такі як вуглекислий газ, або інші шкідливі речовини, що викликають глобальне потепління та кислотні дощі.
- Незалежність від погодних умов. АЕС працюють стабільно незалежно від часу доби, пори року чи погодних умов, таких як вітер або сонячне світло.
- Висока надійність та безпека. Завдяки сучасним системам моніторингу, захисту, аварійного вимкнення та охолодження АЕС забезпечують безпечну експлуатацію та мінімізують ризик аварій [5].

Ураховуючи ці переваги, атомні електростанції є перспективним джерелом енергії для України, яка має значні потреби в електроенергії та залежить від імпорту викопного палива. В Україні функціонують чотири діючі АЕС: Запорізька, Рівненська, Хмельницька та Південно-Українська. Вони забезпечують приблизно 50% від загального обсягу електроенергії в країні. Однак, наявні потужності не задовольняють зростаючий попит, що зумовлює необхідність будівництва нових енергоблоків або повністю нових АЕС [3].

Метою цього проекту є розробка електричної частини АЕС загальною потужністю 5000 МВт (5хВВЕР-1000), яка буде розташована в Дніпропетровській області поблизу Каховського водосховища.

Електрична частина АЕС включає такі елементи:

- **Турбінний цех.** У ньому розміщено п'ять турбогенераторних установок, кожна з яких має потужність 1000 МВт. Вони перетворюють теплову енергію пари, що подається з реактора, на електричну.
- **Конденсаторний цех.** У цьому цеху встановлено п'ять конденсаторів, які охолоджують пару після її виходу з турбін, перетворюючи її на воду. Як охолоджувач використовується вода з Каховського водосховища. Конденсована вода повертається до реактора через систему підігрівників, які підвищують її температуру, зменшуючи втрати тепла в реакторі.
- **Електричний цех.** Тут знаходяться п'ять електрогенераторів, які перетворюють механічну енергію обертання турбін на електричну енергію. Синхронні генератори виробляють змінний струм з частотою 50 Гц і напругою 24 кВ. Для передачі в мережу напруга підвищується до 750 кВ за допомогою трансформаторів, розташованих на підстанції АЕС.
- **Розподільчий цех.** У цьому цеху знаходяться комутаційне обладнання, системи захисту, контролю, вимірювальна апаратура, а також обладнання для регулювання, що забезпечують надійність роботи АЕС і підключення до зовнішніх мереж. До складу розподільчого цеху входить також система автоматичного регулювання частоти та потужності, що підтримує стабільність параметрів електроенергії, яка виробляється станцією [3].

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режими роботи електричної станції (ЕС) визначаються графіками електричних навантажень обслуговуваного району. Потужність станції має бути достатньою для забезпечення покриття цих навантажень з урахуванням втрат потужності під час передачі електроенергії та витрат на власні потреби станції.

Під час розрахунку графіків навантажень враховуємо відносні величини постійних і змінних втрат:

- в мережах району:

$$\Delta P'_1 = 0,01; \Delta P'_2 = 0,06.$$

- в мережах системи:

$$\Delta P''_1 = 0,02; \Delta P''_2 = 0,14.$$

Постійні втрати в мережах району та системи визначаються за такими формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{p\max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot P_{c1\max} \\ \Delta P_{2c} &= \Delta P''_{1*} \cdot P_{c2\max} \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 120 = 1,2 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 3500 = 66 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{2c} = 0,02 \cdot 600 = 12 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати на будь-який момент доби обчислюються за формулою:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2c_1t} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{c_1t}^2}{P_{c_1\max}}$$

$$\Delta P_{2c_2t} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{c_2t}^2}{P_{c_2\max}}$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{96^2}{120} = 4,61 (\text{МВт});$$

$$\Delta P_{2c_11} = 0,14 \cdot \frac{2970^2}{3300} = 374,22 (\text{МВт}).$$

$$\Delta P_{2c_21} = 0,14 \cdot \frac{510^2}{600} = 60,79 (\text{МВт}).$$

Потужність, що подається на шини РУ різних рівнів напруги:

$$\left. \begin{aligned} P_{p.\text{вид}t} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} \\ P_{c_1.\text{вид}t} &= P_{c_1t} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c_1t} \\ P_{c_2.\text{вид}t} &= P_{c_2t} + \Delta P_{2c} + \Delta P_{2c_2t} \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

Сумарна потужність, що передається з шин станції:

$$P_{\text{вид}t} = P_{p.\text{вид}t} + \Delta P_{c_1.\text{вид}t} + \Delta P_{c_2.\text{вид}t}; \quad (2.4)$$

$$P_{\text{вид}t} = 101,81 + 3410,22 + 582,69 = 4094,72 (\text{МВт}).$$

Потужність, що спрямовується на забезпечення власних потреб станції:

$$P_{BП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{BП} \cdot P_{\text{вид}t.\max}}{100}, \quad (2.5)$$

$$P_{ВП1} = \left(0,4 + 0,6 \frac{4094,72}{5000} \right) \frac{7 \cdot 4884,40}{100} = 304,76 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, вироблена станцією:

$$P_{вирт} = P_{вирдт} + P_{внт}; \quad (2.6)$$

$$P_{вирт} = 4094,72 + 304,76 = 4399,48 \text{ (МВт)}.$$

Забезпечення стабільного енергопостачання вимагає ретельного планування та управління роботою електричної станції (ЕС), яке базується на аналізі графіків навантаження. Основні аспекти цього процесу включають:

Графіки навантажень:

Розрахунок споживання електроенергії та тепла базується на історичних даних, прогнозах попиту та зовнішніх факторах, таких як погодні умови, сезонність, графіки робочих годин і особливості споживання.

Планування потужності:

Виходячи з графіків навантажень, станція визначає необхідну потужність для задоволення потреб споживачів у тепловій та електричній енергії.

Урахування втрат:

Під час передачі електроенергії в мережу частина енергії втрачається через опір ліній електропередач, роботу трансформаторів та інші фактори.

Власні потреби станції:

Електростанція також споживає енергію для власних потреб, таких як живлення систем освітлення, вентиляції, охолодження, а також обслуговування основного та допоміжного обладнання.

Таким чином, ефективне планування роботи ЕС дозволяє забезпечити оптимальну роботу станції, мінімізувати втрати та гарантувати надійне постачання енергії споживачам.

Наведемо дані графіків електричних навантажень в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

Години доби, год.		0-6	6-14	14-16	16-18	18-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	зима	80	100	100	90	85	95
	літо	75	95	95	85	80	90
Навантаження місцевого району, МВт	зима	96,00	120,00	120,00	108,00	102,00	114,00
	літо	90,00	114,00	114,00	102,00	96,00	108,00
Постійні втрати місцевого району, МВт	зима	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
	літо	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Змінні втрати місцевого району, МВт	зима	4,61	7,20	7,20	5,83	5,20	6,50
	літо	4,05	6,50	6,50	5,20	4,61	5,83
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	101,81	128,40	128,40	115,03	108,40	121,70
	літо	95,25	121,70	121,70	108,40	101,81	115,03
Навантаження системи 1 (750 кВ), %	зима	90,00	100,00	100,00	95,00	95,00	90,00
	літо	85,00	95,00	95,00	90,00	90,00	85,00
Навантаження системи 1, МВт	зима	2970,00	3300,00	3300,00	3135,00	3135,00	2970,00
	літо	2805,00	3135,00	3135,00	2970,00	2970,00	2805,00
Постійні втрати потужності в мережах системи 1, МВт	зима	66,00	66,00	66,00	66,00	66,00	66,00
	літо	66,00	66,00	66,00	66,00	66,00	66,00
Змінні втрати потужності в мережах системи 1, МВт	зима	374,22	462,00	462,00	416,96	416,96	374,22
	літо	333,80	416,96	416,96	374,22	374,22	333,80
Потужність, що віддається в систему 1, МВт	зима	3410,22	3828,00	3828,00	3617,96	3617,96	3410,22
	літо	3204,80	3617,96	3617,96	3410,22	3410,22	3204,80
Навантаження системи 2 (330 кВ), %	зима	85	100	100	90	90	90
	літо	80	95	95	85	85	85
Навантаження системи 2, МВт	зима	510	600	600	540	540	540
	літо	480	570	570	510	510	510
Постійні втрати потужності в мережах системи 2, МВт	зима	12	12	12	12	12	12
	літо	12	12	12	12	12	12
Змінні втрати потужності в мережах системи 2, МВт	зима	60,69	84,00	84,00	68,04	68,04	68,04
	літо	53,76	75,81	75,81	60,69	60,69	60,69
Потужність, що віддається в систему 2, МВт	зима	582,69	696,00	696,00	620,04	620,04	620,04
	літо	545,76	657,81	657,81	582,69	582,69	582,69
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	зима	4094,72	4652,40	4652,40	4353,03	4346,40	4151,96
	літо	3845,81	4397,46	4397,46	4101,31	4094,72	3902,52
Витрата на власні потреби, МВт	зима	290,29	312,08	312,08	300,38	300,13	292,53
	літо	280,56	302,12	302,12	290,55	290,29	282,78
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	4385,01	4964,48	4964,48	4653,41	4646,52	4444,48
	літо	4126,37	4699,58	4699,58	4391,86	4385,01	4185,30

Примітки:

а) тривалість зими та літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;

- б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{BП} = 6\%$;
 в) коефіцієнт попиту $K_n = 0,8$.

Техніко-економічні показники роботи станції наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	4964,48
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	579841000
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	5000
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	918,96
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,1851
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,1837
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	1621
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	1610
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,0071
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}t_i} \cdot t_i$	536329,22
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	7513823,6
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	1316,5772

Для побудови річного графіка навантаження використовуємо дві осі. По вертикалі відображається величина потужності, що виробляється генераторами ЕС, розташована за ступенем зменшення. По горизонталі відкладена кількість годин у році. Час тривалості навантаження визначається як добуток тривалості

навантаження протягом доби на тривалість відповідного періоду. Графік будується для всіх значень потужності, що наведені в останній колонці таблиці.

На рисунках 2.1-2.4 зображено добові та річні графіки потужності.

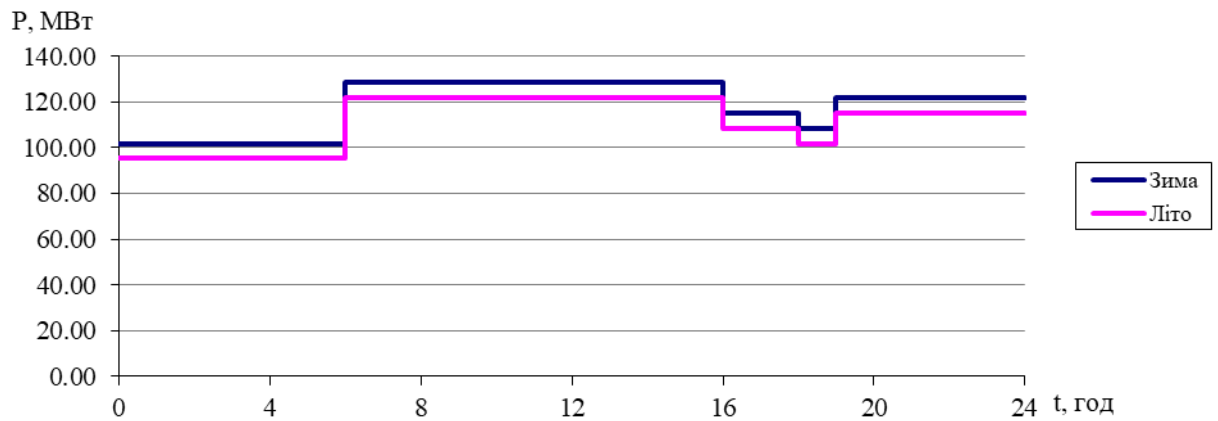


Рисунок 2.1 – Графік потужностей що віддаються в місцевий район



Рисунок 2.2 – Графік потужностей що віддаються в систему 1



Рисунок 2.3 – Графік потужностей що віддаються в систему 2

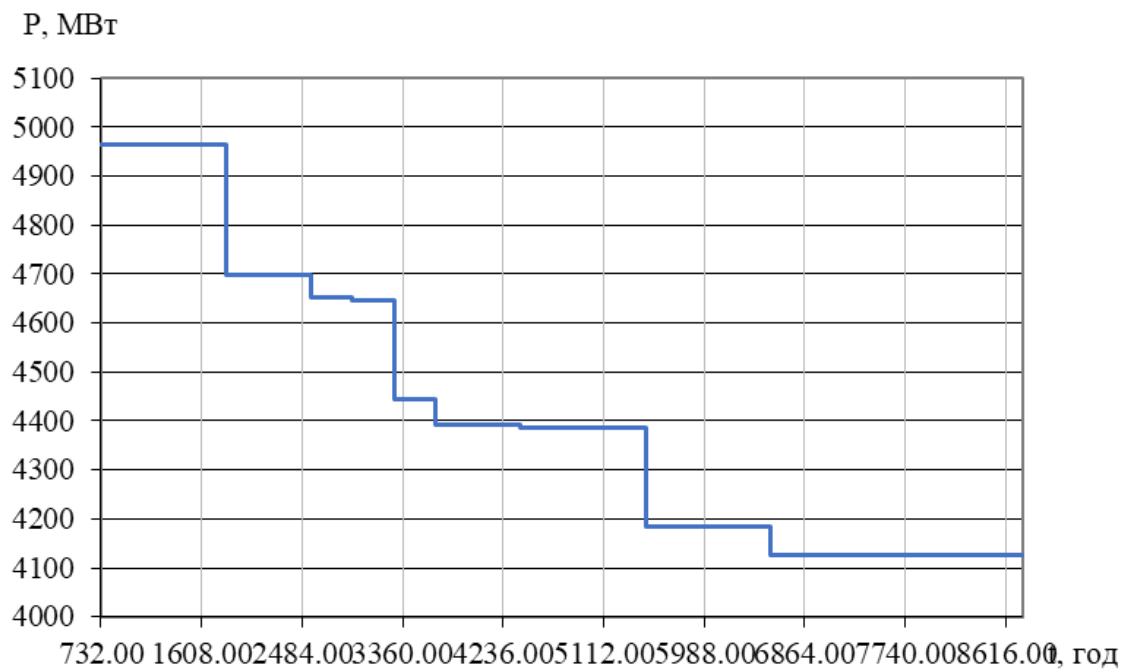


Рисунок 2.4 – Річний графік навантаження

2.2 Вибір силового обладнання

Технічні характеристики турбін для генераторів потужністю 1000 МВт представлені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Характеристики технічних параметрів турбіни

Тип турбіни	Номінальна потужність МВт	Тиск свіжої пари, р, ата	Температура свіжої пари, t, °C	Максимальні витрати свіжої пари, D, т/год	Кільк.
K-1000-60/1500	1000	60	274	-	5

Параметри пари (температура, тиск) і кількість котлів на АЕС залежать від попереднього вибору конденсаційних турбін. Виробництво пари в парогенераторах визначається максимальним пропуском гострої пари через турбіну, з урахуванням власних потреб і запасом до 3%.

Реактор ВВЕР-1000 – це корпусний водо-водяний енергетичний реактор з водою під тиском. Термін “водо-водяний” означає, що знесолена вода з розчином бору використовується як сповільнювач нейтронів і теплоносії для відведення тепла, що виділяється в реакторі. Його технічні характеристики наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики реактора

Марка	Потужність електрична, МВт	ККД, %	Параметри пари перед турбіною		Кількість ГЦН	Число петель	n
			Тиск, МПА	Температура, t, °C			
ВВЕР-1000	1000	32,0	15,7	289	4	4	5

Технічні характеристики турбогенератора наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Основні характеристики генератора

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d	Кількість
	S, МВА	P, МВт					
ТВВ-1000-2МУ3	1111	1000	24	26,73	0,9	0,324	5

2.3 Вибір структурної схеми станції

Головна схема електростанції — це її серце, яке визначає ключові параметри електричної частини і водночас задає тон усій роботі об'єкта. Вона формує такі важливі характеристики, як надійність, економічність, ремонтоздатність, безпеку обслуговування, зручність експлуатації, оптимальне розташування обладнання і навіть потенціал для майбутнього розширення. Іншими словами, головна схема — це базис, на якому ґрунтується вся функціональність електростанції.

Особливу увагу привертає структура видачі потужності. На проєктованій електростанції передбачено три рівні напруги для передачі електроенергії:

- 750 кВ — для інтеграції в основну енергосистему, що забезпечує масштабні міжрегіональні потоки енергії.
- 330 кВ — для живлення окремих регіональних систем, які потребують стабільності та надійності.
- 110 кВ — для забезпечення енергопотреб місцевого району, де важливі гнучкість і адаптивність.

Це багаторівневе рішення забезпечує не лише ефективність передачі енергії, а й високу ступінь надійності всієї системи. Тут кожен елемент пов'язаний із наступним: від дрібного компонента обладнання до масштабного плану розподілу потужностей. Усе працює як єдиний механізм, спрямований на досягнення балансу між ефективністю та безпекою.

Таким чином, головна схема не просто задає технічні параметри — вона формує стратегічну основу для довготривалої і безперебійної роботи електростанції.

Вимоги до вибору ліній електропередач (ЛЕП) висувають суворі та водночас стратегічно важливі критерії, адже вони визначають стабільність і надійність роботи всієї енергосистеми.

Основні принципи:

Безперебійна робота в умовах відключення: навіть за умови виходу з ладу однієї з ЛЕП, система повинна забезпечити передачу всієї потужності, яку виробляє електростанція. Це ключова умова, що гарантує енергетичну стійкість.

Гнучкість при аварійних або ремонтних ситуаціях: якщо одночасно виведено з роботи дві ЛЕП або одна з них перебуває на ремонті, допускається обмеження видачі потужності. Проте важливо: зупинка блоків має бути крайньою мірою, якої бажано уникати.

Логістичні виклики та параметри:

У завданні визначено дві важливі відстані — 1000 км та 420 км. Ці цифри не лише вказують на географічне розташування систем, але й додають багатовимірності до вибору конфігурації мережі. Адже передача енергії на такі значні відстані потребує продуманих рішень для мінімізації втрат і забезпечення стабільності.

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

$$n_{lep} = \frac{P_{вид.t.max}}{P_{пр.доп.}} + 1. \quad (2.7)$$

для системи 1:

$$n_{lep750} = \frac{3828}{2200} + 1 = 2,74 = 3(\text{лінії}).$$

для системи 2:

$$n_{lep330} = \frac{696}{400} + 1 = 2,74 = 3(\text{лінії}).$$

для місцевого району:

$$n_{лен110} = \frac{128,40}{50} + 1 = 3,56 = 4 (\text{лінії}).$$

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб (ТВП) :

$$S_{ТВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot P_{г.ном}, \quad (2.8)$$

де $P'_{ВП} = 6\%$ – максимальне навантаження власних потреб;

$K_n = 0,8$ – коефіцієнт попиту;

$P_{г.ном}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{ТВП.розр} = \frac{6}{100} \cdot 0,8 \cdot 1000 = 48 (\text{МВА}),$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$S_{ПРТВП.розр} = 1,0 \cdot S_{ТВП.розр}, \quad (2.9)$$

$$S_{ПРТВП.розр1} = 1,0 \cdot 48 = 48 (\text{МВА}).$$

Всі ТВП з розщепленою обмоткою НН та мають пристрій РПН [1]. При кількості генераторів п'яти встановлюємо два пускорезервних трансформатори (із них один на генераторну напругу в складському резерві).

