МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему «Аналіз заходів підвищення енергоефективності підприємства»

Виконав: студент 4 курсу, групи 6.1412
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
(назва освітньої програми)
Черненко Р.В.
(ініціали та прізвище)

Керівник к.т.н., доц. Єрофєєва А.А.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент Коломієць Д.М.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут _____
Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
В.о. завідувача кафедри
к.т.н., доц.

_____ Д.М. Морозов
«____» _____ 2026 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Черненко Руслан Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи «Аналіз заходів підвищення енергоефективності підприємства» керівник роботи Єрофєєва Аліна Анатоліївна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «23» грудня 2025 року № 1833 - с
2 Строк подання студентом роботи 12 червня 2026 р.
3 Вихідні дані до роботи : принципова схема ядерної паропродуктивної установки з реактором ВВЕР-1000; потужність турбіни (К-1000-60/1500) - 1114000 КВт, максимальна активна потужність, що віддається електростанцією в енергосистему - 8000 МВт; активна і реактивна потужність, що використовується на власні потреби, мінімальне та максимальне навантаження на шинах.
4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Аналіз технологічної схеми блоку із реактором ВВЕР-1000. 2) Вибір схеми видачі потужності електростанції типу АЕС. 3) Розрахунок струмів короткого замикання та вибір комутаційних апаратів.
5 Перелік графічного матеріалу 1) Спрощена принципова схема ядерної паропродуктивної установки. 2) Конструкція реактора ВВЕР-1000 3) Функціональна схема енергетичної установки електростанції. 4) Вибір схеми

видачі потужності електростанції типу АЕС. 5) Результати розрахунків струмів КЗ. 6) Принципова електрична схема власних потреб енергоблоку електростанції 7) Функціональна схема релейного захисту енергоблоку електростанції. 8) Розрахункова схема головної електричної схеми АЕС з двома ВРП підвищеної напруги 9) Структурно - функціональна схема релейного захисту енергоблоку з реактором типу ВВЕР-1000. 10) Висновки.

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Єрофєєва А.А. к.т.н., доцент		
Розділ 2	Єрофєєва А.А. к.т.н., доцент		
Розділ 3	Єрофєєва А.А. к.т.н., доцент		

7 Дата видачі завдання 11.05.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз технологічної схеми блоку із реактором ВВЕР-1000	20.05.2026	
2	Вибір схеми видачі потужності електростанції типу АЕС	30.05.2026	
3	Розрахунок струмів короткого замикання та вибір комутаційних апаратів	10.06.2026	

Студент _____ Черненко Р.В.
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ Єрофєєва А.А.
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер. _____ С.В. Башлій
(підпис) (ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 80 сторінок, 15 рисунків, 7 таблиць, 23 джерела посилання.

Об’єкт дослідження – обладнання електричної станції.

Мета роботи – підвищення ефективності роботи електробладнання атомної електричної станції

Метод дослідження – розрахунково – графічний з використанням стандартних методик.

Для досягнення мети кваліфікаційної роботи проведено комплексний аналіз технологічної схеми енергоблока з реактором ВВЕР-1000, в межах якого обґрунтовано вибір оптимальних схем видачі потужності АЕС, виконано розрахунок перетікання потужності через блокові трансформатори та автотрансформатори, здійснено розрахунок струмів короткого замикання та проведено вибір комутаційних апаратів для головної схеми видачі потужності та схеми власних потреб, що в сукупності дозволило визначити технічні заходи для стабільної та енергоефективної експлуатації підприємства.

Ключові слова: ГЕНЕРАТОР, РЕАКТОР, ПОТУЖНІСТЬ, ТРАНСФОРМАТОР, ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, БЛОКОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ЕНЕРГОБЛОК, КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ.

ЗМІСТ

ВСТУП 7

1 Аналіз технологічної схеми блоку із реактором ВВЕР-1000 8

1.1Аналіз технологічної схеми паропродуктивної установки 8

1.2Системи забезпечення безпеки АЕС 17

1.3Норми забезпечення ядерної безпеки 22

1.4Аналіз технологічної схеми паротурбінної установки 25

2 Вибір схеми видачі потужності електростанції типу АЕС 29

2.1 Вибір головної схеми видачі потужності 29

2.1.1 Вибір схеми видачі потужності АЕС 29

2.1.2 Варіанти схеми видачі потужності 29

2.1.3 Розрахунок перетікання потужності через блокові трансформатори та автотрансформатори, їх вибір 33

2.1.4 Визначення втрат активної енергії у блочних трансформаторах та автотрансформаторах зв'язку 37

2.1.5 Вибір електричної схеми РУ ВН та СН 40

2.2 Вибір схеми електропостачання власних потреб енергоблоку 47

2.2.1 Характеристика споживачів потреб 47

2.2.2 Мережі живлення споживачів власних потреб 48

2.2.3 Схеми електричних з'єднань 48

2.2.4 Схема 6 кВ для споживачів 3 групи надійності 49

2.2.5 Схема електричних з'єднань 0,4 кВ споживачам 3 групи надійності 49

2.2.6 Схеми електричних з'єднань 6 кВ та 0,4 кВ для споживачів 2 групи надійності 50

2.2.7 Схеми для споживачів 1 групи надійності 51

2.3 Вибір основних та резервних трансформаторів власних потреб 55
2.3.1 Вибір потужності робочих ТСН блоку ВВЕР-1000 57
2.3.2 Вибір потужності резервних ТВП блоку ВВЕР - 1000 58
3 Розрахунок струмів короткого замикання та вибір комутаційних апаратів 59
3.1 Розрахункова схема установки 60
3.2 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання 61
3.3 Схема заміщення у відносних одиницях 62
3.4 Розрахунок параметрів схеми заміщення 64
3.5 Розрахунок струмів КЗ для І зони 67
3.6 Вибір комутаційних апаратів головної схеми видачі потужності та схеми власних потреб 72
ВИСНОВКИ 77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 78

ВСТУП

Енергетика є стратегічно важливою галуззю економіки, що забезпечує стабільне функціонування промисловості, транспорту та житлово-комунального господарства. В умовах зростаючих темпів споживання енергії, підвищення вартості паливно-енергетичних ресурсів та посилення екологічних вимог особливого значення набуває підвищення ефективності використання наявних потужностей електричних станцій.

Електрична станція – це складний комплекс обладнання, від злагодженої роботи якого залежить безперебійне електропостачання споживачів. Значну частину витрат на її експлуатацію становить енергоспоживання допоміжного обладнання, яке забезпечує роботу основних технологічних процесів. Неефективне використання енергії в таких системах призводить до підвищення собівартості електроенергії, зменшення ресурсу роботи агрегатів та збільшення викидів шкідливих речовин в атмосферу.

В умовах переходу України до європейських стандартів енергоефективності та інтеграції в об’єднану енергетичну систему Європи особливої актуальності набувають завдання, пов’язані з аналізом та оптимізацією енергоспоживання. Ретельний моніторинг, облік та аналіз роботи обладнання електричних станцій дозволяють визначити проблемні ділянки, зменшити втрати та підвищити економічну ефективність виробництва.

Дана кваліфікаційна робота спрямована на проведення детального аналізу енергоспоживання обладнанням електричної станції, виявлення резервів енергоефективності та розробку рекомендацій щодо оптимізації енергетичних витрат. Реалізація таких заходів сприятиме підвищенню конкурентоспроможності підприємства, забезпеченню стабільності роботи енергосистеми та зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище.

1 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СХЕМИ БЛОКУ ІЗ РЕАКТОРОМ ВВЕР-1000

1.1Аналіз технологічної схеми паропродуктивної установки

У складі енергоблоку атомної електростанції (АЕС) паропродуктивна установка (ППУ) виконує функцію перетворення енергії, що вивільняється в процесі розподілу ядер палива в теплову енергію спочатку водяного теплоносія першого контуру, а потім теплову енергію водяної пари другого контуру.

До складу ППУ входять такі елементи та системи: водо-водяний модернізований реактор ВВЕР - 1000 М, чотири горизонтальні парогенератори ПГВ – 1000, чотири головні циркуляційні насоси ГЦН - 195 М, система трубопроводів головного циркуляційного контуру, система компенсації тиску теплоносія система продування – підживлення, система дренажів організованих протікань першого контуру, система розхолодження першого контуру, система азоту та газових здувок, система аварійного газовидалення, система технічної води відповідальних споживачів.

Спрощена принципова схема ядерної паропродуктивної установки (ЯППУ) з реактором ВВЕР-1000 представлена на рисунку 1.1.

Загальний вигляд реактора представлено на рисунку 1.2.

Повна принципова схема ЯППУ з реактором ВВЕР-1000 представлена на рисунку 1.3.

Реактор ВВЕР-1000 є реактором корпусного типу з водою під тиском. Реактор складається з таких вузлів: корпус; шахта; вигородка; блок захисних труб; верхній блок; активна зона; канали виміру нейтронного потоку.

Усередині корпусу на кільцевому виступі фланця закріплюється шахта, що є опорною конструкцією для активної зони реактора.

Шахта призначена для встановлення тепловиділяючих зборок активної

зони та організації потоку теплоносія усередині реактора. Усередині шахти, в районі активної зони встановлюється вигородка, призначена для формування поля енерговиділень, дистанціювання периферійних тепловиділяючих збірок, а також для нейтронного захисту корпусу реактора.

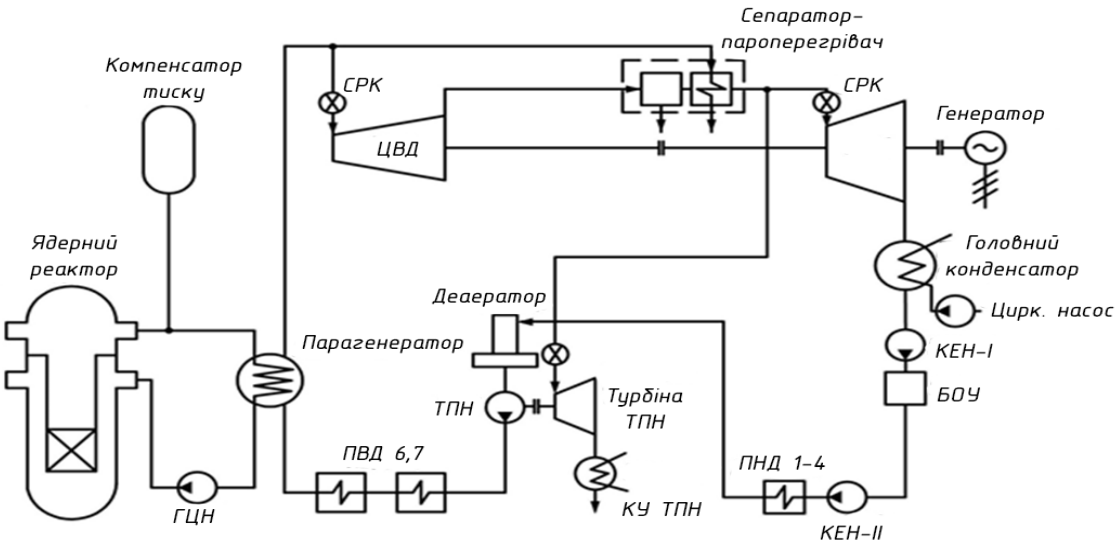
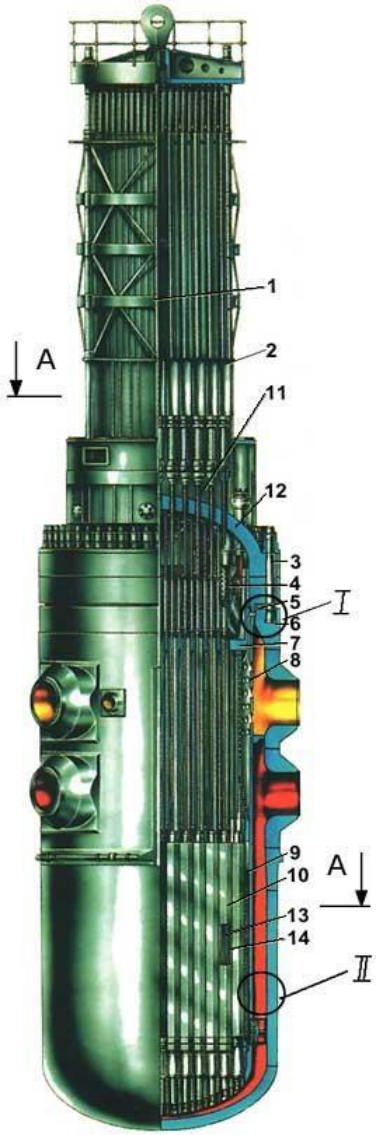