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$S_{БТ.розр} = n \cdot (S_{г.вст} - S_{ВП}), ; \quad (2.10)$$

$$S_{БТ.розр} \geq 1111 - 48 = 1063 (\text{МВА});$$

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатори зв'язку :

а) максимальний режим:

$$S_{\max} = S_{г.вст} - S_{ВП \max} - S_{р. \max}; \quad (2.11)$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\min} = S_{\Gamma.\text{вст}} - S_{\text{ВП.}\max} - S_{\text{р.}\min}; \quad (2.12)$$

в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = S_{\Gamma.\text{вст}-1} - S_{\text{ВП.}\max} - S_{\text{р.}\max}, \quad (2.13)$$

АТЗ1:

$$S_{\max 1} = 1111 - 48 - 696 = 367 \text{ МВА},$$

$$S_{\min 1} = 1111 - 48 - 454 = 518 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ав}1} = 1111 - 48 - 696 = 367 \text{ МВА}.$$

АТЗ2:

$$S_{\max 2} = \frac{0 - 0 - 128,4 / 0,9}{1,4} = -101,9 \text{ (МВА)},$$

$$S_{\min 2} = \frac{0 - 0 - 95,25}{1,4} = -68,03 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ав}2} = \frac{0 - 0 - 128,4}{2} = -64,2 \text{ МВА}.$$

Як АТЗ1 встановлюємо групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-333000/750/330.

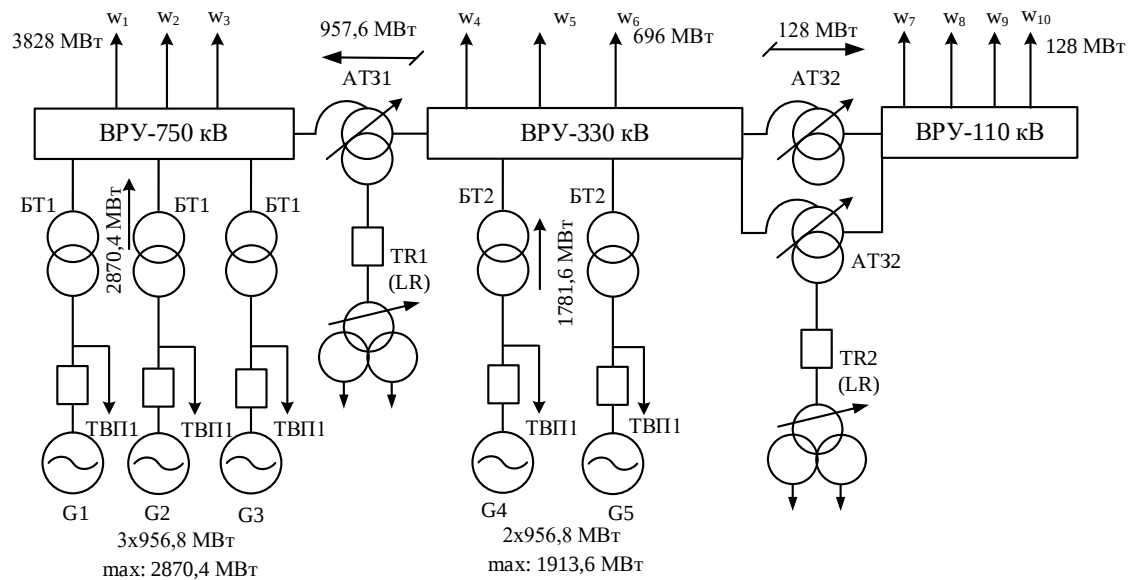
Як АТЗ2 встановлюємо два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-125000/330/110.

На сторонах НН АТЗ1 та АТЗ2 встановлюємо для обмеження струмів КЗ реактори типу РБСДГ 10-2×2500-0,25У3: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 2 \times 2500 \text{ А}$; $x_{\text{р.ном}} = 0,25 \text{ Ом}$.

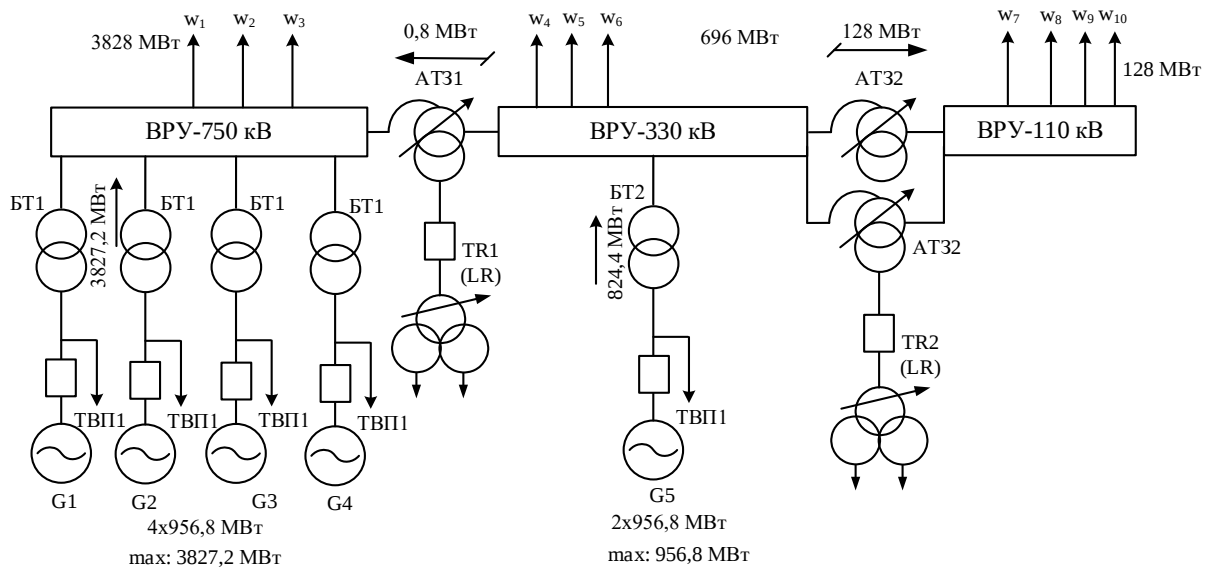
В якості пускорезервних трансформаторів використовуємо трансформатори типу:

– TR1: сторона НН АТЗ1 з реактором РБСДГ 10-2×2500-0,25У3;

– TR2: сторона НН АТЗ2 з реактором РБСДГ 10-2×2500-0,25У3.



а) 1 варіант



б) 2 варіант

Рисунок 2.5 – Варіанти структурної схеми станції

2.4 Вибір схеми ВРУ-750,330 та 110 кВ

Для ВРУ-110 кВ приймаємо типову схему «дві системи збірних шин з обхідною». Для ВРУ-330 і 750 кВ – схему «4/3» (рисунок 2.6, 2.7, 2.8).

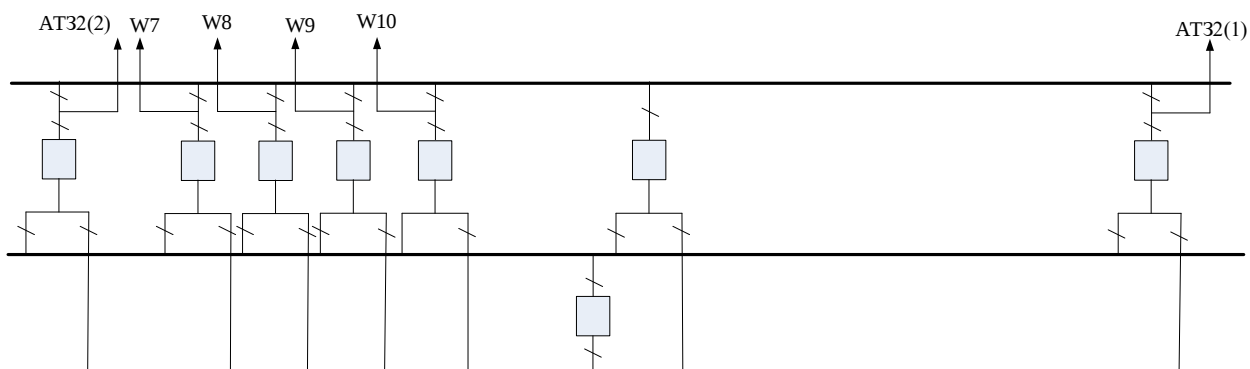


Рисунок 2.6 – Схема ВРУ-110 кВ

Для ВРУ-330 і 750 кВ намічаємо схему:

Схема “дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання” (4/3).

На рисунку 2.5 зобразимо схему ВРУ-330 кВ.

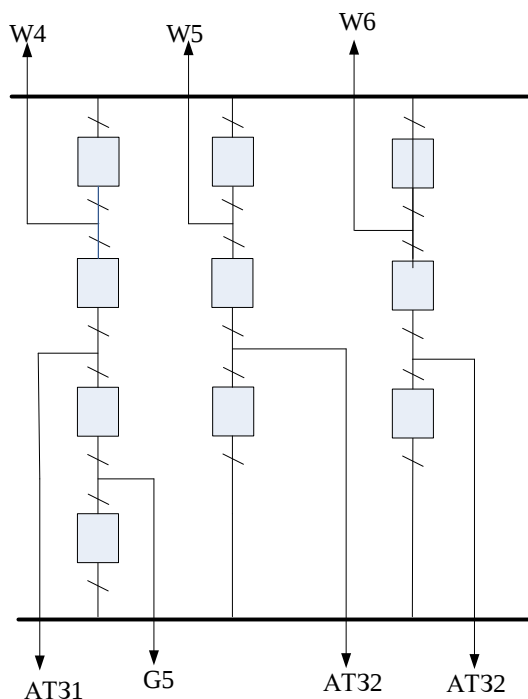


Рисунок 2.7 – Схеми ВРУ-330 кВ

Для ВРУ-750 кВ намічаємо два варіанти схем:

- а) схема “дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання” (3/2);
- б) схема “дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання” (4/3).

Схему вибираємо за приведеними затратами :

$$Z = p_n K + U + M(3), \quad (2.20)$$

де $p_n = 0,15$;

$M(3)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання.

$$K = n \cdot C_k, \quad (2.21)$$

де n – число комірок з вимикачами;

C_k – вартість комірки, тис. грн.,

$$U = \frac{a}{100} \cdot K, \quad (2.22)$$

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.23)$$

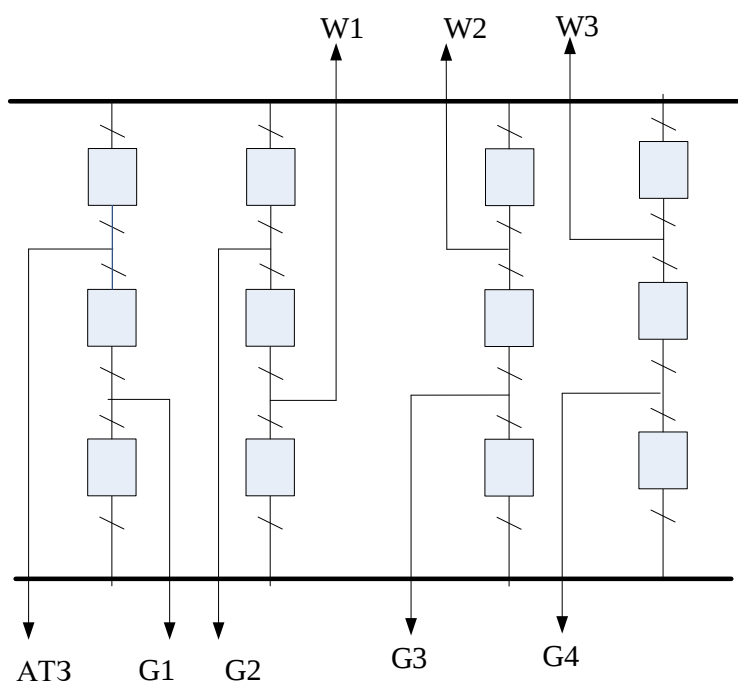
де $y_0 = 24 \frac{\text{грн.}}{\text{кВт.} \cdot \text{год.}}$ – питомий збиток.

Показники надійності елегазових вимикачів наведено в таблиці 2.7

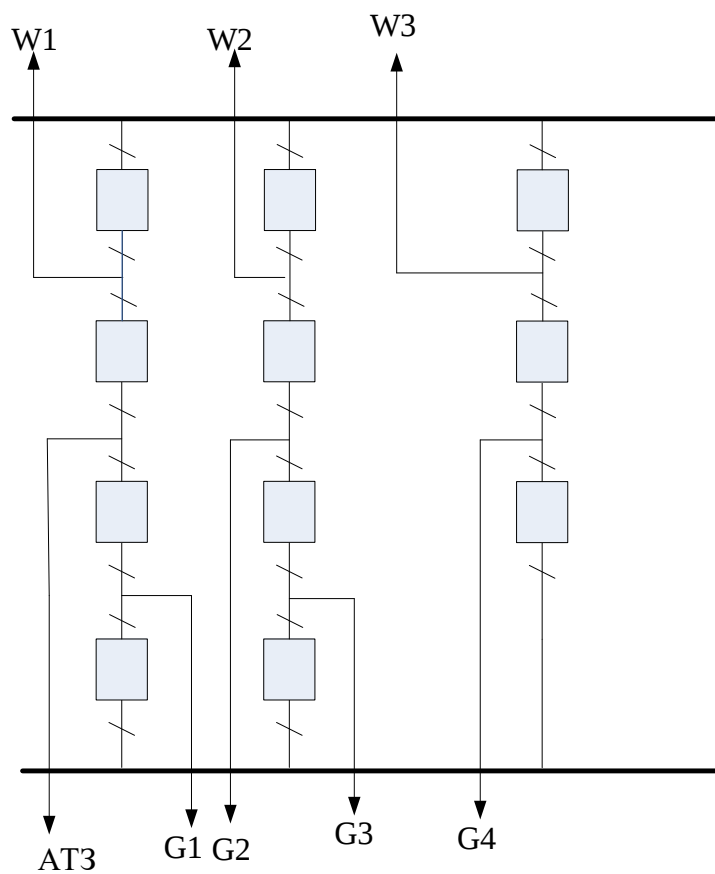
Таблиця 2.7 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складові параметра потoku відмов, 1/рік		Час відновлення T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год.
	ω_1	ω_2			
750	0,025	0,005	250	0,2	550

На рисунку 2.8 зобразимо два варіанти схеми ВРУ-750 кВ.



а) 1 варіант



б) II варіант

Рисунок 2.8 – Схеми ВРУ-750 кВ

Наведемо дані для розрахунку надійності ВПР-750 кВ в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-750 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт.	n_k	12	11
Вартість комірки, тис. грн.	C_k	57600	57600
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,015	0,015
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/1000)$	0,045	0,045
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{II}/8760$	0,012	0,012
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,856	0,868

Продовження таблиці 2.8

Час простою елемента, год.	T_0	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2/2 \cdot T_{II}$	193	193
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,01284	0,01302
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,03852	0,03906
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,00018	0,00018
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,00054	0,00054

Результати розрахунку надійності для двох варіантів наведено в Додаток А.

Наведемо приведені затрати схем ВРУ-750 кВ в таблиці 2.9

Таблиця 2.11 – Приведені затрати схем ВРУ-750 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	1122720	1182520
Щорічні експлуатаційні витрати	25567577,76	4539346,48
Очікуваний збиток	57112,285	45162,008
Приведені затрати	25702304,16	4681248,88

Оскільки приведені затрати менше в II варіанті схеми ВРП-500 кВ то приймаємо схему 4/3 як остаточний варіант схеми ВРП.

2.5 Вибір схеми власних потреб

Виробництво електроенергії на атомних електростанціях (АЕС) — це складний симбіоз технологій, де майже кожен процес автоматизований до найменших деталей. Сотні механізмів, серед яких насоси, вентилятори, подрібнювачі, утворюють нервову систему електростанції, забезпечуючи безперервну роботу основних агрегатів. Але вся ця структура залежить від одного критичного фактору — надійного електропостачання власних потреб (ВП).

Безпека і стабільність функціонування електростанції цілком і повністю залежать від системи ВП. Чому? Тому що споживачі ВП належать до першої категорії, де навіть короточасний збій може спричинити серйозні наслідки для всієї енергетичної системи.

У системі ВП використовуються два основних рівні напруги:

6 кВ — для потужних двигунів, зокрема тих, чия потужність перевищує 200 кВт.

0,38/0,23 кВ — для менш енергоємних споживачів.

Розподільчі пристрої, що обслуговують ВП, мають секціоновану систему шин, розроблену з урахуванням підвищених вимог до надійності. Цікава деталь: кількість секцій 6 кВ прямо пропорційна числу головних циркуляційних насосів (ГЦН), які використовуються на АЕС.

Кожна секція шин або їх попарне з'єднання підключаються до робочого трансформатора ВП. Це забезпечує не лише резервування, але й можливість швидкого перепідключення в разі аварійної ситуації.

Таким чином, система ВП — це не просто інженерна частина електростанції, а її основа. Вона повинна бути бездоганною, адже від її функціонування залежить нормальна робота механізмів, які в свою чергу гарантують стабільність і безпеку виробництва електроенергії. У цій синхронії технологій і механізмів навіть найдрібніший збій неприпустимий.

а рисунку 2.9 наведено схему електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

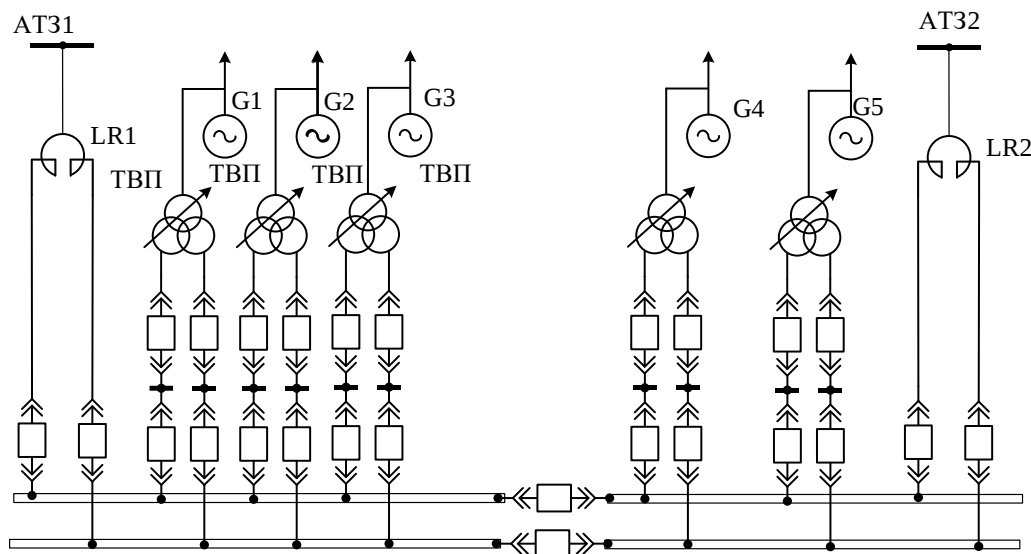


Рисунок 2.9 - Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

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

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунку 2.10) та визначаємо параметри її елементів : $S_6=1000$ МВТ, $U_6= U_{\text{сер.ном.}}$.