Рисунок 1.1 - Спрощена принципова схема ядерної паропродуктивної установки

Вигородка зменшує протікання води повз активну зону. Активна зона набирається з шестигранних касет, що містять конструктивно оформлену урано - водну решітку. Зверху на активну зону встановлюється блок захисних труб. Кришка через блок захисних труб підтискає та дистанціює голівки касет, запобігає їх спливанню та вібрації. У трубах блоку захисних труб переміщуються регулюючі стрижні системи управління та захисту. На фланець корпусу встановлюється верхній блок із приводами системи управління і захисту (СУЗ). Ущільнення головного роз'єму забезпечується прокладками між фланцами корпусу і кришки.

Канали нейтронного вимірювання призначені для оперативного безперервного вимірювання щільності потоку теплових нейтронів в активній зоні при роботі ректора в діапазоні потужностей (10…120) %.

Основні конструкційні характеристики активної зони ВВЕР-1000 показані у таблиці 1 .



1 - верхній блок; 2 - привід СУЗ (системи управління і захисту); 3 - шпилька; 4 - труба для завантаження зразків-свідків; 5 - ущільнення; 6 - корпус реактора; 7 - блок захисних труб; 8 - шахта; 9 – вигородка активної зони; 10 - паливні збірки; 11 - теплоізоляція реактора; 12 - кришка реактора; 13 - регулюючі стержні; 14 - паливні стержні; 15 - фіксуючі шпонки.

Рисунок 1.2 - Реактор ВВЕР-1000

Таблиця 1.1 - Основні конструкційні характеристики активної зони ВВЕР-1000

Параметр		Значення
Еквівалентний діаметр, мм		3120
Висота, мм		3550
Об'єм, $м^3$		27
Відношення площі уповільнювача до площі палива в поперечному перерізі активної зони		2
Крок між паливними збірками, мм		241
Робочий тиск, МПа		16
Температура теплоносія, ºС	на вході в реактор	289
	на виході з реактора	320
Витрата теплоносія через реактор, кг/с		19000
Гідравлічний опір активної зони, МПа		0,18
Гідравлічний опір реактора, МПа		0,4
Температура теплоносія на виході з максимально навантаженої збірки, ºС		310
Завантаження ректора паливом, кг		75000
Збагачення палива, %		4,4 … 3,3
Швидкість теплоносія, м/с	в патрубку реактора (вхід/вихід)	9,8/11
	в активній зоні (середня)	5,5
Середній час роботи між перевантаженнями палива, с		$25{,}2 \cdot 10^6$
Середня питома енергонапруженість об'єму активної зони, кВт/л		111
Кількість механізмів регулювання		109

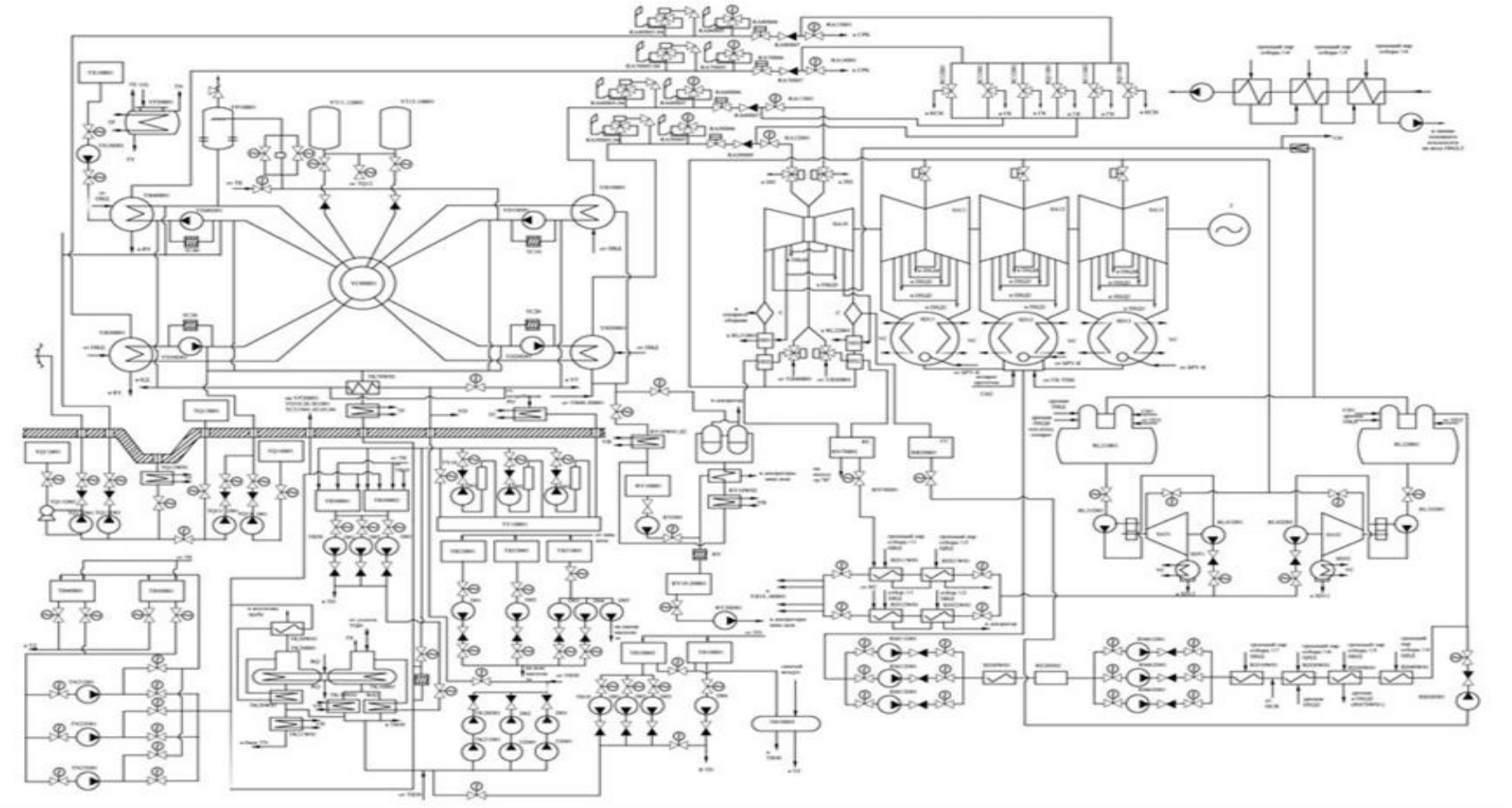


Рисунок 1.2 - Повна принципова схема ЯППУ з реактором ВВЕР-1000

Регулювання реактора здійснюється переміщенням регулюючих стрижнів та зміною концентрації рідкого поглинача.

Теплоносієм та сповільнювачем у реакторі є вода. Теплоносій надходить у реактор через чотири патрубки корпусу, проходить вниз по кільцевому зазору між шахтою і корпусом, потім через днище і піднімається вгору по касетах. Нагрітий за рахунок тепла ядерної реакції теплоносій виходить із головок касет у міжтрубний простір блоку захисних труб і через отвори блоку захисних труб та шахти чотирма патрубками корпусу відводиться з реактора. Поділ вхідного та вихідного потоків теплоносія здійснюється за допомогою горизонтального кільця, закріпленого на корпусі і допускає виймання шахти з корпусу в холодному стані.

Парогенератор - теплообмінний апарат для виробництва водяної пари з тиском вище атмосферного за рахунок теплоти первинного теплоносія, що надходить з ядерного реактора. На АЕС із ВВЕР-1000 застосовуються парогенератори ПГВ-1000.

Парогенератор типу ПГВ-1000 – горизонтальний, поверхневого типу із вбудованими сепараційними пристроями. Парогенератор під час роботи в номінальному режимі роботи забезпечує знімання 750 МВт теплової потужності. Для кріплення парогенератора використовується механічна система опор та система гідроамортизаторів, які забезпечують:

- сприйняття вагових та сейсмічних навантажень, переміщення парогенератора при термічному розширенні трубопроводів та корпусу парогенератора;

- сприйняття зусиль від розриву трубопроводів Ду 850 мм.

Парогенератор зовні закритий тепловою ізоляцією, що прикріплена до корпусу без застосування зварювання. Обладнання відноситься до першої категорії сейсмостійкості, розраховане на максимальний землетрус 9 балів.

Головний циркуляційний насос (ГЦН-195М) – забезпечує примусову циркуляцію теплоносія через перший контур реактивної установки (РУ) та відведення тепла від активної зони реактора. Розміщується на холодній нитці

циркуляційного трубопроводу, подає охолоджену в парогенераторі воду першого контуру в реактор.

Головний циркуляційний насос (ГЦН) є вертикальним відцентровим одноступінчастим насосом з блоком торцевого ущільнення валу, консольним робочим колесом, осьовим підведенням води і виносним електродвигуном марки ВАЗ 215/109-6АМ05. Виймальна частина ГЦН складається з корпусу, валу з втулками радіального підшипника ковзання, блоку торцевого ущільнення валу, головного упорного підшипника з антиреверсивним пристроєм та електромагнітним розвантажувальним пристроєм, робочого та допоміжного колеса, екрана, теплового бар'єру та деталей кріплення.

Електромагнітний розвантажувальний пристрій призначений для сприйняття частини виштовхувального зусилля, що діє на вал насоса.

Антиреверсивний пристрій призначений для запобігання прокручування валу насоса протиструмом теплоносія при зупиненому насосі.

Робочий тиск теплоносія у трубопроводі – 15.7 МПа. Трасування трубопроводу обрано з урахуванням максимального забезпечення самокомпенсації температурних розширень при розігріві контуру.

Для обмеження переміщення трубопроводу при аварійному розриві передбачені спеціальні опори, розраховані на сприйняття зусиль, що виникають при закінченні теплоносія.

Взаємне розташування обладнання та трубопроводів головного циркуляційного контуру забезпечує розвиток природної циркуляції теплоносія та відведення у такий спосіб значної потужності.

Система компенсації тиску теплоносія призначена для створення та підтримки тиску в першому контурі та обмеження відхилень тиску в перехідних та аварійних режимах.

Система компенсації тиску теплоносія складається з парового компенсатора тиску, забезпеченого електронагрівачами та вузлом упорскування холодної води, а також арматури та трубопроводів.

Компенсатор тиску підключений до гарячої нитки однієї з петель ГЦК.

При зміні середньої температури теплоносія в перехідних режимах і при зміні навантаження частина його перетікає з компенсатора в контур або з контуру в компенсатор тиску по сполучному трубопроводу, при цьому обмеження відхилень тиску від номінального значення досягається за рахунок стиснення або розширення парової "подушки" у верхній частині компенсатора.

Система підживлення – продування призначена для зміни концентрації хімічного поглинача нейтронів з метою регулювання реактивності (компенсація зміни реактивності по мірі вигоряння палива при змінах навантаження, при пусках та зупинках реактора), а також для виконання наступних функціональних вимог:

- забезпечення у всіх нормальних режимах роботи блоку, необхідної якості теплоносія першого контуру;

- компенсації неорганізованих протікань, очищення та повернення в контур організованих протікань, подачі замикаючої води на ущільнення ГЦН.