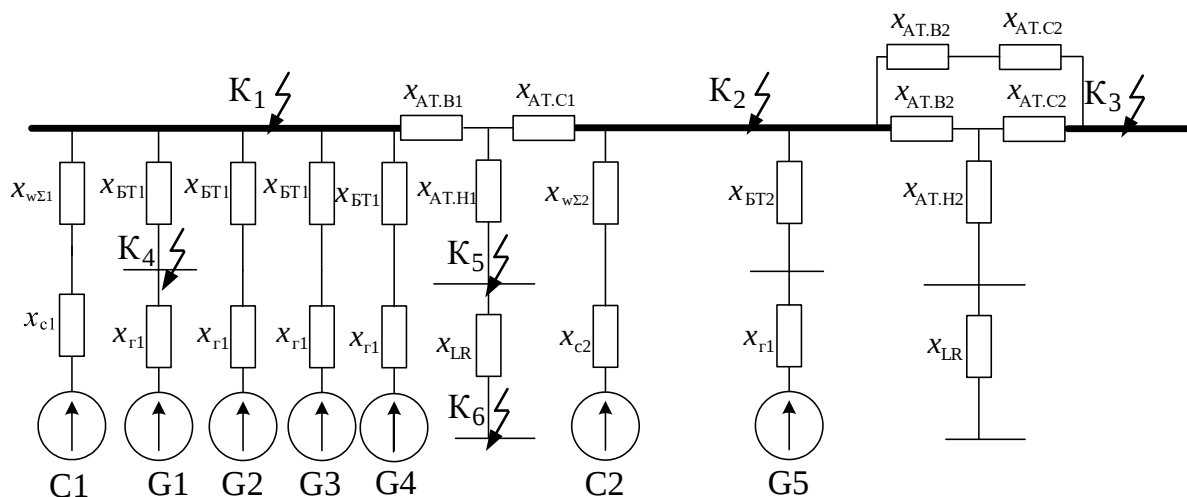


Рисунок 2.10 – Заступна схема електроустановки

Визначаємо параметри елементів заступної схеми:

– генератор:

$$x_G = x_d // \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.17)$$

$$x_{G1} = 0,324 \cdot \frac{1000}{1111} = 0,29;$$

– блочний трансформатор:

$$x_{6T} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.18)$$

$$x_{6T1} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,11;$$

$$x_{6T2} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{1000}{1250} = 0,12;$$

– ЛЕП-330 і 750 кВ:

$$x_w = x_{\text{пит}} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (2.19)$$

$$x_{w\Sigma 1} = 0,28 \cdot 1000 \cdot \frac{1000}{3 \cdot 770^2} = 0,15;$$

$$x_{w\Sigma 2} = 0,32 \cdot 420 \cdot \frac{1000}{3 \cdot 340^2} = 0,38;$$

– система:

$$x_c = x_{*c.\text{НОМ}} \cdot \frac{S_6}{S_{*.\text{НОМ}}}; \quad (2.20)$$

$$x_{c1} = 0,25 \cdot \frac{1000}{17000} = 0,014;$$

$$x_{c2} = 0,26 \cdot \frac{1000}{9000} = 0,028;$$

– реактор:

$$x_{LR} = x_{p.ном} \cdot \frac{S_6}{U_{сер.ном}^2}; \quad (2.21)$$

$$x_{LR} = 0,25 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 6,29.$$

– автотрансформатор зв'язку:

$$x_{B\%} = 0,5(U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H});$$

$$x_{C\%} = 0,5(U_{K \cdot B-C} + U_{KC-H} - U_{K \cdot B-H});$$

$$x_{H\%} = 0,5(U_{K \cdot B-H} + U_{KC-H} - U_{K \cdot B-C});$$

$$x_B = \frac{x_{B\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{AT.ном}};$$

$$x_C = \frac{x_{C\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{AT.ном}};$$

$$x_H = \frac{x_{H\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{AT.ном}};$$

$$x_{B1\%} = 0,5(28 + 10 - 17) = 10,5\%;$$

$$x_{C1\%} = 0,5(10 + 17 - 28) = -0,5 \approx 0\%;$$

$$x_{H1\%} = 0,5(28 + 17 - 10) = 17,5\%;$$

$$x_{AT.B1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 333} = 0,11;$$

$$x_{AT.C1} = 0;$$

$$x_{AT.H1} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 333} = 0,18.$$

$$x_{B2\%} = 0,5(38 + 10,5 - 25) = 11,75\%;$$

$$x_{C2\%} = 0,5(10,5 + 25 - 38) = -1,25 \approx 0\%;$$

$$x_{H2\%} = 0,5(38 + 25 - 10,5) = 26,25\%;$$

$$x_{AT.B2} = \frac{11,75}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,94;$$

$$x_{AT.C2} = 0;$$

$$x_{AT.H2} = \frac{26,25}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 2,1.$$

$x_{*рез.}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.

Базовий струм [2, 5]:

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot S_{сер.ном}}; \quad (2.23)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,75 \text{ (кА)};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ (кА)};$$

$$I_{\delta 4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24,08 \text{ (кА)};$$

$$I_{\delta 5} = I_{\delta 6} = I_{\delta 7} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ (кА)}.$$

Визначимо складові струмів КЗ:

$$\text{– періодичну:} \quad I_{nt} = \gamma_{nt} \cdot I_{no}; \quad (2.22)$$

$$\text{– аперіодичну:} \quad i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/Ta}; \quad (2.23)$$

$$\text{– ударний струм:} \quad i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_y, \quad (2.24)$$

де γ_{nt} – розрахунковий коефіцієнт;

$$\tau = t_{BB} + 0,01;$$

t_{BB} – власний час вимикання вимикача;

T_a – постійна часу кола КЗ, с;

K_y – ударний коефіцієнт.

Для визначення складових струмів КЗ попередньо приймаємо до встановлення такі вимикачі [1]:

а) ВРУ-750 кВ	LTV 800E4	$t_{BB}=0,02$ с;
б) ВРУ-330 кВ	LTV 420E2	$t_{BB}=0,035$ с;
в) ВРУ-110 кВ	LTV 145D1/B	$t_{BB}=0,035$ с;

г) РУ ВП-6 кВ

ВР6-10У3

 $t_{\text{ВВ}}=0,05 \text{ с.}$

Спростимо заступну схему электроустановки для каждой точки КЗ.

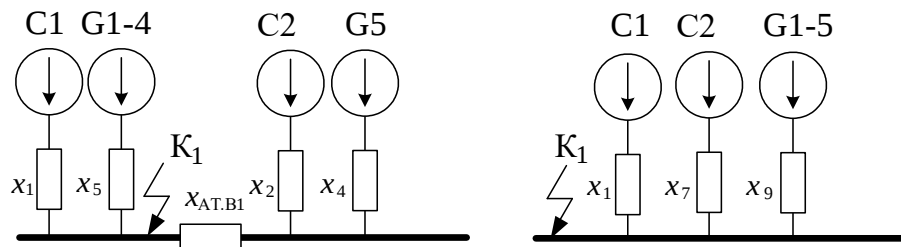
К-1: Спрощення заступної схеми для точки К-1 наведено на рисунку 2.12.

Рисунок 2.12– Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_4 = x_{r1} + x_{\text{БТ}2};$$

$$x_4 = 0,29 + 0,12 = 0,41;$$

$$x_5 = x_3 / 4;$$

$$x_5 = 0,4 / 4 = 0,1;$$

Розподіляємо $x_{\text{АТ.В1}}$ між x_2 , та x_4 :

$$\Delta x = x_{\text{АТ.В1}} \cdot (x_2 + x_4);$$

$$x_7 = x_2 + \frac{\Delta x}{x_4};$$

$$x_8 = x_4 + \frac{\Delta x}{x_2};$$

$$\Delta x = 0,11 \cdot (0,408 + 0,41) = 0,089;$$

$$x_7 = 0,408 + \frac{0,089}{0,41} = 0,625;$$

$$x_8 = 0,41 + \frac{0,089}{0,408} = 0,628;$$

$$x_9 = \frac{x_5 \cdot x_8}{x_5 + x_8};$$

$$x_9 = \frac{0,1 \cdot 0,628}{0,1 + 0,628} = 0,086;$$

$$I_{noc1} = \frac{1}{0,164} \cdot 0,75 = 4,57 \text{ (кА)};$$

$$I_{noc2} = \frac{1}{0,625} \cdot 0,75 = 1,2 \text{ (кА)};$$

$$I_{noG1-5} = \frac{1,13}{0,086} \cdot 0,75 = 9,85 \text{ (кА)};$$

Аналогічно проведемо розрахунок струмів I_{no} для інших точок КЗ.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.13.

К-2:

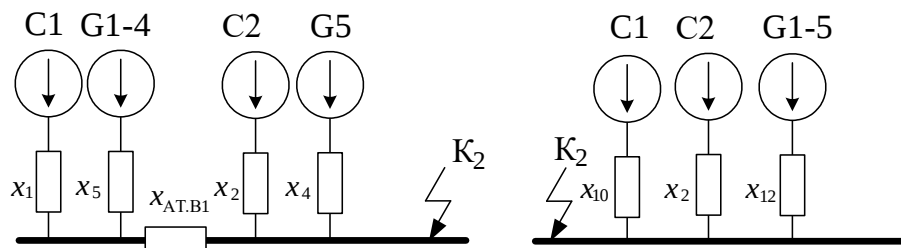


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо $x_{AT.B1}$ між x_1 та x_5 [1]:

$$\Delta x = x_{AT.B1} (x_1 + x_5);$$

$$x_{10} = x_1 + \frac{\Delta x}{x_5};$$

$$x_{11} = x_5 + \frac{\Delta x}{x_1};$$

$$\Delta x = 0,11(0,164 + 0,1) = 0,029;$$

$$x_{10} = 0,164 + \frac{0,029}{0,1} = 0,454;$$

$$x_{11} = 0,1 + \frac{0,029}{0,164} = 0,276;$$

$$x_{12} = \frac{x_4 \cdot x_{11}}{x_4 + x_{11}};$$

$$x_{12} = \frac{0,41 \cdot 0,276}{0,41 + 0,276} = 0,16;$$

$$I_{noc1} = \frac{1}{0,454} \cdot 1,7 = 3,74 (\kappa A);$$

$$I_{noc2} = \frac{1}{0,408} \cdot 1,7 = 4,16 (\kappa A);$$

$$I_{noG1-5} = \frac{1,13}{0,16} \cdot 1,7 = 12 (\kappa A);$$

K-3:

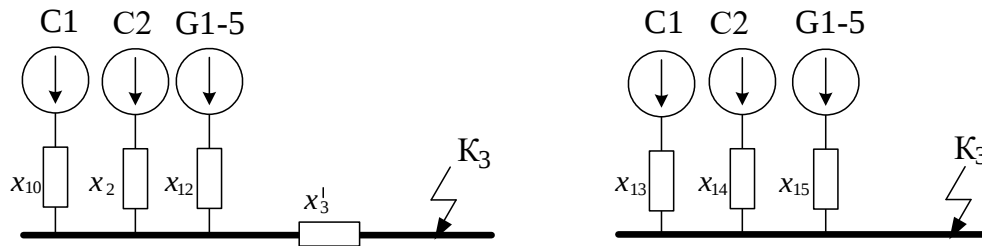


Рисунок 2.14 – Спрощення заступної схеми для точки K-3

Розподіляємо x_3' між x_{10} , x_2 та x_{12} [1]:

$$\Delta x = x_3' \cdot (x_{10} \cdot x_2 + x_2 \cdot x_{12} + x_{10} \cdot x_{12});$$

$$x_{13} = x_2 + \frac{\Delta x}{x_{10} \cdot x_{12}};$$

$$x_{14} = x_{10} + \frac{\Delta x}{x_2 \cdot x_{12}};$$

$$x_{15} = x_{12} + \frac{\Delta x}{x_{10} \cdot x_2};$$

$$\Delta x = 0,47 \cdot (0,454 \cdot 0,408 + 0,408 \cdot 0,16 + 0,454 \cdot 0,16) = 0,15;$$

$$x_{13} = 0,408 + \frac{0,15}{0,454 \cdot 0,16} = 2,47;$$

$$x_{14} = 0,454 + \frac{0,15}{0,408 \cdot 0,16} = 2,75;$$

$$x_{15} = 0,16 + \frac{0,15}{0,454 \cdot 0,408} = 0,96;$$

$$I_{noc1} = \frac{1}{2,47} \cdot 5,03 = 2,03 (\kappa A);$$

$$I_{noc2} = \frac{1}{2,75} \cdot 5,03 = 1,89 \text{ (кА)};$$

$$I_{noG1-5} = \frac{1,13}{0,96} \cdot 5,03 = 5,92 \text{ (кА)};$$

К-4:

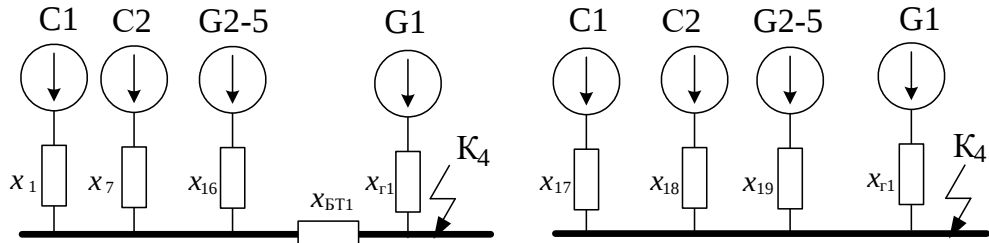


Рисунок 2.15 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$x_{16} = \frac{\frac{x_3}{3} \cdot x_8}{\frac{x_3}{3} + x_8} = \frac{0,13 \cdot 0,628}{0,13 + 0,628} = 0,107;$$

Розподіляємо x_{BT1} між x_1 , x_7 та x_{16} :

$$\Delta x = x_{BT1} \cdot (x_1 \cdot x_7 + x_7 \cdot x_{16} + x_1 \cdot x_{16});$$

$$x_{17} = x_1 + \frac{\Delta x}{x_7 \cdot x_{16}};$$

$$x_{18} = x_7 + \frac{\Delta x}{x_1 \cdot x_{16}};$$

$$x_{19} = x_{16} + \frac{\Delta x}{x_1 \cdot x_7};$$

$$\Delta x = 0,11 \cdot (0,164 \cdot 0,59 + 0,59 \cdot 0,107 + 0,164 \cdot 0,107) = 0,019;$$

$$x_{17} = 0,164 + \frac{0,019}{0,59 \cdot 0,107} = 0,46;$$

$$x_{18} = 0,59 + \frac{0,019}{0,164 \cdot 0,107} = 1,67;$$

$$x_{19} = 0,107 + \frac{0,019}{0,164 \cdot 0,59} = 0,30;$$

$$I_{noc1} = \frac{1}{0,46} \cdot 24,08 = 52,3 \text{ (кА)};$$

$$I_{noc2} = \frac{1}{1,67} \cdot 24,08 = 14,4 \text{ (кА)};$$

$$I_{noG1} = \frac{1,13}{0,29} \cdot 24,08 = 93,83 \text{ (кА)};$$

$$I_{noG2-5} = \frac{1,13}{0,30} \cdot 24,08 = 90,7 \text{ (кА)}$$

K-5:

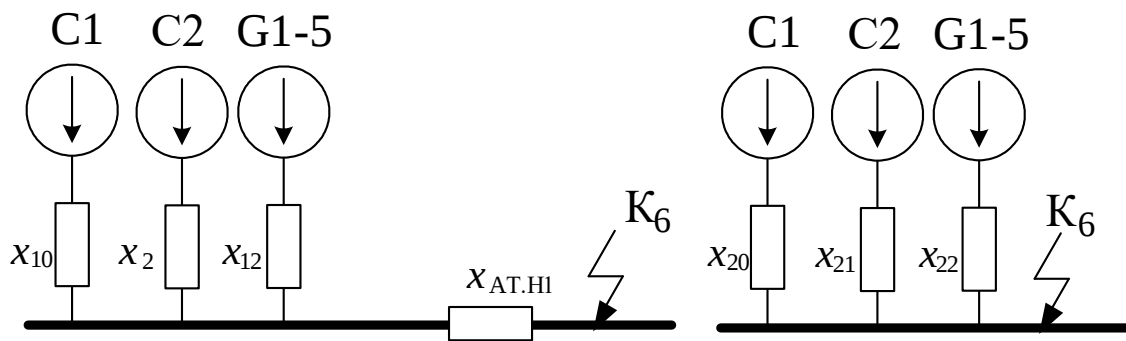


Рисунок 2.16 – Спрощення заступної схеми для точки K-6

Розподіляємо $x_{AT.H1}$ між x_{10} , x_2 та x_{12} [1]:

$$\Delta x = x_{AT.H1} \cdot (x_{10} \cdot x_2 + x_2 \cdot x_{12} + x_{10} \cdot x_{12});$$

$$x_{20} = x_2 + \frac{\Delta x}{x_{10} \cdot x_{12}};$$

$$x_{21} = x_{10} + \frac{\Delta x}{x_2 \cdot x_{12}};$$

$$x_{22} = x_{12} + \frac{\Delta x}{x_{10} \cdot x_2};$$

$$\Delta x = 0,18 \cdot (0,454 \cdot 0,408 + 0,408 \cdot 0,16 + 0,454 \cdot 0,16) = 0,058;$$

$$x_{20} = 0,408 + \frac{0,058}{0,454 \cdot 0,16} = 1,2;$$

$$x_{21} = 0,454 + \frac{0,058}{0,408 \cdot 0,16} = 1,34;$$

$$x_{22} = 0,16 + \frac{0,058}{0,454 \cdot 0,408} = 0,47;$$

$$I_{noc1} = \frac{1}{1,2} \cdot 91,64 = 76,36 \text{ (кА)};$$

$$I_{noc2} = \frac{1}{1,34} \cdot 91,64 = 68,38 \text{ (кА)};$$

$$I_{noG1-5} = \frac{1,13}{0,47} \cdot 91,64 = 220,32 \text{ (кА)};$$

K-6:

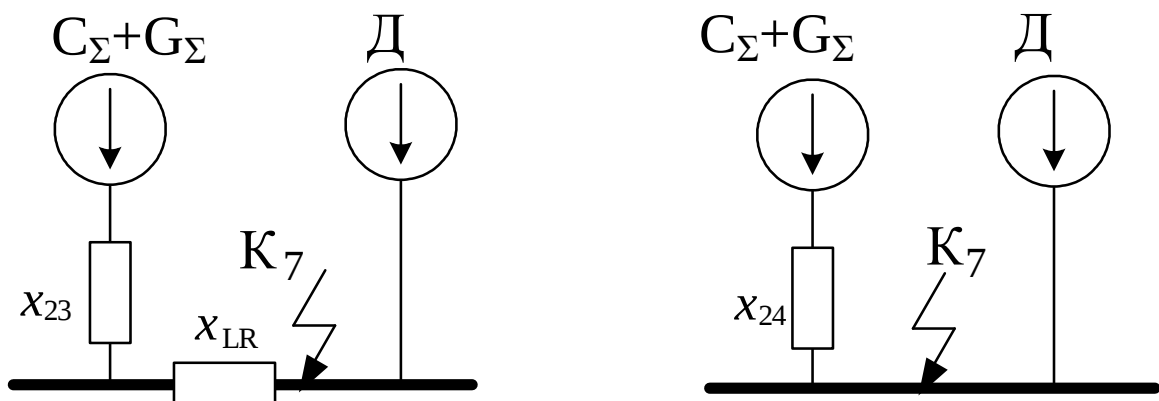


Рисунок 2.18 – Спрощення заступної схеми для точки K-7

$$x_{23} = \frac{1}{\frac{1}{x_{10}} + \frac{1}{x_2} + \frac{1}{x_{12}}} + x_{AT.H1};$$

$$x_{23} = \frac{1}{\frac{1}{0,454} + \frac{1}{0,408} + \frac{1}{0,16}} + 0,18 = 0,27;$$

$$x_{24} = x_{23} + x_{LR};$$

$$x_{24} = 0,27 + 2,27 = 2,54;$$

$$I_{noc+G} = \frac{1}{2,54} \cdot 55,05 = 21,67 \text{ (кА)}.$$

$$I_{ноД} = \frac{4 \Sigma P_{НОМ}}{U_{НОМ}} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot S_{TR.позр.}}{U_{НОМ}}; \quad (2.26)$$

$$I_{ноД} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 48}{2 \cdot 6,3} = 19,04 \text{ (кА)}.$$

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{пт}}$ для генераторних віток .