Система дренажів організованих протікань першого контуру призначена для збору та повернення в контур організованих протікань у всіх режимах нормальної експлуатації, включаючи режим розхолодження та зливу першого контуру, а також для резервного виведення теплоносія з першого контуру у разі порушення продування в штатній системі продування - підживлення.

До складу системи входять: трубопроводи, охолоджувач організованих протікань і три насоси приямка організованих протікань. Система складається з двох підсистем: підсистема збору дренажів та протікання і підсистема повернення дренажів та протікання. До першої системи відносяться трубопроводи збору дренажів та охолоджувач організованих протікань. До другої підсистеми відносяться трубопроводи повернення дренажів, приямок організованих протікань та насоси приямка організованих

протікань з усім допоміжним обладнанням. Розмір організованих протікань становить (0…2,5) т/год.

Система функціонує у всіх режимах нормальної експлуатації блоку, включаючи пуск та зупинку, а також у режимах знеструмлення блоку.

Організовані протікання і дренажі через охолоджувач зливаються в приямок організованих протікань, а потім насосами приямка через фільтри низького тиску (установка системи спецводоочищення СВО - 2) подаються в деаератор продування - підживлення.

Система розхолодження першого контуру призначена для забезпечення теплознімання залишкових енерговиділень активної зони реактора та розхолодження першого контуру із заданою швидкістю в нормальних експлуатаційних режимах.

Система розхолодження першого контуру забезпечує розхолодження у два етапи:

- на першому етапі розхолодження проводиться за допомогою системи другого контуру шляхом скидання пари через швидкодіючий редукційний пристрій (ШРУ-К) в конденсатори турбіни. Конденсат штатними конденсатними насосами подається до деаератора, звідки насосами спеціально передбаченими для розхолодження, подається до парогенераторів;

- на другому етапі розхолодження проводиться за допомогою системи аварійного розхолодження активної зони реактора через теплообмінник системи аварійного охолодження зони (САОЗ), для чого в системі передбачена лінія планового розхолодження.

У разі необхідності енергоблок може перебувати в "гарячому резерві", при цьому відведення залишкових тепловиділень активної зони реактора здійснюється скиданням частини пари в технологічний конденсатор через ШРУ - СН.

1.2 Системи забезпечення безпеки АЕС

Системи безпеки атомної станції призначені для забезпечення захисту персоналу і населення від зовнішнього і внутрішнього опромінення, а навколишнього середовища від забруднення радіоактивними речовинами в межах допустимих норм у нормальних умовах і в усіх аварійних ситуаціях, включаючи максимально можливу проєктну аварію. Система безпеки атомної станції включає активні, пасивні, захисні, локалізуючі пристрої, а також елементи контролю та управління. Безпека АЕС в основному визначається реалізацією наступних заходів та принципів безпеки:

а) побудова глибоко ешелонованого захисту від виходу в приміщення АЕС та за її межі радіоактивних речовин, що містяться в ядерному паливі, з використанням проєктних рішень, що зводять до прийнятного мінімуму ризик руйнування захисних бар'єрів;

б) всебічною обґрунтованістю конструкцій реакторної установки, проєктів систем, важливих для безпеки АЕС в цілому, ретельним дослідженням усіх процесів, що в них відбуваються;

в) висока якість виготовлення, монтажу, ремонту обладнання;

г) застосування надійних засобів запобігання та придушення аварійних процесів, оснащення АЕС системами безпеки, основне призначення яких полягає у попередженні виникнення важких аварій, а у разі неможливості попередження в обмеженні впливу їх наслідків на людину та навколишнє середовище.

Система аварійного охолодження активної зони реактора високого тиску призначена для аварійної подачі висококонцентрованого розчину бору в активну зону реактора при аваріях, пов'язаних з виділенням позитивної реактивності в активній зоні при збереженні високого тиску в першому контурі, а також необхідна у режимах з ущільненням першого контуру.

Система включає бак аварійного запасу концентрованого розчину бору, приямок герметичної частини оболонки, насос аварійного упорскування бору, насос подачі бору високого тиску, трубопроводи і арматуру. Система аварійного охолодження активної зони реактора високого тиску забезпечує подачу в реактор розчину борної кислоти спочатку з концентрацією 40 г / кг з бака V = 15 м^3, а після його спорожнення - розчину бору з концентрацією 16 г / кг з бака - приямка герметичної частини оболонки 500 м-коду.

Система гідроакумуляторів ("пасивний" вузол системи аварійного охолодження активної зони реактора) призначена для затоки активної зони реактора холодною водою борованої в початковий період аварії.

Система включає гідроакумулятори (ємності САОЗ), арматуру і трубопроводи. Кожен із двох незалежних каналів має два гідроакумулятори, що забезпечують подачу борованої води в нижню і верхню камери змішування реактора.

Врізання трубопроводів від акумуляторів здійснюється безпосередньо в корпус реактора. На кожному трубопроводі, що з'єднує гідроакумулятор з реактором, встановлюється по два послідовні зворотні клапани і по дві швидкодіючі арматури з дренажем, що забезпечують відсікання високого тиску від низького при ревізіях першого контуру без скидання тиску в гідроакумуляторах. Тиск у гідроакумуляторі створюється та підтримується азотною подушкою.

Система аварійного охолодження активної зони низького тиску призначена для затоплення активної зони реактора при втраті теплоносія холодною борованою водою надійного відведення залишкових тепловиділень у післяаварійний період та подачі борованої води на всмоктування аварійного впорскування бору.

У разі аварійних умов елементи системи повинні працювати протягом усього необхідного часу. Система включає насос аварійного розхолодження, бак в герметичній частині оболонки, теплообмінник САОЗ, трубопроводи і арматуру. Система аварійного охолодження активної зони реактора низького

тиску забезпечує подачу у реактор розчину бору концентрацією 16 г/кг, витратою (700…750) $м^3$/год. при тиску у першому контурі 0.098 МПа і витратою (250…300) $м^3$/час при тиску 2.16 МПа.