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}.$$

K₁: G₁₋₅:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{5 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 770} = 4,16 \text{ (кА)}; \quad \frac{I_{\text{но}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{9,85}{4,16} = 2,36; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,975.$$

K₂: G₁₋₅:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{5 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 340} = 9,43 \text{ (кА)}; \quad \frac{I_{\text{но}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{12}{9,43} = 0,96; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,98.$$

K₃: G₁₋₅:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{5 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 115} = 27,88 \text{ (кА)}; \quad \frac{I_{\text{но}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{5,92}{22,34} = 0,26 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

K₄: G₁:

$$I'_{\text{НОМ}} = 26,73 \text{ (кА)}; \quad \frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{93,83}{26,73} = 3,5; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,94.$$

G₂₋₅:

$$I'_{\text{НОМ}} = 4 \cdot 26,73 = 106,92 \text{ (кА)}; \quad \frac{I_{\text{но}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{90,7}{106,92} = 0,84 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

K₅: G₁₋₅:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{5 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 509 \text{ (кА)}; \quad \frac{I_{\text{но}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{220,32}{509} = 0,43 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

Результати розрахунку струмів КЗ для всіх точок зводимо в табл. 2.12 і 2.13.

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{нт.Д}} &= I_{\text{но.Д}} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{\text{ат.Д}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.Д}} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{\text{у.Д}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.Д}} \cdot K_{\text{у.Д}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

$$I_{н\tau,Д} = 19,04 \cdot e^{-0,06/0,07} = 8,08 \text{ (кА)};$$

$$i_{а\tau,Д} = \sqrt{2} \cdot 19,04 \cdot e^{-0,06/0,04} = 6 \text{ (кА)};$$

$$i_{у,Д} = \sqrt{2} \cdot 19,04 \cdot 1,65 = 44,42 \text{ (кА)}.$$

Таблиця 2.12 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	K_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К-1 ВРУ-750 кВ	Система С1	0,03	0,08	1,895	0,7	1
	Система С2	0,03	0,03	1,717	0,35	1
	Г 1-5	0,03	0,4	1,96	0,9	0,975
К-2 ВРУ-330 кВ	Система С1	0,045	0,06	1,85	0,45	1
	Система С2	0,045	0,04	1,78	0,3	1
	Г 1-5	0,045	0,4	1,96	0,92	0,98
К-3 ВРУ-110 кВ	Система С1	0,045	0,04	1,78	0,45	1
	Система С2	0,045	0,02	1,608	0,18	1
	Г 1-5	0,045	0,4	1,96	0,92	1

Продовження таблиці 2.12

К-4 Г1	Система С1	0,03	0,08	1,895	0,7	1
	Система С2	0,03	0,03	1,717	0,35	1
	Г 1	0,03	0,44	1,978	0,98	0,94
	Г 2-5	0,03	0,4	1,96	0,9	1
К-5РУВП-6 кВ (перед реактором)	Система С1	0,045	0,04	1,78	0,45	1
	Система С2	0,045	0,02	1,608	0,18	1
	Г 1-5	0,045	0,4	1,96	0,92	1
К-6 РУ ВП-6 кВ	$C_{\Sigma} + \Gamma_{\Sigma}$	0,06	0,06	1,85	0,4	1

Таблиця 2.13 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	I_{n0} , кА	I_{nt} , кА	i_{at} , кА	i_y , кА	Примітка
К-1 ВРУ-750	Система С1	4,57	4,57	3,52	12,47	Комут.апар. і шини
	Система С2	1,2	1,2	0,33	2,97	
	Г 1-5	9,85	9,65	12,52	27,80	
	Сума	15,62	15,42	16,37	43,24	
К-2 ВРУ-330	Система С1	3,74	3,74	2,34	9,96	Комут.апар. і шини
	Система С2	4,16	4,16	1,72	10,66	
	Г 1-5	12	11,8	15,25	33,87	
	Сума	19,9	19,7	19,31	54,50	
К-3 ВРУ-110	Система С1	2,03	2,03	0,84	5,20	Комут.апар. і шини
	Система С2	1,89	1,89	0,22	4,38	
	Г 1-5	5,92	5,72	7,52	16,71	
	Сума	9,84	9,64	8,58	26,29	
К-4 Г1	Система С1	52,3	52,3	40,31	142,72	шини в осн. колі
	Система С2	14,4	14,4	3,92	35,60	
	Г 1	93,83	93,63	120,60	267,26	
	Г 2-5	90,7	90,5	115,26	255,99	
	Сума(без Г1)	157,4	157,2	159,49	434,31	
	Повна сума	251,23	250,83	280,09	701,57	шини до ВП
К-5 РУВП-6 кВ	Система С1	76,36	76,36	31,50	195,73	Комут.апар. і шини
	Система С2	68,38	68,38	8,08	158,34	
	Г 1-5	220,32	220,12	279,98	621,83	
	Сума	365,06	364,86	319,57	975,89	
К-6 РУ ВП-6 кВ	$C_{\Sigma} + \Gamma_{\Sigma}$	21,67	22,67	13,56	57,73	Комут.апар
	Двигуни	19,69	8,355	6,18	45,81	шини

2.7 Визначення максимальних струмів присіднань та імпульсів

квадратичного струму

Максимальні струми :

– Генераторів:

$$I_{\max.G} = \frac{I_{G.\text{ном}}}{0,95}. \quad (2.28)$$

– Блочних трансформаторів:

$$I_{\max.\text{БТ}} = \frac{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.29)$$

– ЛЕП:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{\Gamma p}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.30)$$

– Автотрансформаторів зв'язку:

$$I_{\max.\text{АТЗ}} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (2.31)$$

– Трансформаторів власних потреб:

$$I_{\max.\text{ТВП}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.32)$$

Імпульс квадратичного струму [1]:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.33)$$

де $t_{\text{вим}}$ – час вимикання КЗ, с.

При КЗ на виводах генератора:

$$\begin{aligned} B_k = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}} = & (I_C^2 + B_{*\text{ПГ}} \cdot I_{\text{ПОГ}}^2 + 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{\text{ПОГ}}) \cdot t_{\text{вим}} + \\ & + (I_C^2 \cdot T_{\text{ас}} + I_{\text{ПОГ}}^2 \cdot T_{\text{аГ}} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{\text{ПОГ}}}{\frac{1}{T_{\text{ас}}} + \frac{1}{T_{\text{аГ}}}}), \end{aligned} \quad (2.34)$$

де $I_{\text{ПОГ}}$ – струм КЗ від генератора, на шинях якого відбулося коротке замикання;

I_C – струм КЗ від системи та інших генераторів;

$B_{*\text{ПГ}}$, T_* – відносні тепловий та струмовий імпульси періодичної складової струму генератора за кривими [1].

Імпульс квадратичного струму в системі власних потреб станції:

$$B_k = I_{\text{нос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{ноД}}^2 (0,5T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{нос}} \cdot I_{\text{ноД}} (T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}); \quad (2.35)$$

$$T_{acx} = \frac{T_{ac} I_{\text{пос}} + T_{aД} I_{\text{поД}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{поД}}},$$

де – $T'_{Д} = 0,07$ с; $T_{aД} = 0,04$ с.

ВРУ-750 кВ:

$$I_{\text{max.W}} = \frac{2200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,85} = 1995 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.БГ1}} = \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 901,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.AT31}} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1155 \text{ (A)};$$

$$B_{\kappa} = 15,62^2 (0,2 + 0,40) = 146,39 (\kappa A^2 \cdot c).$$

ВРУ-330 кВ:

$$I_{\text{max.W}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.БГ2}} = \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 2048,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.AT31}} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 2625 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.AT32}} = \frac{1,5 \cdot 125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 328,03 \text{ (A)};$$

$$B_{\kappa} = 19,9^2 (0,2 + 0,40) = 237,60 (\kappa A^2 \cdot c).$$

ВРУ-110 кВ:

$$I_{\text{max.W}} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 309 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.AT32}} = \frac{1,5 \cdot 125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 984,11 \text{ (A)};$$

$$B_{\kappa} = 9,84^2 (0,2 + 0,4) = 58,09 (\kappa A^2 \cdot c).$$

Генератор G₁.

$$I_{\max.G1} = \frac{26730}{0,95} = 28136,8(A);$$

$$I_{\max.TBП1.1} = \frac{48000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1154,7 (A);$$

$$B_{\kappa} = (157,4^2 + 0,3 \cdot 93,83^2 + 2 \cdot 157,4 \cdot 0,54 \cdot 93,83) \cdot 4 + \\ + (157,4^2 \cdot 0,19 + 93,83^2 \cdot 0,44 + \frac{4 \cdot 157,4 \cdot 93,83}{\frac{1}{0,19} + \frac{1}{0,44}}) = 189835 (кА^2 \cdot с).$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max.TBП1} = \frac{48 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 2199,4(A);$$

$$T_{асх} = \frac{0,06 \cdot 21,67 + 0,04 \cdot 19,69}{21,67 + 19,69} = 0,0504(с);$$

$$B_{\kappa} = 21,67^2(0,3 + 0,051) + 19,69^2(0,5 \cdot 0,07 + 0,051) + \\ + 2 \cdot 21,67 \cdot 19,69(0,07 + 0,051) = 300,5(кА^2 \cdot с).$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-750 кВ, ВРУ-330 кВ, ВРУ-110 кВ.

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРУ-750 кВ, ВРУ-330 кВ, ВРУ-110 кВ:

Вибір комутаційних апаратів проводимо згідно таблиці робочих струмів та зводимо до таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Вибір комутаційної апаратури

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 750 кВ	ЛТВ 800Е4	АВВ ЛТВ 750Е1
$U_{ном} = 750$ кВ	$U_{ном} = 800$ кВ	$U_{ном} = 750$ кВ
$I_{роб.мах} = 1995$ А	$I_{ном} = 4000$ А	$I_{ном} = 4000$ А
$I_{п.т} = 15,42$ кА	$I_{н.відк} = 63$ кА	—
$i_{а.т} = 16,37$ кА	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_H = 35,36$ кА	—

$I_{п.0} = 15,62 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	—
$i_y = 43,24 \text{ кА}$	$I_{дин} = 160 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 146,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 330 кВ	LTV 420E2	РНДЗ-330/2000У1
$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 618,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 2,0 \text{ кА}$
$I_{п.т} = 19,7 \text{ кА}$	$I_{н.відк} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 19,31 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_n = 19,74 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 19,9 \text{ кА}$	$I_{дин} = 35,5 \text{ кА}$	—
$i_y = 54,50 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 237,60 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 110 кВ	LTV 145D1/B	РНДЗ-110/1000У1
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 309 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1 \text{ кА}$
$I_{п.т} = 9,64 \text{ кА}$	$I_{н.відк} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 8,58 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_n = 20,02 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 9,84 \text{ кА}$	$I_{дин} = 35,5 \text{ кА}$	—
$i_y = 26,29 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 58,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 3000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.17

Розрахункові дані	Каталожні дані
ВП-6 кВ	ВРЗ
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 2,199 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{п.т} = 22,67 \text{ кА}$	$I_{н.відк} = 40 \text{ кА}$
$i_{а.т} = 13,56 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_n = 21,45 \text{ кА}$
$I_{п.0} = 19,69 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 57,73 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В колі генератора ТВВ-1000 встановлюємо вимикач навантаження типу КАГ-24-30/30000У3: $U_{ном} = 24 \text{ кВ}$; $I_{ном} = 30 \text{ кА}$; $I_{н.відк} = 30 \text{ кА}$; $I_{дин} = 500 \text{ кА}$; $I_T/t_{тер} = 190/3 \text{ кА/с}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

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

Вибираємо струму найбільш потужного приєднання: $G = 1,9243$ (кА)

Вибираємо шини з проводу $3 \times \text{АС } 600/72$,

$I_{\text{доп}} = 3 \times 1050 \text{ А}; d = 33,2 \text{ мм.}$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = 3 \cdot 1050 = 3150 \text{ А} > I_{p.\text{max}} = 1995 \text{ А};$$

Перевірка шин за умовою корони :

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

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

Перевірка умов виникнення корони є критично важливою для гнучких провідників, які працюють на напрузі 35 кВ і вище. Адже корона — це не просто візуальне чи звукове явище, це складний фізичний процес. Розряд, що виникає внаслідок високого електричного напруження поблизу проводу, супроводжується характерним потріскуванням і легким світінням, яке на перший погляд може здатися незначним. Проте за цим явищем приховані серйозні наслідки.

Коли повітря навколо проводу іонізується, відбуваються численні негативні ефекти:

Додаткові втрати енергії. Цей процес забирає частину потужності, яку можна було б використати ефективніше.

Електромагнітні коливання. Вони стають джерелом радіоперешкод, впливаючи на роботу електронних систем.

Утворення озону. Здавалося б, озон — це корисний елемент у стратосфері, але поблизу контактних з'єднань він має зовсім іншу роль, спричиняючи їхнє передчасне зношення.

Вибір правильних провідників, які здатні зменшити ефекти до допустимих рівнів. Це завдання вимагає врахування геометричних характеристик, матеріалу провідників та умов експлуатації.

Контроль явища корони — це не лише про збереження енергії чи зниження шуму. Це про створення збалансованої системи, де технологічні рішення гармонійно вписуються у фізичну реальність. Кожен провідник, кожен контакт — це частина складної гри між електричними полями, матеріалами і зовнішнім середовищем. І тільки точні розрахунки здатні забезпечити довговічність та ефективність роботи системи.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.162)$$

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

де m — коефіцієнт, що враховує шорхуватість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);
 $r_0 = d / 20 = 33,2 / 20 = 1,66$ см — радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ek}}}, \text{ (кВ / см)}; \quad (2.163)$$

де K — коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі .

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a}; \quad (2.164)$$

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1.66}{40} = 1.1438;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі:

$$r_{ек} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}; \quad (2.165)$$

$$r_{ек} = \sqrt[3]{1.66 \cdot 40^2} = 13.8487 \text{ см};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.166)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ м},$$

де D – відстань між фазами [1];

$$U_{750 \text{ max}} = 775 \text{ кВ};$$

$$E = 1.143 \cdot \frac{0,354 \cdot 775}{2 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{882}{13.8487}} = 23.6444 \text{ (кВ/см)}.$$

$0,9 \cdot 30,973 = 27.8757 > 1,07 \cdot 22,751 = 25.2995 \Rightarrow$ умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

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

Перевірка на електродинамічну стійкість не виконується, оскільки

$$I_{по\Sigma} = 19,927 \text{ кА} < 20 \text{ кА}, \quad i_y = 47,6993 < 50 \text{ кА}.$$

Вибір гнучких шин:

Ділянка ВРУ-750 кВ – БТ

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [1]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}}; \quad (2.167)$$

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

$J_{ек}$ – нормована густина струму, для $T_{max} > 7813,462$ год $J_{ек} = 1$ А/мм².

Вибираємо шини з проводу 3×АС 450/56 ($I_{доп} = 860$ А; $d = 28,8$ мм).

$$q_{ек} = 1282 / 1 = 1282 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$$450 \cdot 3 = 1350 > 1282 \text{ умова виконується.}$$

Так як вибираємо шини з проводу 3×АС 450/56 перевірка здійснюється аналогічно.

Вибір жорстких шин:

Виберемо шини в колі ВП зі сторони 6 кВ.

Збірні шини електроустановок — це ключовий компонент, який поєднує в собі технічну майстерність і функціональну ефективність. Виконуються вони, як правило, з жорстких алюмінієвих шин. Алюміній обраний не випадково: його оптимальне співвідношення вартості, міцності та провідності робить цей матеріал найкращим варіантом. Мідні шини, хоча і перевершують алюмінієві за провідністю, через високу вартість практично не застосовуються навіть при значних струмових навантаженнях.

Вибір конструкції шин: баланс між потужністю і втратами

Для струмів до 3000 А зазвичай використовуються одно- або двополосні шини. Але якщо струми перевищують цей рівень, на сцену виходять шини коробчатого перерізу. Вони мають кілька суттєвих переваг:

Для надійного кріплення шин використовуються опорні фарфорові ізолятори, які забезпечують електричну і механічну стабільність. Але тут виникає цікава інженерна проблема: при нагріванні шини мають тенденцію до повздовжнього розширення. Щоб компенсувати цей ефект:

Сполучення шин по довжині зазвичай здійснюється зварюванням, що забезпечує міцність і низький опір у точках контакту. Але з'єднання алюмінієвих шин із мідними або латунними затискачами вимагає особливого підходу. Чому? Прямий контакт цих металів може викликати утворення електролітичної пари мідь-алюміній, яка руйнує з'єднання. Для уникнення цієї проблеми використовуються перехідні затискачі, що слугують бар'єром і гарантують довговічність.

Кожен елемент, від матеріалу шин до способів їх кріплення, працює як частина складної системи. Тут немає дрібниць: правильне проектування і реалізація всіх деталей забезпечують не тільки надійність, але й ефективність електроустановок, що працюють на межі технологічних можливостей. Для кращої тепловіддачі та експлуатації шини фарбують:

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

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

Вибір перерізу шин проводиться по нагріву (по допустимому струму):

$$I_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{ном.ПРТВІІ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.168)$$

$$I_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{48}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,887 \text{ (кА)};$$

За умовами експлуатації беремо алюмінієві шини коробчатого перерізу [1]

$$2(100 \times 45 \times 6), I_{\text{доп}} = 3500 \text{ (А)}; q = 2 \times 1010 = 2020 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\max} = 2887 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 3500 \text{ (А)}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (2.169)$$

де C – функція, значення якої наведено в [1]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{332.937 \cdot 10^6}}{90} = 202.7396 \text{ (мм}^2\text{)},$$

$$q = 2020 \text{ мм}^2 > q_{\min} 202.7396 \text{ мм}^2 \quad \text{шини термічно стійкі.}$$

Перевіримо шини на механічну міцність. Шини коробчатого перерізу мають великий момент інерції, тому розрахунок виконується без врахування коливального процесу в механічній конструкції. Приймаємо, що швелери шин з'єднані жорстко по всій довжині зварювальним швом, тоді момент опору

$W_{y0-y0}=58 \text{ см}^3$ [1]. При розташуванні шин у вершинах прямокутного трикутника розрахункову формулу приймаємо по [1]:

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа:

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8}; \quad (2.170)$$

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

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2^2 \cdot 114792.4^2}{0.8 \cdot 58} = 24.9914 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} = 24.9914 \text{ (МПа)} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ (МПа)}.$$

Таким чином, шини механічно міцні ($\sigma_{\text{доп}}$ – по [1]).