Система захисту першого контуру від перевищення тиску призначена для захисту обладнання першого контуру при аварійному підвищенні тиску теплоносія.

При підвищенні тиску теплоносія першого контуру до заданої величини в паровий простір компенсатора тиску по лінії впорскування автоматично надходить вода з холодної нитки частини контуру, що не відключається. Для підвищення надійності лінії впорскування послідовно встановлені швидкодіючий і дистанційно керований клапани, так що якщо при збільшенні номінального тиску один з клапанів не відкриється або буде недостатня його продуктивність, то при подальшому збільшенні тиску відкриється інший клапан на паралельній лінії.

Для захисту другого контуру від перевищення на паропроводах передбачено встановлення скидних пристроїв у конденсатор - ШРУ-К, в атмосферу - ШРУ-А, а також запобіжні клапани.

На паропроводах від кожного парогенератора встановлено по два запобіжні клапани — один контрольний і один робочий — захищаються корпус парогенератора та паропроводу від надмірного підвищення тиску в аварійних режимах.

Контрольний клапан спрацьовує за підвищення тиску пари в паропроводі вище 8.2 МПа, робочий клапан - при 8.5 МПа; продуктивність кожного клапана 900 т/год, що забезпечує динамічне зростання тиску в паропроводах в аварійних режимах не вище 8.6 МПа.

Для захисту другого контуру від перевищення радіаційної безпеки згідно з прийнятими критеріями шляхом локалізації радіоактивних продуктів у межах герметичного об'єму. У герметичних приміщеннях розміщуються все обладнання та комунікації, що працюють на радіоактивному високопотенційному теплоносії, який при розгерметизації контуру дає вихід

радіоактивних уламків поділу і газів назовні, що забезпечує безпеку атомної станції. Всі герметичні приміщення укладені в герметичну оболонку, виконану із залізобетону і призначену для зменшення доз опромінення спільно з біологічним захистом як у режимах нормальної експлуатації, так і у всіх проєктних аварійних режимах. Система герметичних приміщень розрахована на сприйняття будь-яких проєктних навантажень, що виникають при розущільненнях контуру теплоносія, аж до розущільнення трубопроводу головного циркуляційного контуру.

Спринклерна система служить для локалізації аварії шляхом конденсації продуктів аварії, пов'язаної з викидом частини теплоносія, що випарується, в герметичну оболонку атомної станції. Пароподібний радіоактивний теплоносій представляє велику небезпеку з погляду погіршення радіаційної обстановки як у самому приміщенні, так і в суміжних, у зв'язку з наявними нещільностями в герметичній оболонці. Завдання спринклерної системи - якнайшвидше знизити тиск в оболонці до тиску за її межами. Це досягається шляхом упорскування холодної борованої води під оболонку, що призводить до конденсації пароподібного теплоносія та зниження тиску під оболонкою. Спринклерна система використовується також для організації зв'язування йоду, що міститься в парі та повітрі герметичних приміщень, для чого на всмоктування спринклерних насосів додається спеціальний розчин (гідразін - гідрат, борна кислота).

Система аварійної подачі живильної води до парогенераторів призначена для подачі живильної води до парогенераторів в аварійних режимах.

Система аварійної подачі живильної води включає три баки запасу знесоленої води (кожний ємністю по 500 $м^3$), три аварійних живильних насоса продуктивністю по 150 $м^3$/год. і напором 8.5 МПа, трубопроводи, запірну та регулюючу арматуру. Кожен живильний насос підключений до бака запасу знесоленої води. Два аварійні живильні насоси включені в схему таким чином, що кожен з насосів забезпечує водою по два парогенератори.

Третій аварійний живильний насос подає воду до чотирьох парогенераторів. На кожному трубопроводі подачі живильної води до парогенератора встановлені засувка, що регулює та зворотні клапани. У парогенераторів передбачено спеціальні штуцери для підведення живильної води від аварійних живильних насосів.

Система аварійного електропостачання призначена для забезпечення живленням приводів механізмів, що беруть участь в аварійному розхолодженні реактора. До складу системи аварійного електропостачання входять:

-дизель – генератори;

-секції 6 кВ, на які підключаються дизель-генератори в аварійних режимах;

-трансформатори напруги 6/0.4 кВ;

-секції 0.4 кВ надійного живлення другої групи, які отримують живлення в аварійних режимах від дизель-генераторів;

-агрегати безперебійного живлення;

-акумуляторні батареї системні;

-щити постійного струму системні.

Система дизель-генераторів. Резервна дизельна електростанція (РДЕС) в умовах втрати змінного струму (в режимі знеструмлення) є автономним джерелом електропостачання відповідних споживачів, що включають захисні та локалізуючі пристрої. Як основне обладнання прийняті автоматизовані дизель - генератори потужністю 5600 кВт. На блок встановлюється 3 дизель - генератора, кожен з яких є автономним джерелом електропостачання для відповідної секції надійного живлення.

Система технічного водопостачання відповідних споживачів забезпечує охолодження аварійних механізмів, а також відведення тепла від активної зони реактора при аваріях. Система працює у всіх режимах нормальної експлуатації та при аваріях. Система прийнята оборотною, ізольованою від зовнішніх водойм та інших систем водопостачання з

охолодженням технічної води в бризкальних басейнах. Система складається із трьох незалежних підсистем. Кожна з трьох підсистем технічного водопостачання включає два насоси технічної води, теплообмінники, арматуру, трубопроводи і бризкальні басейни. Кожна з підсистем виконується однотрубною; по напірній і зливній магістралях з буферним відкритим баком у верхній точці підсистеми, що оберігає підсистему від спорожнення під час перерви в електроживленні насосів технічної води, що виникає в режимі знеструмлення при переході на надійне електроживлення.

Для постачання пневмоприводів швидкодіючої локалізуючої та захисної арматури стисненим повітрям тиском 4.4 МПа передбачено три автономні системи надійного повітропостачання.

У кожній системі встановлено по одному незалежному повітрозбірнику робочим тиском 4.9 МПа, ємністю по 15 $м^3$ кожен. Підживлення повітрязбірників здійснюється поршневими компресорами з блоками осушення повітря.

1.3 Норми забезпечення ядерної безпеки

АЕС вважається безпечною в тому випадку, якщо технічними засобами та організаційними заходами забезпечується не перевищення встановлених доз з внутрішнього та зовнішнього опромінення персоналу та населення та нормативів щодо вмісту радіоактивних продуктів у навколишньому середовищі при нормальній експлуатації та проектних аваріях.

Системи безпеки призначені для:

- аварійної зупинки реактора;
- підтримання його у підкритичному стані;
- аварійного відведення тепла;
- утримання радіоактивних продуктів.

Системи безпеки атомної станції включають захисні, локалізуючі і керуючі системи.

Системи безпеки забезпечують безпеку енергоблока АЕС за будь-якої проєктної аварії.

Безпека АЕС при миттєвому поперечному розриві головного циркуляційного трубопроводу Dy 850 мм в умовах повного знеструмлення АЕС забезпечується такими проєктними та організаційними заходами:

- проєкт будівельних конструкцій герметичного обсягу, включаючи оболонку, виконується для випадку поєднання навантажень при можливому руйнуванні зони з максимальними параметрами під оболонкою, що досягаються при максимальній проєктній аварії;
- компонувальними рішеннями (розміщення в боксах, встановлення захисних екранів тощо) та спеціальними заходами щодо розкріплення та обмеження переміщень обладнання та трубопроводів реакторної установки та пов'язаних з нею систем; враховано температурні навантаження на різні ділянки конструкцій в умовах повного знеструмлення;
- обладнання та трубопроводи реакторного відділення спроектовані таким чином, щоб у разі поєднання максимально можливої проєктної аварії (МПА) та максимально можливого руйнування активної зони (МРЗ) забезпечувалося виконання ними заданих функцій;
- обладнання та трубопроводи систем безпеки скомпоновані таким чином, що вихід з ладу одного з каналів систем безпеки не тягне за собою вихід з ладу інших;
- багатоканальністю керуючої системи безпеки (УСБ), що складається з трьох незалежних каналів управління захисними, локалізуючими та забезпечуючими системами безпеки;
- наявність двох незалежних комплектів аварійного захисту реактора (СУЗ);
- незалежністю каналів СБ за рахунок територіального поділу та забезпечення кожного каналу систем безпеки самостійним аварійним

енергопостачанням від дизель-генераторів, акумуляторних батарей, перетворювачів;

- територіальний поділ ГЦК (захисна оболонка) та систем безпеки (облаштування) виключає пошкодження більше одного каналу системи безпеки при аваріях ГЦК;
- на трубопроводах, що мають врізання в ГЦК, встановлюються обмежувачі течі для зниження зусиль струменя при розриві;
- проєктом передбачена можливість проведення робіт з випробування, контролю та випробування обладнання, можливість виведення в ремонт каналів систем безпеки, випробування дії захистів і блокувань, робота блочного щита управління (БЩУ) та резервного щита управління (РЩУ) та інші організаційно-технічні заходи.

Захисна оболонка захищена спеціальними екранами від різноманітних механічних впливів (струменів, ударних хвиль, предметів, що летять), що виникають при аваріях, що виключає можливість пошкодження при аваріях.

Нижче представлені описи захисних, локалізуючих і керуючих систем безпеки атомної станції.

При визначенні величин біологічного захисту розрахункові рівні опромінення персоналу при нормальному режимі експлуатації станції приймаються в залежності від характеру роботи, що виконується в приміщенні, а також часу перебування в ньому обслуговуючого персоналу.

Аварійні умови, що виникають внаслідок максимальної проєктної аварії (МПА), не призводять до опромінення населення та персоналу дозами, що перевищують допустимі для аварійних випадків. Для критичної групи населення (діти) на межі санітарно-захисної зони та за її межами доза не перевищує зовнішнього опромінення 10 БЕР, за внутрішнім опроміненням – 30 БЕР.

Для персоналу доза не перевищує за зовнішнім опроміненням 25 БЕР, надходження радіоактивних речовин в організм - п'ять гранично допустимих надходжень.

У разі, якщо викид з вентиляційної труби при роботі на потужності перевищує розрахункову величину або величина неорганізованих витоків більше 0,7 т/год і джерело витоку не встановлено – енергоблок повинен бути зупинений, якщо джерело витоку встановлено, і ним є протікання через сальники, прокладки, а результати оцінки показують, що подальша експлуатація є безпечною. При перевищенні витоку 2 т/год енергоблок повинен бути зупинений у будь-якому разі.

1.4 Аналіз технологічної схеми паротурбінної установки

У складі енергоблоку АЕС паротурбінна установка (ПТУ) виконує функцію перетворення теплової енергії водяної пари в електричну енергію за допомогою генератора змінного струму.

До складу паротурбінної установки входять:

- турбіна К-1000-60/1500-2;
- генератор ТВВ-1000-4УЗ;
- система паропроводів "свіжої" пари;
- система поживної води;
- система основного конденсату;
- система подачі пари на власні потреби.

Турбіна, типу К-1000-60/1500-2 - парова конденсаційна чотирьох циліндрова, структурна схема: один циліндр високого тиску (ЦВТ) плюс три циліндри низького тиску (ЦНТ), з сепарацією та одноразовим двоступінчастим паровим проміжним перегрівом (свіжою парою та парою з нерегульованих відборів), номінальною потужністю 1114000 КВт (при повністю відкритих клапанах і без відборів понад регенерацію), з частотою обертання 1500 об/хв, призначена для безпосереднього приводу генератора

змінного струму ТВВ-1000-4У00 напругою на клемах 24000, що монтується на загальному фундаменті з турбіною.