Вибір ізоляторів:

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (2.171)$$

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (2.172)$$

де $U_{\text{уст}}$, $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга відповідно РП та ізолятора; $F_{\text{доп}}$ – допустиме навантаження на ізолятор; $F_{\text{розр}}$ – розрахункова сила, що діє на ізолятор.

Вибираємо по [1] опорний ізолятор ИО-10-30,00 УЗ: $U_{\text{ном}} = 10$ (кВ),

$F_{\text{розр.мах}} = 30$ (кН), висота ізолятора $H_{\text{із}} = 154$ (мм).

Максимальна сила, що діє на вигинання [1]:

$$F_{\text{в}} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (2.173)$$

$$F_{\text{в}} = 1,62 \cdot \frac{(114792,4)^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 5336 \text{ (Н)}.$$

Поправка на висоту коробчатих шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{із}}} = \frac{H_{\text{із}} + c + h/2}{H_{\text{із}}}; \quad (2.174)$$

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

Розрахункове навантаження на ізолятор:

$$F_{\text{розр}} = k_h \cdot F_{\text{в}}; \quad (2.175)$$

$$F_{\text{розр}} = 1,364 \cdot 5336 = 7278 \text{ (Н)}.$$

Допустиме навантаження:

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

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}},$$

$$7277.4607 < 18000 \text{ умова виконується.}$$

Вибираємо по [1] прохідний ізолятор ИП-10/3150-3000 У,ХЛ,Т2:

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

$$I_{\text{max}} = 2887 \text{ (А)} < I_{\text{ном}} = 3150 \text{ (А)};$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_B; \quad (2.176)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 5336.8045 = 2668.4023 \text{ (Н)}.$$

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

$$F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}},$$

$$2668.4023 < 18000$$

Отже, всі умови виконуються.

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

2.10 Вибір кабелів

Виберемо кабель для живлення двигуна системи власних потреб АН-14-49-6.

Нижче наведені параметри двигуна необхідні для розрахунків по вибору кабеля:

- $U_{\text{ном}} = 6 \text{ (кВ)};$
- $P_{\text{ном}} = 1000 \text{ (кВт)};$
- $I_{\text{ном}} = 109,35 \text{ (А)};$
- $\cos\varphi = 0,88;$
- $T_{\text{max}} = 6641,42 \text{ (год)};$
- $v_0 = 35^0 \text{ с}.$

Вибираємо трижильний кабель по $I_{\text{доп}} = 135 \text{ А}$: ААШв-В 3х70; 6 кВ.

Економічний переріз кабелю визначається за формулою:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (2.177)$$

$$q_{ек} = \frac{109,35}{1,2} = 91,125 (\text{мм}^2).$$

Переріз, виходячи з умови термічної стійкості повинен становити:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K \cdot 10^6}}{C}; \quad (2.178)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{332.937 \cdot 10^6}}{98} = 186.1894 (\text{мм}^2).$$

Умова виконується: $q_{ек} \leq q_{\min}$

Приймаємо кабель Ідоп=135А: ААШв-В 3х70.

Поправочний коефіцієнт на температуру повітря $K_2 = 0,87$, тоді:

$$I_{доп} = K_2 \cdot I_{доп.ном}; \quad (2.179)$$

$$I_{доп} = 0,87 \cdot 210 = 182,7 (\text{кА}).$$

Отже Ідоп > Іном. Остаточно приймається кабель ААШв-В 3х95.

Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Для з'єднання виводів генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП в наш час застосовуються комплектні пофазно-екрановані струмопроводи (КЭТ), кожна фаза яких заключена в закритий металевий (алюмінієвий) кожух.

Від виводів генераторів до блочних трансформаторів струмоведучі частини виконаємо комплектним пофазно-екранованим струмопроводом, параметри якого з [1]

Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_{y\partial} \leq i_{дин},$$

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

Для генератора 220 МВт:

$$i_y = 275.1444 \text{ кА} < i_{дин} = 300 \text{ кА};$$

$$I_{max} = 8,625 \text{ кА} < I_{ном} = 20 \text{ кА}.$$

Для генератора 1000 МВт:

$$i_y = 326.1155 \text{ кА} < i_{дин} = 560 \text{ кА};$$

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

Отже, струмопровід підходить.

В таблиці 2.18 наведено параметри пофазно-екранованого струмопроводу.

Таблиця 2.18 – Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Параметри	ТЭКН-П-24-30000-560
	Генератор 1000 МВт
Номінальна напруга струмопроводу, кВ:	24
Номінальний струм струмопроводу, А:	26700
Електродинамічна стійкість, кА	560
Струмоведуча шина $d \times S$, мм Кожух (екран) $D \times \delta$, мм	650×15 1160×7
Міжфазна відстань, мм	1500
Тип опорного ізолятора	ОФР-24
Крок між ізоляторами, мм	3000
Тип трансформатора напруги	ЗНОЛ 06-24
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШВ-24-30000/5

2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Для підключення вимірювальних приладів у коло генератора обираємо трансформатор струму відповідно до технічних вимог системи.

Перелік необхідних приладів визначається відповідно до вимог [1], що включають контроль ключових параметрів генератора. Схема їх ввімкнення наведена на рис. 12.

Ділянка між виводами генератора та блочним трансформатором оснащена комплектним струмопроводом ТЭКН-П-24-30000-560. Це визначає необхідність застосування трансформаторів струму, інтегрованих у струмопровід.

Зважаючи на умови роботи, обираємо трансформатор струму ТШВ-24-30000/5, параметри якого відповідають вимогам та забезпечують необхідну точність вимірювання:

- Номінальна напруга ($U_{ном}$): 24 кВ.
- Номінальний первинний струм ($I_{1ном}$): 30 кА.
- Номінальний опір вторинного кола ($r_{2ном}$): 4 Ом.
- Термічна стійкість ($t_{тер}$): 3 с.
- Клас точності: 0,2.

Переваги обраного трансформатора:

- Інтеграція в струмопровід: мінімізує монтажні роботи і знижує ризики неправильного підключення.
- Висока точність (клас 0,2): забезпечує коректне зчитування даних, що важливо для вимірювання параметрів генератора.
- Термічна стійкість: дозволяє трансформатору витримувати короточасні перевантаження до 3 секунд, що критично в аварійних ситуаціях.

Таким чином, трансформатор ТШВ-24-30000/5 ідеально відповідає експлуатаційним умовам, забезпечуючи надійність і точність у вимірювальних ланцюгах генератора. Його перевірку проводимо за умовами:

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

По допустимому струму: $I_{роб.мах} \leq I_{1ном};$

$$I_{p.макс} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0,9} = 28,113 \text{ кА};$$

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

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

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

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

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

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

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

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

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення і каталоговими даними приладів, наведеними в [1], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1.

Найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{пр} = \Sigma S_{пр} / I_{2н}^2 ; \quad (2.180)$$

$$\Sigma Z_{пр} = 14,5 / 5^2 = 0,58 \text{ Ом}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{з.пров.} = Z_{2н} - \Sigma Z_{пр} - R_k ; \quad (2.190)$$

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

Відповідно [1], для генераторів блочних електростанцій застосовується кабель з алюмінієвими жилами (питомий опір алюмінія $\rho = 0,0283$), орієнтовна довжина 40

м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1] $l_{розр} = l = 40$ м; тоді переріз кабеля:

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

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм².

Вторинне навантаження трансформатора струму:

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

Наведемо параметри приладів в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Параметри приладів

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
2	Ватметр	Д-335	2х0,5	—	2х0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	САЗ-И681	2,5	—	2,5
5	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—
6	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
	Сумарне значення		14.5	10.5	14.5

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

Приймаємо трансформатор напруги, вбудований в АЕС:

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

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр}; \quad (2.191)$$

де $S_{2н} = 50 \cdot 3 = 150$ (В·А) (в класі точності 0,5 [1]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги; $S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги. Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [1]. Типи та потужності приладів приведено в [1].

В таблиці 2.20 наведено параметри трансформаторів напруги

Таблиця 2.20 – Параметри трансформаторів напруги

Назва приладу	Тип	S однієї котушки	К-ть котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P, Вт	Q, В·А р
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	—
Назва приладу	Тип	S однієї котушки	К-ть котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P, Вт	Q, В·А р
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	2	0,38	0,925	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Э-372	3	1	1	0	3	—
Частотомір (щит турбіни)	Э-372	3	1	1	0	3	—
Сумарне значення						71	9,7

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (2.192)$$

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

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

Умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Вся обрана контрольно-вимірювальна апаратура буде працювати в класі точності.

В таблиці.2.21 наведемо вимірювальні трансформатори

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
1	2	3
ВРП-750 кВ	ТВ-750	НДЕ-750-72У1
ВРП-330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-58У1
ВРП-110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-45У1
Автотрансформатор зв'язку1: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-750 ТВТ-330 ТШЛ-10	— — ЗНОЛ.06-10У3
Автотрансформатор зв'язку2: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-330 ТВТ-110 ТШЛ-10	— — ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ ₁ : сторона ВН: сторона НН	ТВТ-750 ТШ-20	— —
Блочний трансформатор БТ ₂ : сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-330 ТШ-20	— —
ТВП1: сторона ВН: сторона НН:	ТШ-20 ТШЛ-10	— ЗНОЛ.06-6У3
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.13 Вибір засобів обмеження перенапруги та високочастотних загороджувачів

Обмежувачі перенапруг використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг.

Вибір обмежувачів перенапруг здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [1]. В нейтралі трансформаторів обмежувачів перенапруг встановлюються напругою на клас нижче напруги установки [1].

Вибираємо засоби обмеження перенапруг, що наведено в таблиці 2.22:

Таблиця 2.22- Параметри обмежувачів перенапруг

Місце встановлення	Тип ОПН
ЛЕП 750 кВ	ОПНО-750-У1
Виводи БТ з боку ВРУ-750 кВ	ОПНО-750-У1
Виводи БТ з боку генератора 1000 МВт	ОПНО-24
ЛЕП 330 кВ	ОПНО-330-У1
ЛЕП 110 кВ	ОПНО-110-У1
Виводи СН АТ	ОПНО-750-У1
Виводи ВН АТ	ОПНО-750-У1

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

Вибираємо загороджувач ВЗ-1250-0,5 Т1.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 0.9509 \text{ кА} < 1250 \text{ А.}$$

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

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$47,6993 \text{ кА} < 80 \text{ кА.}$$

Всі умови виконуються.

Вибір установки постійного струму

Згідно методичних рекомендацій [1], для п'яти блоків 1000 МВт встановлюється три акумуляторних батареї (АБ), які повинні забезпечити живлення маслонасосів турбін, водневого ущільнення всіх агрегатів електростанції, а також перетворюючого агрегату зв'язку та аварійного освітлення.

Виконаємо розрахунок АБ, призначеної для аварійного живлення блоків АЕС 1000 МВт. Розрахунок навантаження установки постійного струму [1] зведений в таблиці 2.23.

Таблиця 2.23 – Навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{т}}$, А
Постійне навантаження	—	—	—	70	—	70	70
Аварійне освітлення	—	—	—	250	—	250	—
Приводи вимикачів	2	—	250	—	—	—	500
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнень генератора	1	32	168	150	420	150	—
Електродвигун аварійного маслонасосу змазки турбін	1	42	216	200	540	200	540
Разом						700	1140

РОЗДІЛ 3

ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ЗА ДОПОМОГОЮ ІНДЕКСА ПРАЦЕЗДАТНОСТІ НА ОСНОВІ ШТУЧНОГО ІНТЕЛЕКТУ

Силовий трансформатор — це важлива частина будь-якої системи передачі та розподілу електроенергії, об'єкт не лише дорогий, але й надзвичайно важливий для забезпечення стабільної роботи енергетичної мережі. Його відмова може спричинити масштабні відключення та фінансові втрати. Саме тому контроль стану трансформатора — це не просто рекомендація, а необхідність.

Своєчасний контроль стану трансформаторного масла є ключовим інструментом попередження пошкоджень обладнання, оскільки дозволяє виявити дефекти на ранніх стадіях. Використання сучасних інформаційних технологій значно підвищує ефективність діагностики завдяки автоматизації аналізу, візуалізації тенденцій і прогнозуванню ризиків. Однак різноманітність методів інтерпретації результатів і відмінності у нормах оцінки часто призводять до суперечливих висновків, що ускладнює прийняття однозначних рішень щодо стану трансформатора

Health Index — інструмент оцінки працездатності

Для швидкої та ефективної оцінки стану силового трансформатора використовується індекс працездатності (ІП), або Health Index. Це числовий показник, який відображає поточний стан обладнання, враховуючи кілька ключових чинників:

- Проєктний термін служби трансформатора.
- Швидкість старіння основних компонентів.
- Умови експлуатації в реальному середовищі.
- Результати випробувань, які вказують на наявність або відсутність дефектів.

Розробка ІІ базується на дослідженнях надійності трансформаторів, які детально аналізують механізми відмов. Результати таких досліджень свідчать, що більшість поломок мають дві основні причини:

- Старіння ізоляції. Ізоляційні матеріали поступово втрачають свої властивості, що збільшує ризик пробою.
- Зовнішні короткі замикання. Такі інциденти створюють високі механічні та термічні навантаження, що прискорюють деградацію системи.

Увага в оцінці ІІ зосереджується на ізоляції, адже вона є найбільш уразливим елементом трансформатора. Пошкодження ізоляції — це не лише загроза відмови, а й джерело значних фінансових витрат через ремонт або заміну обладнання.

Health Index — це більше ніж число. Це сигнал про те, чи можна трансформатор експлуатувати далі, чи варто вжити заходів для продовження його терміну служби. Він допомагає уникати несподіваних аварій, знижуючи ризики і оптимізуючи витрати.

Таким чином, ІІ стає інструментом прогнозування, що дозволяє утримувати баланс між технічною складністю та економічною доцільністю, забезпечуючи надійність системи навіть у найскладніших умовах.

3.1 Структура індексу працездатності

Запропонований підхід до оцінки стану ізоляції силового трансформатора через індекс працездатності (ІІ) ґрунтується на трьох ключових параметрах:

- Якість трансформаторного масла.
- Хроматографічний аналіз розчинених газів (DGA).
- Стан паперової ізоляції.

Ці показники забезпечують комплексну картину процесів старіння, дефектів і потенційних ризиків, пов'язаних із ізоляційною системою.

Для визначення індексу працездатності трансформатора застосовують кілька методик, проте найпоширенішим є підхід на основі підрахунку та зважування балів.

Основні етапи підрахунку:

- 1) Збір даних. Стан трансформатора оцінюється за ключовими параметрами.

- 2) Підрахунок балів. Зібрані дані порівнюються з референтними таблицями, що дозволяє перевести кожний параметр у числове значення (бал).
- 3) Зважування. Кожен параметр має різну вагу залежно від його впливу на загальну працездатність трансформатора. Наприклад, деградація паперової ізоляції може мати більший вплив, ніж виявлення незначних концентрацій газів у маслі.
- 4) Агрегування. Окремі зважені бали об'єднуються в єдине значення — індекс працездатності, що відображає загальний стан трансформатора.

Остаточний індекс є результатом лінійної комбінації оцінок різних параметрів. Цей підхід дає можливість перетворити складні технічні дані у зрозуміле числове значення, яке легко використовувати для прийняття рішень.

Процес визначення ІП є досить складним, особливо якщо бракує певних даних. Недоступність інформації, наприклад, про хроматографічний аналіз газів або стан паперової ізоляції, може значно вплинути на точність оцінки. У таких випадках важливо дотримуватись системного підходу до збору й обробки даних, а також залучати досвідчених експертів для інтерпретації результатів.

Переваги підходу:

- Забезпечує чітку й кількісну оцінку стану трансформатора.
- Дозволяє прогнозувати майбутні відмови і планувати обслуговування.
- Уніфікує підхід до моніторингу різних трансформаторів.

ІП є цінним інструментом для керування експлуатацією силових трансформаторів, але його ефективність залежить від точності даних і кваліфікації персоналу. В умовах сучасних складних енергосистем такий підхід допомагає мінімізувати ризики і зберігати стабільність енергопостачання.

3.2 Типова розробка моделі

Як правило, існує основний підхід до визначення ІП:

Запропонований підхід (ІП) оцінює систему ізоляції силового трансформатора на основі трьох показників:

- якість масла,
- хроматографічний аналіз розчинених газів (DGA) (ХАГР)
- стан паперової ізоляції.

Всі дані, що використовуються для розрахунку НІ трансформатора, визначені міжнародними стандартами обмежень . ІІ на основі скорингового зважування для кожного фактора розраховується як у формулі 3.1.

$$HI_{each\ factor} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i W_i}{\sum_1^n W_i} \quad (3.1)$$

Де n - кількість параметрів, що використовуються в кожному множнику. Значення S_i базується на оцінці кожного параметра на основі стандартних таблиць підрахунку балів, а W_i є ваговим коефіцієнтом, який описує важливість кожного параметра.

Класичний метод: Цей підхід починається з процесу підрахунку балів і зважування, що проводиться експертним персоналом. Як показано на рисунку 3.1

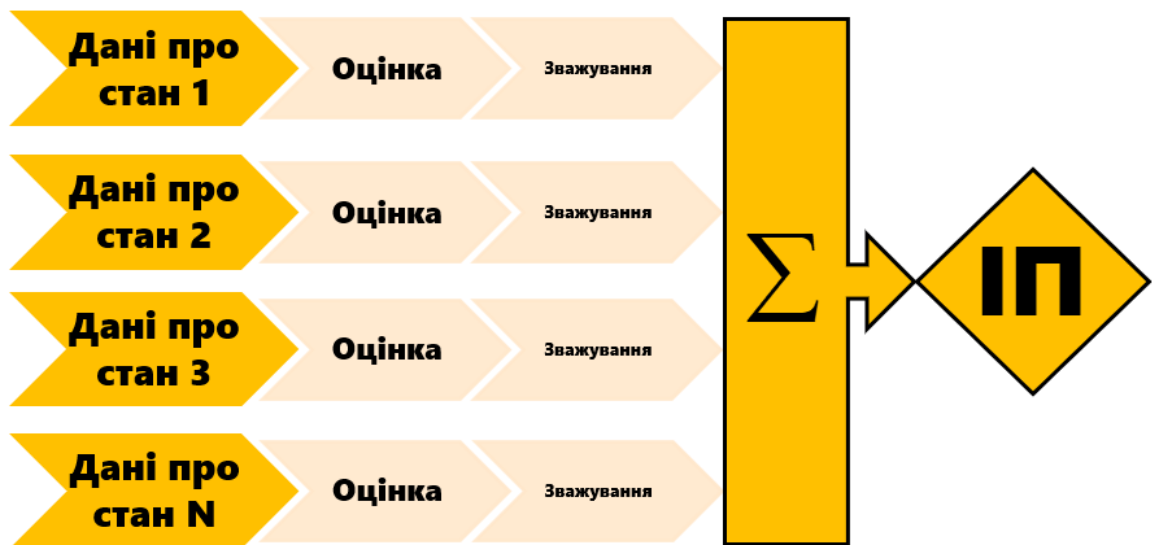


Рисунок 3.1 Принцип роботи звичайного методу підрахунку та зважування балів ІІ.

Вагові параметри і коефіцієнти отримуються за допомогою АГП. Ця техніка побудована на судженнях п'яти експертів з глибоким досвідом роботи з трансформаторами, моніторинг експлуатації, діагностика несправностей та управління активами. Приклад рисунок 3.2

Oil Quality	Score				Weight
	1	2	3	4	
BDV (kV)	>50	50-45	45-40	<40	0.169
Water Content (ppm)	<20	20-25	25-30	>30	0.108
Acidity (MgKOH/mg)	<0.1	0.1-0.15	0.15-0.2	>0.2	0.139
IFT (Dyne/cm)	>35	35-25	25-20	<20	0.124
Color Scale	<1.5	1.5-2	2-2.5	>2.5	0.114

Рисунок 3.2 - Нарахування балів-зважувань за якість масла

Класифікація за ІІІ представлена у вигляді таблиці або графіка (наприклад, рисунок 3.3), що дозволяє швидко ідентифікувати стан трансформатора за значенням індексу.

Health Index Score	Health Index Code	Description
85-100	VG	Very Good
85-100	G	Good
50-70	C	Caution
30-50	P	Poor
0-30	VP	Very Poor

Рисунок 3.3 - Результат ІІІ методом підрахунку та зважування балів

Такий підхід:

- Спрощує прийняття рішень.
- Дозволяє ефективніше розподіляти ресурси для обслуговування.
- Допомогає прогнозувати майбутні відмови.

Визначення ІІІ та його категорії стають ключовим інструментом для підтримання працездатності силових трансформаторів у сучасних енергосистемах.

3.3 Типова розробка моделі ІІ на основі штучного інтелекту

Типова розробка моделі ІІ на основі штучного інтелекту виглядає так, як показано на рисунку 3.4. При цьому методі повинна бути ретельно підготовлена навчальна база даних, що включає різні діагностичні вимірювання, що проводяться на декількох трансформаторах при різних рівнях стану здоров'я.



Рисунок 3.4 - Типова розробка моделі ІІ на основі штучного інтелекту

Структура запропонованого методу ІІ розділена на тришарові, як показано на рисунку 3.5.

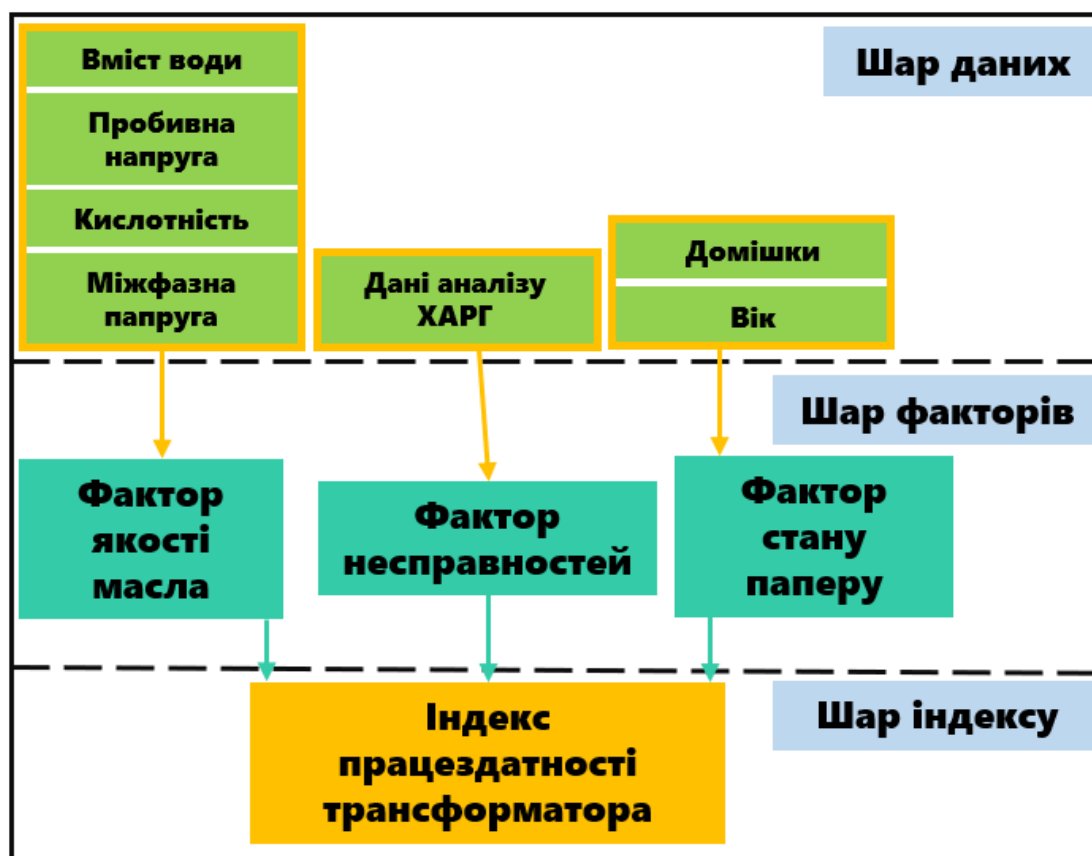


Рисунок 3.5 - Структура запропонованого методу ІІ

Шари на рисунку 3.5 включають:

Шар даних: цей шар складається з часто вимірюваних діагностичних даних, таких як ключові гази аналізу розчинених газів (DGA), пробивна напруга масла (BDV), вміст води, міжфазна напруга (IFT), кислотність, колір масла, 2FAL (фурфурол) та вік трансформатора.

Шар факторів: цей шар має три категорії, які походять з шару даних/вимірювань:

- Фактор якості масла (OQF): включає параметри масла; BDV, вміст води, IFT, кислотність та колір.
- Фактор несправностей (FF): включає еволюцію газів, рівень концентрації газів та метод інтерпретації ХАГР в пятикутнику Дюваля (DPM), який показаний на рисунку 6.
- Фактор стану паперу (PCF): включає вік експлуатації, співвідношення CO/CO₂ та концентрацію 2FAL.

Шар індексу (ІП): у цьому шарі проводиться розрахунок індексу здоров'я, який надає єдине значення, що відображає загальний стан здоров'я досліджуваного трансформатора.

Щоб створити модель ІП на основі штучного інтелекту, потрібно зібрані дані трансформаторів розділити на навчальні та тестові набори даних. Кожен комплект міститиме дані трансформаторів різних станів старіння, експлуатації та здоров'я.

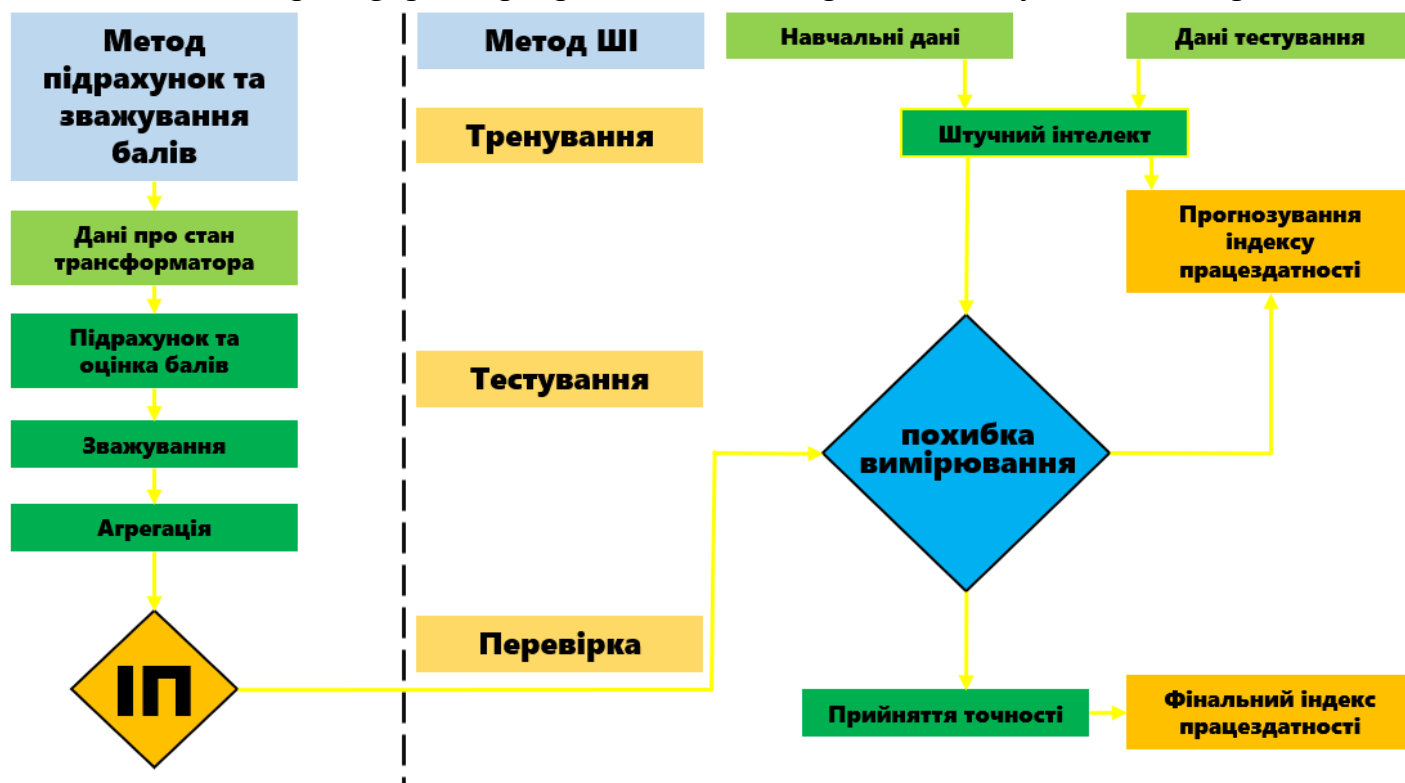


Рисунок 3.6 - Модель ІП на основі штучного інтелекту

Для адекватної та ефективної роботи систем ШІ, необхідні значні обсяги інформації, класифіковані у зручній, для використання формі. Відповідні бази даних (Big data) формуються різними способами як самими машинами, так і людьми.

Результатом моделі штучного інтелекту є загальний індексом працездатності, який перевіряється за допомогою відповідного індекса, розрахованого за допомогою методу підрахунку та зважування балів. Якщо модель штучного інтелекту не забезпечує задовільної точності, додатковий процес налаштування проводиться шляхом додаткового навчання. З іншого боку, якщо точність відповідає критеріям, остаточний індекс розраховується відповідно до процесу, показаного на блок схемі рисунку 3.6.

Використання таких методів спрощує процес аналізу і забезпечує більш точні результати, що в свою чергу підвищує ефективність роботи трансформаторів. Результати цієї моделі відкривають нові можливості для застосування методів, заснованих на штучному інтелекті. Тому що цей алгоритм можна буде застосовувати не тільки конкретно для діагностики трансформаторів, а також для іншого обладнання після його підлаштування під конкретні потреби.

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої електростанції

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.4.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл. 4.1. Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до ЕС порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних ЕС.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку виконуємо в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

Таблиця 4.1 - Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних

вкладень на спорудження ЕС.

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд.2	В тому числі по видах затрат, тис. грн.						Загальна вартість, тис. грн.
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	2%	50%	24094800	2%	963792	48%	23131008	48189600

Продовження таблиці 4.1

2	Об'єкти основного виробничого призначення	600	70%	1874040000	29,5%	789774000	0,5%	13386000	2677200000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	1%	80%	21417600	20%	5354400			26772000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	28271232	12%	3855168			32126400
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	93%	74693880	7%	5622120			80316000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	2,8%	90%	67465440	10%	7496160			74961600
7	Благоустрій території	0,3%	100%	8031600					8031600
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	85670400	10%	10708800	10%	10708800	107088000
9	Інші роботи та затрати	4%					100%	107088000	107088000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%					100%	4015800	4015800
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5%					100%	13386000	13386000
12	Проектні і дослідні роботи	6,5%					100%	174018000	174018000
13	Роботи та затрати по створенню водосховища	1%					100%	26772000	26772000
	Всього			2183684952		823774440		345733608	3353193000

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

$$K_{\text{пит}} = \frac{K_{\Sigma}^{\text{ТЕЦ}}}{N_{\text{вст}}}, \quad (4.1)$$

$$K_{\text{пит}} = \frac{3353193000}{5000 \times 10^3} = 670,6 \text{ (грн / кВт)}$$

де $K_{\Sigma}^{\text{ЕС}}$ - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн; $N_{\text{вст.}}$ - встановлена потужність АЕС, МВт.

4.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій інструкції планування і облік собівартості електроенергії здійснюється по статтям калькуляції витрат або економічним елементам.

В роботі використовують, згідно рекомендацій, методику укрупненого розрахунку собівартості по економічним елементам, яка використовується в проектних інститутах. Річний кошторис витрат на виробництво енергії складається по чотирьом економічним елементам.

1. Амортизація основних фондів.
2. Заробітна плата.
3. Паливо.
4. Інші витрати.

4.2.1 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. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту

основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об'ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ($T_n = 20$ років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язу ($T_n = 4$ роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ($T_n = 6$ років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює:

1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1- 2%, 2- 3%, 3- 5%. . Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл.4.1) по наступних формулах:

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

$$ОФ_2 = K_5; \quad (4.3)$$

$$ОФ_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл.5}) + K_{інш} \quad (4.4)$$

де $K_{БМР}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.4.1; K_5 - капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язу (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ - вартість обладнання ЕС; $K_{інш.}$ - капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань виконаємо у табличній формі (табл.4.2).

Таблиця 4.2 - Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ тис.грн.	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань тис. грн.
Ф1	1265394640	7	88577624,8
Ф2	80316000	28	17669520
Ф3	2034254360	20	406850872
Разом	3379965000		513098016,8

4.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Значення штатних коефіцієнтів вибирається з [20]. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$P = k_{шт} \cdot N_{вст} \quad (4.5)$$

$$P = 5 \cdot 1000 \cdot 0,62 = 3100 \text{ чоловік}$$

де $k_{шт,i}$ - штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст,i}$ - сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

$k_{шт,i}$ для блоків АЕС типу ВВЕР-1000 дорівнює 0,62.

Загальна кількість персоналу ділиться по категоріям у відповідності з рекомендаціями, приведеними у таблиці 4.3:

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Таблиця 4.3 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ЕС

Категорія працівників	Чисельність працівників	
	У % від загальної кількості	Працівників в
Робітники	80	2480
ІТР	16	496
Службовці	3,5	108
МОП	0,5	16

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	АЕС
	Заробітня плата, грн.
Робітники	20000
Службовці	17000
ІТР	22000
МОП	14000

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається по формулі:

$$S_{\text{зп}} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (4.6)$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії; n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 4.5

Таблиця 4.5 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	2480	49600000
ІТР	496	10912000
Службовці	108	1836000
МОП	16	224000

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.5 по формулі:

$$I_{\text{зп}} = (1,57 \times (S_{\text{зп роб.}} + S_{\text{зп МОП}}) + 1,80 \times (S_{\text{зп ІТР}} + S_{\text{зп 79рн.}})) \times K_{\text{к}} \times K_{\text{в}}, \quad (4.7)$$

$$I_{\text{зп}} = (1,57 \times (49600000 + 1836000) + 1,8 \times (10912000 + 1836000)) \times 0,7 \times 1,375 = 99812135,5 \text{ грн.})$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату; $K_{\text{к}}$ – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7); $K_{\text{в}} = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

4. 3 Витрати на паливо

Затрати на паливо визначаються за формулою:

$$C_{\text{св}} = C_{\text{поч}} + C_{\text{зб}} + C_{\text{виг}} + C_{\text{мсв}} + C_{\text{вит}} \quad (4.8)$$

Де $C_{\text{поч}}$ – початкова ціна ядерного палива; $C_{\text{зб}}$ – ціна збагаченого палива по U^{235} ; $C_{\text{виг}}$ – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ); $C_{\text{мсв}}$ – ціна транспортування свіжого палива; $C_{\text{вит}}$ – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС

$$C_{\text{св}} = 24880 \text{ грн/кг}$$

Річні витрати на паливо для АЕС визначимо по слідуєчій формулі:

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot C_{\text{св}} \cdot E_{\text{вир}}}{24 \cdot B_{\text{яг}} \cdot \eta_{\text{АЕС}}^{\text{н}}} \quad (4.9)$$

$$I_{1000} = \frac{100 \cdot 24880 \cdot 1000 \cdot 0,77 \cdot 579841000}{24 \cdot 18100 \cdot 33} = 77490100000(\text{грн})$$

4.4 Інші затрати

Вони включають в себе загально станційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{\text{ін}} = \frac{(I_{\text{а}} + I_{\text{зн}}) \cdot I_{\text{н}}}{100}, \quad (4.15)$$

$$I_{\text{ін}} = \frac{(513098016,8 + 99812135,5) \cdot 8}{100} = 49032812,184(\text{грн})$$

де $I_{\text{н}}$ – відсоток інших витрат, що визначається по графіку та рівний 50% для потужності заданої станції.

4.5 Визначення собівартості відпущеної енергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проєкті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

$$C = I / E_{\text{відп.}} \quad (4.16)$$

$$E_{\text{відп.}} = E_{\text{вир}}(1 - a_{\text{вл}}), \quad (4.17)$$

$$E_{\text{відп.}} = 579841000 (1 - 0,06) = 545050152,8 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

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

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{663340134,484}{545050152,8} = 1,21 (\text{грн} / \text{кВт} \cdot \text{год})$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$И = И_{\text{ac}} + И_{\text{зпс}} + И_{\text{іне}} + И_{\text{п}}. \quad (4.18)$$

$$И = 513098016,8 + 99812135,5 + 49032812,184 + 77490100000 = 663340134,484 (\text{грн.})$$

Таблиця 4.6 - Результати розрахунків

Елементи затрат	Сума річних затрат, грн.	Собівартість енергії	
		грн/кВт год	%
Амортизація	513098016,8	0,044	3,7
Заробітна плата	99812135,5	0,006	0,5
Паливо	77490100000	1,13	93,7
Інші витрати	49032812,184	0,025	2,1
Разом	426 074 389	1,21	100

Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	5000
Річний виробіток електроенергії	кВт год	579841000
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,61
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн	3353193000
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	670,7
Собівартість відпущеної енергії	грн./кВт.год	1,21

Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 1,21$ грн/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії входить в межі середніх значень собівартості електроенергії на АЕС.

РОЗДІЛ 5

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією засобів регулювання напруги.

Проектована АЕС потужністю 5000 МВт, працюватиме на енергосистему напругою 750 кВ та місцевий район напругою 110 кВ. На станції знаходиться велика кількість обладнання під напругою (особливо на ВРУ), у приміщенні машинної зали має місце високий рівень вібрації. Ці та інші фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Питання охорони праці передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів по їх зниженню, з техніки безпеки, з пожежної безпеки, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

В подальшому плануються нові тенденції поліпшення умов праці шляхом збільшення одиничної потужності, застосуванням більш досконалих засобів контролю, апаратів безпеки, автоматизації управління, зменшення потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на виробництві.

Згідно [17] до основних небезпечних та шкідливих факторів, які діють на оперативний персонал машинної зали, відносять:

1) фізичні:

- підвищений рівень напруги в електричному колі замикання, яке може відбуватись через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці (через роботу вентиляційних систем);

- машини і механізми, що рухаються;
- недостатня освітленість робочої зони;
- недостатній рівень природного освітлення;
- підвищена та знижена температура робочої зони;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;

2) психофізіологічні:

- нервово-психічні перевантаження (перенапруга аналізаторів, монотонність праці);
- фізичні перевантаження (динамічні).

5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації АЕС

5.1.1 Електробезпека

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу у машинній залі, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів. Напруга живлення допоміжного обладнання здійснюється від чотирипровідної трифазної мережі 380/220 В. Категорія приміщення по небезпеці ураження електричним струмом з підвищеною небезпекою; так як існує імовірність одночасного дотику до металевих корпусів обладнання та металоконструкцій, що має зв'язок із землею.

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін..) і силові кола приводу;
- закрити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось у цьому разі; спуски, пробки (клапани) залишити у відкритому положенні;

- привести в неробоче положення вантаж, вмикаючий або вмикаючий пружини;

- вивісити плакати “Не вмикати! Працюють люди” – на ключах дистанційного керування і “Не відкривати! Працюють люди” – на закритих засувках;

Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат для випробування може з дозволу чергового працівник, який проводить налагодження та регулювання. В електроустановках без місцевих оперативних працівників такий дозвіл не потрібен.

Величина напруги оперативних кіл управління становить 380/220 В (фазна напруга “фаза - нуль” – 220 В), а лінійна (“фаза - фаза” – 380 В). Так як повітряні вимикачі знаходяться на відкритому повітрі, то категорія з умов небезпеки електротравматизму є особливо небезпечним.

5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Категорія умов з небезпеки електротравматизму на КРУ є особливо небезпечним, так як присутні наступні фактори підвищеної небезпеки: підвищена температура повітря (більше 35°C), струмопровідна підлога, можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевго корпусу споживача електроенергії та металевих конструкцій, що мають зв'язок з землею.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- закрити на замок шторку відсіку, в якому струмопровідні частини залишились під напругою, та вивісити плакат “Стій! Напруга”;
- вивісити плакат “Працювати тут” у відсіку, де будуть проводитись роботи.

У разі виконання роботи за межами КРУ, на підключеному до нього обладнанні або на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, необхідно:

- викотити з комірки візок з вимикачем;
- шторку або двері закрити на замок та вивісити на них плакат “Не вмикати! Працюють люди ” або “Не вмикати! Робота на лінії ”.

У такому разі допускається:

- за наявності блокування між заземлюючими ножами та візком з вимикачем – встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності такого блокування або заземлюючих ножів у комірках КРУ:
- встановлювати візок у проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні;
- встановлювати в контрольне положення візок з викоченим для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи за межами КРУ на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднанні з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення на КРУ.

Групи технічних рішень:

1) до технічних рішень із запобіганням електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування – що передбачено проектом для запобігання контакту персоналу з нормально струмопровідними елементами або ж зменшення тяжкості наслідків при такому контакті:

- ізоляція нормально струмопровідних елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів (згідно з ПВЕ опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1 В напруги);
- забезпечення недоступності неізольованих струмоведучих елементів (розміщення їх на недосяжній висоті, в недосяжних місцях, в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах, закриті клемові з'єднання);

2) технічними рішеннями щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально не струмопровідні елементи електроустаткування є: захисне заземлення, в якості якого використовуються природні заземлювачі; захисне занулення в мережі 380/220 В;

3) під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом (електрозахисті засоби), від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту згідно

ГОСТ 12.4.011.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Інструменти, матеріали і органи управління повинні бути розташовані дугою навколо робочого місця і по можливості ближче до оператора, інструменти і матеріали повинні знаходитись на відповідних місцях, щоб виключити зайві рухи на їх пошук і вибір.

В процесі експлуатації енергетичного обладнання на ЕС з'являються ряд небезпечних і шкідливих факторів. До них належать і наявність поверхонь з високою температурою, конвенсійних і променевих теплових потоків, велике виділення вологи, застосування пожежонебезпечних матеріалів, наявність шуму і вібрації від генератора; вплив електромагнітних полів, які наводяться високою напругою; наявність балонів під тиском. Досить значний вплив на організм людини мають електромагнітні поля, які наводяться високою напругою і діють, як фізіологічне так і електричне. Фізіологічна дія сприймається людиною з такими симптомами: відчуття переляку поколювання відкритих частин тіла, загальна недуга, головні болі.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальні і допустимі температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у визначених діапазонах в залежності від періоду року і категорії робіт та допустиме опромінення.

Для підвищення уваги працівника, для покращення самопочуття і збереження здоров'я необхідно створити оптимальні кліматичні умови для комфортного перебування на робочому місці.

До категорії робіт Пб відносяться роботи, які виконуються стоячи, пов'язані з ходьбою, перенесення невеликих (до 10кг) вантажів, і які супроводжуються помірним фізичним напруженням.

Нормування параметрів в робочій зоні ЕС, згідно з [17, 18], наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування мікроклімату в робочій зоні ЕС

Період року	Допустимі		
	t, °C	W, °C	V, м/с
Холодний	13-23	75	Не більше
Теплий	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачена штучна приточна загальнообмінна вентиляція, яка забезпечує створення необхідного мікроклімату та чистоти повітряного середовища у всьому об'ємі робочої зони.

5.2.1 Виробниче освітлення

Задачею освітлювальної установки виробничого приміщення є забезпечення достатньої освітленості робочої поверхні і створення сприятливого розподілу яскравості стін та стелі в полі зору. Електричне освітлення подається на робоче, аварійне, евакуаційне, охоронне. Штучне освітлення проектується двох систем: загальне і комбіноване, коли до загального освітлення додають місцеве. Робоче освітлення слід встановлювати у всіх приміщеннях споруди, а також на ділянках територій, де виконуються роботи, рухається транспорт.

Штучне освітлення

Нормується величина освітленості E в люксах (СНіП 11-4-79/85).

Для умов, що розглядаються в проекті (розряд робіт V, підрозряд робіт Г), система освітлення – загальне, тип джерела освітлення люмінесцентні лампи, нормативне значення освітленості 100 лк (табл. 5.2).

Для забезпечення наведеного значення E передбачено: встановлення додаткових світильників.

Таблиця 5.2 – Нормування освітлення

Характеристики зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристики фона	Освітленість, лк
						Штучне освітлення
						При загальному освітленні
Малої точності	1-5	V	Г	середній великий	світлий середній	100

5.2.2 Виробничий шум

Відповідно до ГОСТ 12.1.003-83. нормуються допустимі рівні звукового тиску $L = 201g(P_1/P_0)$, дБА (P_1 – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па за період часу, що розглядається, і P_0 значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами - ГС), або допустимі рівні звуку $L_A = 201g(P_A/P_0)$, дБА (P_A – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Для умов виконання роботи (встановлення обладнання) – дивись табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для непостійного широкополосного шуму

Вид трудової діяльності	Рівні звуку та еквівалентні рівні звуку
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території	80

Джерелами шуму в умовах, що розглядаються в проекті є: повітряні та масляні вимикачі, вода, трансформатори, генератори.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні передбачено:

- 1) усунення, коливань у джерелі виникнення, ретельне балансування обладнання, мас, які обертаються;
- 2) усунення коливань на шляху розповсюдження, звукоізоляція, звукопоглинання, багатошарові огорожі;
- 3) проектно-архітектурні методи передбачають розташування обладнання, вибір перекриття;
- 4) організаційно-технологічні рішення: своєчасне і якісне проведення планово-попереджувального ремонту; контроль за правильною експлуатацією, вибір малошумного обладнання та технологій.

На підприємствах повинно бути забезпечено контроль шуму на робочих місцях не менше одного разу в рік.

5.2.3 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл, що проявляються в їх переміщенні у просторі, або зміні їх форми. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16...20 Гц і більше - одночасно як вібрація і звук. Джерелами вібрацій є різні технологічні процеси, станки, установки, вібростенди, механізми, машини (електродвигуни трансформатори, насоси, компресори, і т д), і їх робочі органи. В одних випадках причиною збудження вібрації є зворотно-поступальні рухи системи в інших - неврівноважені маси, які обертаються. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну.

Основними гігієнічними характеристиками вібрації, що визначають її дію на людину, є середньоквадратичні значення віброшвидкості V , м/с або логарифмічні рівні, дБ в октавних смугах частот.

Логарифмічні рівні віброшвидкості, дБ визначаються за формулою

5.3 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-750 кВ

Для ВРУ-750 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 5.2.

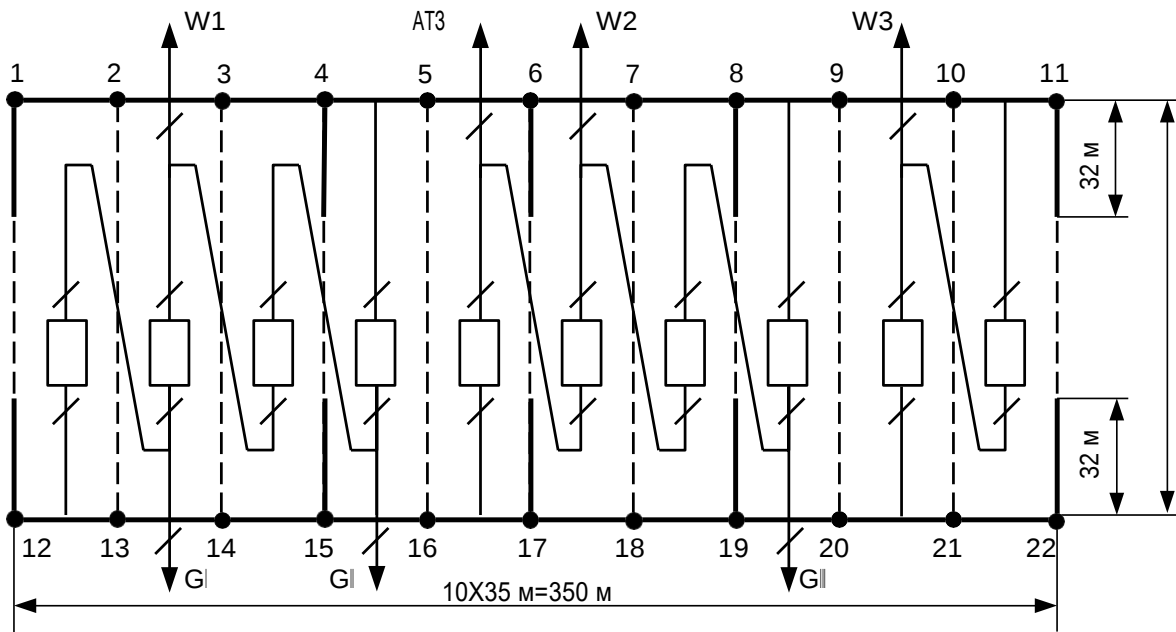


Рисунок 5.2 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку [4]:

а) висота блискавковідводу: $h = 60$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 35$ (м).

$$2/3h = 2/3 \cdot 60 = 40(\text{м}) > h_x = 35(\text{м}).$$

Радіус та ширина зони захисту:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \quad (5.1)$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x).$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (5.1)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 5.1 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21	35	59,2	46,4	24,4
1-12, 2-13, 3-14, 4-15, 5-16, 6-17, 7-18, 8-19, 9-20, 10-21, 11-22	88	54,7	32,9	24,4
1-13, 2-12, 2-14, 3-13, 3-15, 4-14, 4-16, 5-15, 5-17, 6-16, 6-18, 7-17, 7-19, 8-18, 8-20, 9-19, 9-21, 10-20, 11-21	94,7	54,0	30,8	24,4

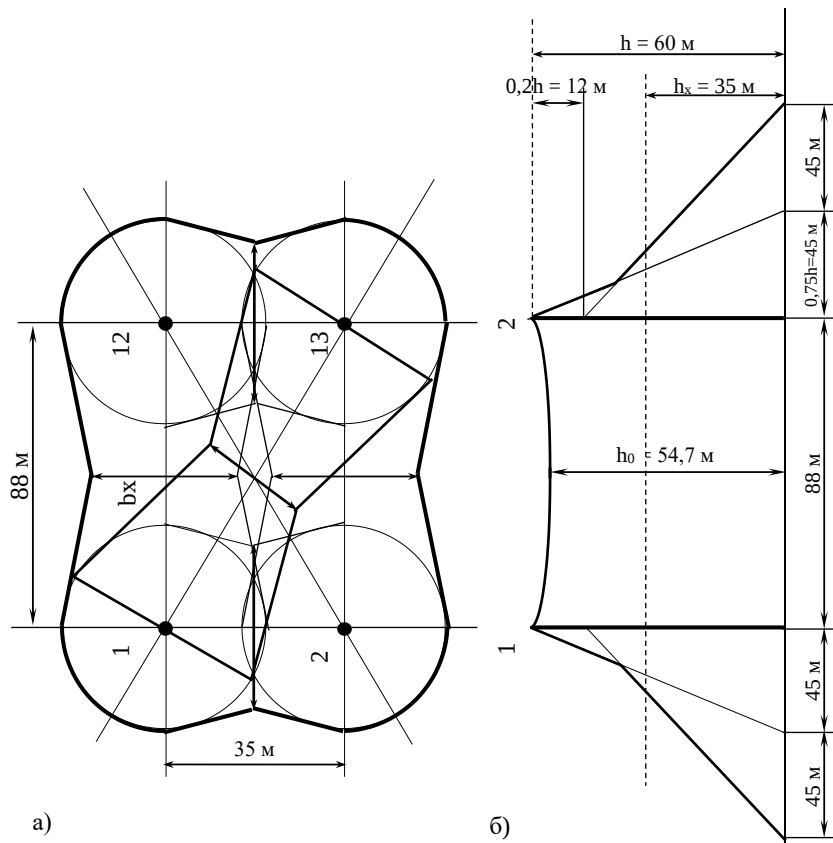


Рисунок 5.3 – Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

5.1 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (352 \times 120) = 42360 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad \rho_2 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$
- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 60$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4$ м.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (120 + 352) / 60 = 15,73 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 300 = 2;$$

$$a / l_B = 15,73 / 4 = 3,93;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{42360} = 205,8 \text{ (м)};$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [4, 8, 9]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_T + L_B}, \quad (5.3)$$

де A – функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$;

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

L_T, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (5.4)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.5)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{205,8} = 0,022 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,022 = 0,405;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{4} = 0,35.$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (352 \cdot 11 + 120 \cdot 21) + 4 \cdot 60 = 6632 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [4] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,188$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,188 \cdot 300 = 354,4 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,426 \cdot 354,4 / 205,8 + 354,4 / 6632 = 0,783 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача системи «трос-опори» $R_{\Pi} = 1,2 \text{ Ом}$.

Опір заземлювача:

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\Pi}}{R_{\text{ш}} + R_{\Pi}};$$

$$R'_3 = \frac{0,783 \cdot 1,2}{0,783 + 1,2} = 0,474 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

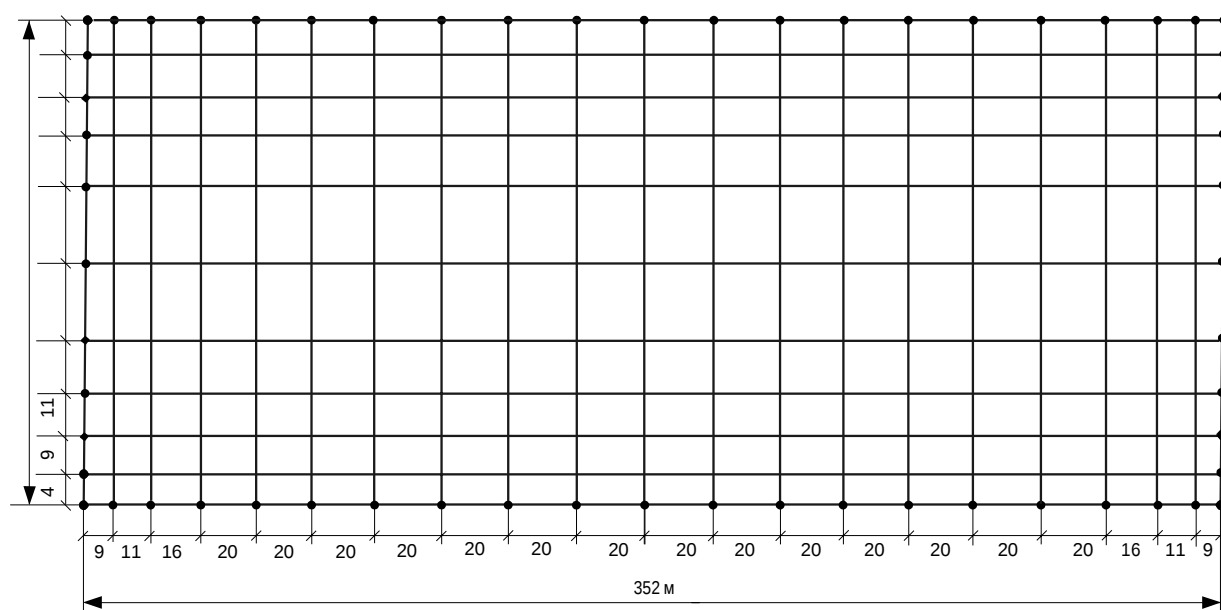


Рисунок 5.6 – План заземляющего пристрою ВРУ-750 кВ

ВИСНОВКИ

В проєкті здійснено проєктування електричної частини АЕС потужністю 5000 МВт.

Виконано розрахунок графіків електричних навантажень, вибір силового обладнання, структурної схеми станції, схеми ВРУ – 750,330 та 110 кВ та схеми власних потреб, а також комутаційної апаратури, шин вимірювальних трансформаторів, лінійних реакторів, засобів обмеження перенапруг та акумуляторної батареї. Для ВРУ – 750,330 та 110 кВ виконано розрахунок грозозахисту та заземлення. Обране обладнання повністю виконує функції, які на нього покладені.

В розділі заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок було проведено аналіз потенційно шкідливих та небезпечних факторів, що діють на персонал в приміщенні машинного відділення. Виконано аналіз санітарно-гігієнічних норм та вибрано засоби пожежогашіння.

В економічній частині було проведено розрахунок техніко-економічних показників АЕС, в тому числі собівартості виробленої електроенергії. Проаналізувавши отримані результати, можна зазначити, що собівартість виробленої електроенергії складає 1,21 грн/кВт год.

В результаті дослідження питань експлуатації силових трансформаторів, проведеного в роботі зробимо наступні висновки.

Метод індексу працездатності (ІП) є сучасним підходом для оцінки стану силових трансформаторів. Він базується на аналізі ключових показників, таких як якість масла, результати хроматографічного аналізу розчинених газів (DGA) та стан паперової ізоляції. Класичний метод підрахунку та зважування балів забезпечує об'єктивну оцінку технічного стану обладнання, проте його ефективність обмежується доступністю даних та складністю їх інтерпретації.

Інтеграція штучного інтелекту в діагностику трансформаторів значно розширює можливості ІП. Завдяки аналізу великих обсягів даних, ІП здатний враховувати складні взаємозв'язки між факторами, підвищуючи точність оцінок та

надійність прогнозів. Навчання моделі на основі реальних даних забезпечує адаптацію до різних станів старіння й умов експлуатації, що знижує ймовірність непередбачених відмов та покращує управління експлуатаційними процесами.

Перспективи цього підходу виходять за межі діагностики трансформаторів. Завдяки своїй гнучкості, методи на основі штучного інтелекту можуть бути адаптовані для моніторингу й іншого обладнання після внесення відповідних змін у модель. Це відкриває нові горизонти для вдосконалення систем енергетики, сприяючи підвищенню ефективності, зниженню витрат та забезпеченню стабільності роботи критично важливих об'єктів інфраструктури.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
4. 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>
5. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
6. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, ., В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
7. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. К. : НАУ, 2018. 312 с.
8. Бардик Є.І., Лукаш Н.П. Електрична частина електростанцій і підстанцій: навчальний посібник. К. НТУУ «КПІ» 2011р. 220с.
9. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
- 10 Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
11. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.

12. Нормативний документ Мінпаливенерго України. Норми випробування електрообладнання. СОУ-Н ЕЕ 20.302: Київ. 2007. – 271 с.
13. Лежнюк П. Д. Комутаційні електричні апарати / П. Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л. Н. Добровольська. - Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
14. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
15. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
16. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р.
17. А. І. Шевченка. Strategy for artificial intelligence development in Ukraine. Home Page. URL: https://doi.org/10.15407/development_strategy_2023 .
18. О. М. Суходоля. Штучний інтелект в енергетиці. <http://www.niss.gov.ua/>. URL: <https://doi.org/10.53679/NISS-analytrep.2022.09>.
19. Adamova S. Evaluation of the technical state of power transformers by the results of cadg. Scientific bulletin of the tavraia agrotechnological state university. 2018. Т. 8, № 2. С. 2–9. URL: <https://doi.org/10.31388/2220-8674-2018-2-38>.
20. Artificial intelligence-based power transformer health index for handling data uncertainty / D. Rediansyah et al. IEEE access. 2021. Vol. 9. P. 150637–150648. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3125379> .
21. Next-Gen industrial AI energy sector. [siemens.com/innovation](https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:fef90d09-6876-4510-b29b-bb6d60374793/siemens-next-gen-industrial-ai-energy-sector.pdf). URL: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:fef90d09-6876-4510-b29b-bb6d60374793/siemens-next-gen-industrial-ai-energy-sector.pdf> .
22. В. В. Захарченко, В. В. Нетребський, Я. С. Таранюк, С. В. Шевчук «Роль штучного інтелекту в управлінні безпекою та ефективністю атомної енергетики». Матеріали конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2024) ", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1:<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mccs/mccs2024/paper/view/22171>

ДОДАТКИ

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

(за потреби)

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)

" ____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
5000 МВт (5ХВВЕР-1000) З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-13.МКР.005.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи 1ЕС-23м

_____ Захарченко В.В.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить тяжким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій;

б) наказ № 310 від 17 вересня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування АЕС потужністю 5000 МВт та аналіз методів і засобів регулювання напруги.;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

2. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.

3. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

4. Вимоги до виконання.

Передбачається спорудження Т у центральному регіоні

– Станція типу АЕС потужністю 5000 МВт. Відстань до енергосистеми 1000 км та 420; паливо – уран; максимальна потужність, що віддається в систему 3500 МВт та 600 МВт; номінальна потужність системи 17000 МВА та 9000 МВА; номінальний опір системи 0,25 в.о. та 0,26 в.о.; номінальна напруга системи 750 кВ та 330 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 120 МВт; номінальна напруга району 110 кВ..

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на АЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південнемаш”, “Рівненський

завод високовольтної апаратури”, “ABB” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами.

– показники технологічності: проектування АЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб АЕС, виконати проектування резервного живлення.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.24	26.09.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	27.09.24	2.10.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.24	2.11.24	розділ 2
4	Дослідження експлуатації трансформаторів	3.11.24	10.11.24	розділ 3
5	Економічна частина	11.11.24	16.11.24	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в НС	17.11.24	24.11.24	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.24	2.12.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.24	5.12.24	плакати, презентація

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

Додаток В

(Розрахунок надійності схем ВРУ 750 кВ)

Результати вибірки схеми 3/2:

тат	Вибірка						
Елементи, що відключились	Р, [Мвт]	t, [год]	Ко		Кр		
			ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	
АТ	0	1	0	1	0	4	
G1, АТ	956,8	1	0	1	0	13	
G1	956	1	0	1	0	4	
G2	956	1	0	1	0	4	
G2, W1	1227,2	1	1	0	12	1	
W1	1227,2	1	1	0	4	0	
W2	1227,2	1	1	0	4	0	
G3, W2	1227,2	1	1	0	12	1	
G3	956	1	0	1	0	4	
G4	956	1	0	1	0	4	
G4, W3	1227,2	1	1	0	12	1	
W3	1227,2	1	1	0	4	0	
W1, D(AT,G1)	1227,2	1	0	0	1	0	
G3, D(AT,G1)	1913,6	1	0	0	0	1	
W3, D(AT,G1)	1227,2	1	0	0	1	0	
G2, АТ	956,8	1	0	0	0	2	
W1, G1	1227,2	1	0	0	1	1	
W2, АТ	1227,2	1	0	0	1	1	
G3, G1	1912,8	1	0	0	0	2	
G4, АТ	956,8	1	0	0	0	2	
W3, G1	1227,2	1	0	0	1	1	
G2, D(AT,G1)	1913,6	1	0	0	0	1	
W2, D(AT,G1)	1227,2	1	0	0	1	0	
G4, D(AT,G1)	1913,6	1	0	0	0	1	
G1, D(W1,G2)	956	1	0	0	0	1	
G3, D(W1,G2)	956	1	0	0	0	1	
W3, D(W1,G2)	1570,4	1	0	0	1	0	
W2, G2	1227,2	1	0	0	1	1	
G3, W1	1227,2	1	0	0	1	1	
G4, G2	1912,8	1	0	0	0	2	
W3, W1	2527,2	1	0	0	2	0	
АТ, D(W1,G2)	270,4	1	0	0	0	1	
W2, D(W1,G2)	1570,4	1	0	0	1	0	
G4, D(W1,G2)	956	1	0	0	0	1	

G1, D(W2,G3)	956	1	0	0	0	1
W1, D(W2,G3)	1570,4	1	0	0	1	0
W3, D(W2,G3)	1570,4	1	0	0	1	0
G4, W2	1227,2	1	0	0	1	1
W3, G3	1227,2	1	0	0	1	1
AT, D(W2,G3)	270,4	1	0	0	0	1
G2, D(W2,G3)	956	1	0	0	0	1
G4, D(W2,G3)	956	1	0	0	0	1
G1, D(W3,G4)	956	1	0	0	0	1
W1, D(W3,G4)	1570,4	1	0	0	1	0
G3, D(W3,G4)	956	1	0	0	0	1
AT, D(W3,G4)	270,4	1	0	0	0	1
G2, D(W3,G4)	956	1	0	0	0	1
W2, D(W3,G4)	1570,4	1	0	0	1	0
AT	0	193,1	0	0	0	2
D(AT,G1)	956,8	193,1	0	0	0	2
G1	956	193,1	0	0	0	2
G2	956	193,1	0	0	1	1
D(W1,G2)	270,4	193,1	0	0	1	1
W1	1227,2	193,1	0	0	2	0
W2	1227,2	193,1	0	0	2	0
D(W2,G3)	270,4	193,1	0	0	1	1
G3	956	193,1	0	0	1	1
G4	956	193,1	0	0	1	1
D(W3,G4)	270,4	193,1	0	0	1	1
W3	1227,2	193,1	0	0	2	0

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 2379,678$$

$$M(y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 57112,285$$

Додаток Г

Результати вибірки схеми 4/3:

тат Вибірка						
Елементи, що відключились	Р, [Мвт]	t, [год]	Ко		Кр	
			$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$
АТ	0	1	0	1	0	4
W1, АТ	1227,2	1	1	0	9	1
G1, W1	1227,2	1	1	0	9	1
W2	1227,2	1	1	0	4	0
W2, G3	1227,2	1	1	0	10	0
G2, G3	1912,8	1	0	1	0	10
W3	1227,2	1	1	0	5	0
G4, W3	1227,2	1	1	0	11	1
G4	956	1	0	1	0	5
G1	956	1	0	1	0	4
G4, W3	1227,2	1	1	0	11	1
G4	956	1	0	1	0	5
G1	956	1	0	1	0	4
G2	956	1	0	1	0	4
G1, W1, АТ	1227,2	1	0	0	2	0
G1, D(АТ, W1)	1226,4	1	0	0	0	1
W2, АТ	1227,2	1	0	0	1	1
W3, АТ	1227,2	1	0	0	1	1
G4, D(W1, G1)	956	1	0	0	0	1
G2, D(W1, G1)	956	1	0	0	0	1
W2, D(АТ, W1)	2526,4	1	0	0	1	0
W3, D(АТ, W1)	2526,4	1	0	0	1	0
G1, G4	1912,8	1	0	0	0	2
G2, G1	1912,8	1	0	0	0	2
G2, W2, G3	1912,8	1	0	0	1	1
G2, D(G3, W2)	956	1	0	0	0	1
W3, W2	2527,2	1	0	0	2	0
G4, D(G3, G2)	2869,6	1	0	0	0	1
G1, D(G3, G2)	2869,6	1	0	0	0	1
АТ, D(G3, W2)	270,4	1	0	0	0	1
W3, D(G3, W2)	1570,4	1	0	0	1	0
G2, G4	1912,8	1	0	0	0	2
G1, D(W3, G4)	956	1	0	0	0	1

G2, D(W3,G4)	956	1	0	0	0	1
AT, D(W3,G4)	270,4	1	0	0	0	1
W2, D(W3,G4)	1570,4	1	0	0	1	0
AT, D(W1,G1)	270,4	1	0	0	0	1
W2, D(G3,G2)	1912,8	1	0	0	1	0
AT	0	193,1	0	0	1	1
D(AT,W1)	1226,4	193,1	0	0	1	1
D(AT,W1,G1), D(G3,W2,W3,G4,G2)	269,6	193,1	0	0	0	2
W1	1227,2	193,1	0	0	2	0
D(W1,G1)	270,4	193,1	0	0	1	1
G1	956	193,1	0	0	1	1
W2	1227,2	193,1	0	0	2	0
D(G3,W2)	270,4	193,1	0	0	1	1
D(AT,W1,W3,G4,G1), D(G3,W2,G2)	612,8	193,1	0	0	1	1
G3	956	193,1	0	0	1	1
D(G3,G2)	1912,8	193,1	0	0	1	1
G2	956	193,1	0	0	0	2
W3	1227,2	193,1	0	0	2	0
D(W3,G4)	270,4	193,1	0	0	1	1
G4	956	193,1	0	0	1	1

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 1881,750$$

$$M(y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 45162,008$$

ДОДАТОК Д

(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 5000 МВт (5ХВВЕР-1000) З
ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є проектування АЕС потужністю 5000 МВт та аналіз методів і засобів дослідження питань експлуатації силових трансформаторів.

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

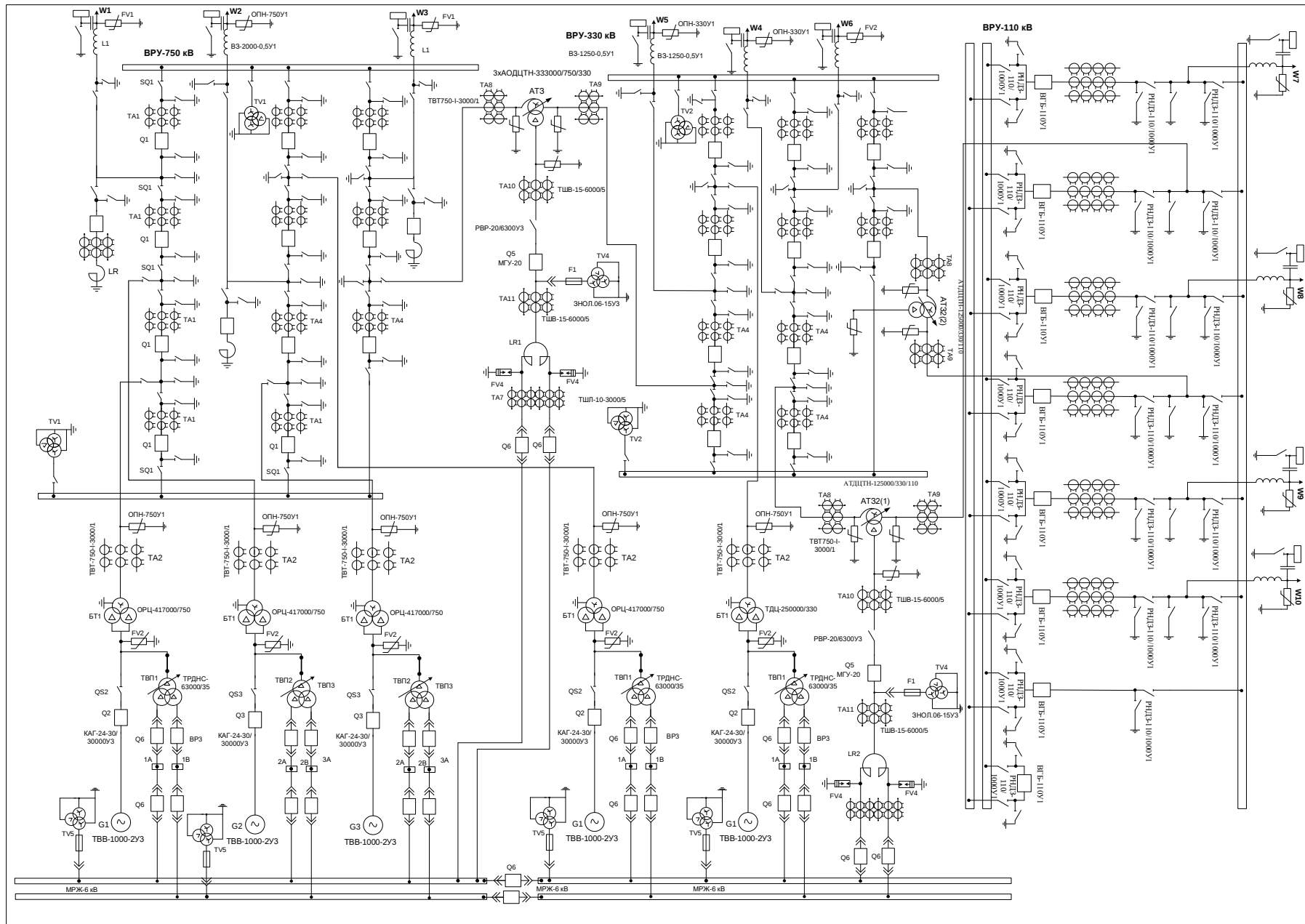
- техніко-економічне обґрунтування проекту АЕС, що включає аналіз вартості, ефективності та потенційних ризиків;
- розробка головної схеми електричних з'єднань АЕС, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також акумуляторної батареї, з огляду на надійність та довговічність;
- аналіз особливостей дослідження питань експлуатації силових трансформаторів;
- розрахунок ключових техніко-економічних показників АЕС для оцінки її продуктивності та економічної вигідності;
- розроблення комплексу заходів для забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

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

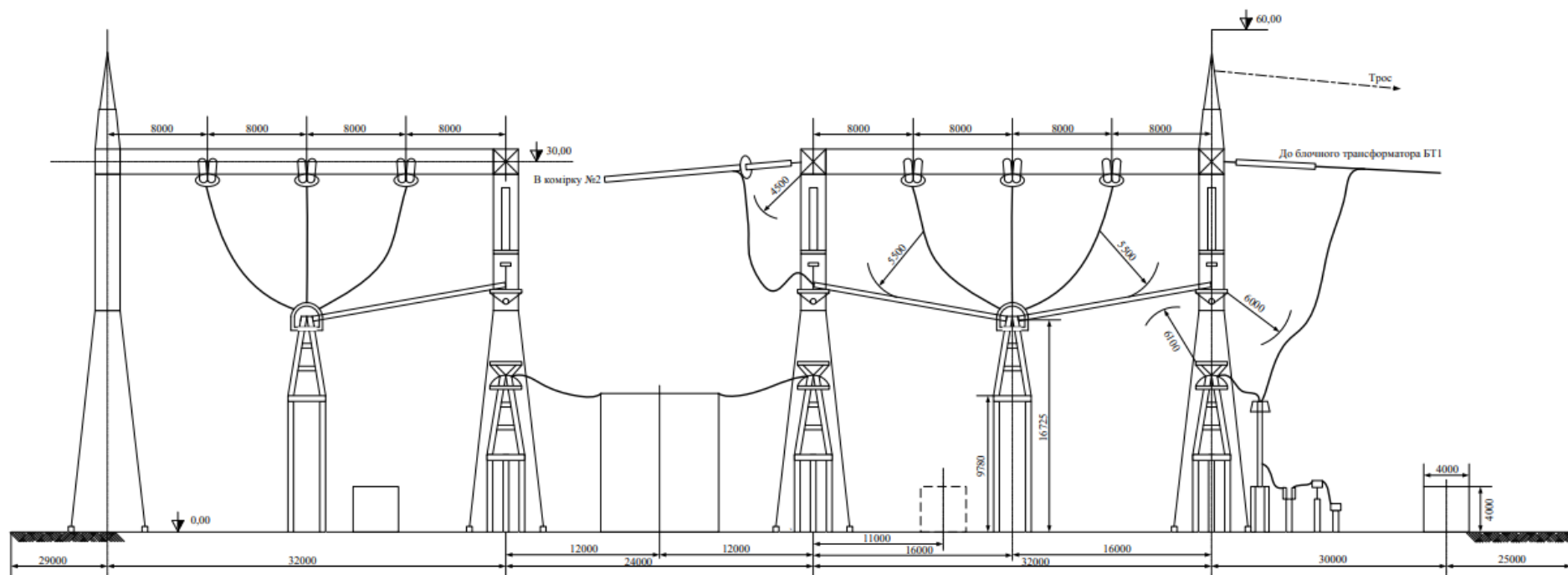
Предметом дослідження методи і засоби проектування електростанцій та засоби дослідження питань експлуатації силових трансформаторів.

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

Головна схема електричних з'єднань АЕС



План та поперечний розріз ВРУ-750 кВ



Вид захисту блискавковідводів ВРУ – 35 кВ зверху та збоку