Турбіна призначена для роботи в блоці з апаратом типу ВВЕР-1000 за моноблочною схемою. Вона розрахована для роботи на свіжій парі тиском 5.88 МПа та температурою 274.3 °С при ступені сухості 0.995, з проміжним двоступінчастим перегрівом пари до 250 °С. Тиск пари перед ЦНТ становить 1.12 МПа.

Тиск пари біля входу в конденсатори при номінальній потужності та температурі охолоджувальної води 15 °С - 3,92 кПа.

Генератор типу ТВВ-1000-4 є основним елементом для виробництва електроенергії. Генератор виконується, виходячи з умови забезпечення високих техніко-економічних показників та необхідної надійності роботи.

Він допускає тривалу роботу з номінальним навантаженням, а також роботу з навантаженням менш номінальним за активною потужністю.

Генератор складається з наступних основних збірних одиниць: статора та щитів; виводів з нульовими трансформаторами струму, напруги та перемичками; ротора, газоохолоджувачів, опорного підшипника, ущільнень валу, фундаментних плит.

Система паропроводів свіжої пари призначена для транспортування пари, що генерується в парогенераторах реакторної установки до турбіни.

При розробці системи паропроводів свіжої пари враховуються такі основні вимоги, що пред'являються до цієї системи:

- забезпечити планове та аварійне розхолодження реактора у пароводяному режимі;

- забезпечити швидке відсікання парогенераторів від течі при розривах парового колектора таким чином, щоб відсікання відбувалося не більше, ніж одного парогенератора;

- забезпечити захист парогенераторів від перевищення тиску

Система живильної води призначена для подачі живильної води в парогенератори реакторної установки в номінальному та перехідному

режимах, а також при розхолодженні парогенератора при температурах нижче 100 °С.

Побудова системи визначається наявністю чотирьох парогенераторів і двох живильних турбонасосів у складі турбінної установки, а також необхідністю подачі води в парогенератори в перехідних режимах.

У номінальному режимі і режимах часткових навантажень система забезпечує подачу живильної води, що відповідає паропродуктивності парогенераторів і величині продувки з парогенераторів. Система забезпечує заповнення парогенератора в режимі розхолодження при температурі нижче 100 °С за другим контуром, при цьому температура води при заповненні парогенератора не відрізняється від температури металу більше, ніж на 60 °С, а час повного заповнення парогенератора не менше п'яти годин при об'ємі води в одному парогенераторі 127 м^3. Для розхолодження парогенератора до температури 40 °С потрібен дворазовий повний водообмін.

Подача живильної води проводиться одночасно у всі парогенератори через регулюючий клапан живлення кожного парогенератора.

При працюючій турбіні подача живильної води проводитися двома живильними турбонасосами типу ШЧ3750-75.

Подача живильної води проводиться за двома лініями, з'єднаними до загального живильного колектора.

Система основного конденсату призначена для транспортування конденсату з конденсатора турбіни через блокову знесолювальну установку (БЗУ) продуктивністю 2600 т/год, та підігрівачі низького тиску в деаератор.

Конденсат, що подається з конденсатора, піддається 100 % очищенню в іонообмінних фільтрах.

Подача конденсату з конденсатора на БЗУ проводиться через охолоджувач пари ущільнень конденсатними насосами першого ступеня типу КсВА - 1500 - 120 (два робочі, один резервний) по однонитковому конденсатному тракту.

Після БЗУ конденсат проходить конденсатні насоси другого ступеня типу КсА-1500-240-2А (два робочі, один резервний) чотири підігрівачі низького тиску (ПНТ1, ПНТ2, ПНТ3, ПНТ4) поверхневого типу, а потім надходить у деаератор.

Система подачі пари на власні потреби призначена для постачання парою пароежекторних машин, випарних апаратів спецводоочищення (СВО), спецпральні, системи ущільнень, випробування приводних турбін живильних насосів, резервного живлення бойлерів, деаераторів.

На АЕС організовано колектор пари власних потреб із параметрами: тиск Р = (0,685…1,28) МПа. Подача пари в колектор проводиться з третього відбору турбіни або за зниження навантаження турбіни приблизно до 60 % через швидкодіючі редукційні установки власних потреб (БРУ-СН) з трубопроводів «свіжої» пари.

Подача пари на основні підігрівачі мережної води проводиться від четвертого та шостого відборів турбіни, а на піковий підігрівач мережної води від третього відбору, з резервуванням подачі пари від другого відбору.

2 ВИБІР СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ТИПУ АЕС

2.1 Вибір головної схеми видачі потужності

2.1.1 Вибір схеми видачі потужності АЕС

Схема видачі потужності визначає розподіл генераторів між редукційними установками (РУ) різних напруг, автотрансформаторний зв'язок між РУ, спосіб з'єднання генераторів з блочними трансформаторами, точки підключення резервних трансформаторів власних потреб (ТВП). При проєктуванні схеми видачі потужності на першому етапі намічаються етапи її виконання. На другому етапі для кожного варіанту визначаються перетікання потужності через блокові трансформатори та автотрансформатори зв'язку та здійснюється їх вибір, обчислюються втрати енергії в них за рік, знаходяться капітальні, експлуатаційні та наведені витрати. Внаслідок порівняння варіантів схеми видачі потужності АЕС виявляється раціональний варіант.

2.1.2 Варіанти схеми видачі потужності

Якщо потужність станції видається по одній підвищеній напрузі, то всі блоки приєднуються до РУ даної напруги, і виконується лише вибір схеми виконання блоків генератор-трансформатор. Для цього варіанта необхідно зробити вибір схеми за наявності двох РУ. Розрізняють такі схеми виконання блоків (АЕС): АЕС виконана по блоковому типу та АЕС виконана з поперечними зв'язками – АТЕЦ (атомна електроцентраль). АЕС з поперечними зв'язками мають генераторний розподільний пристрій і можуть

видавати потужність місцевим споживачам на зниженій напрузі (зазвичай номінальна напруга генератора), але подібні АЕС ми не розглядатимемо, оскільки наша мета забезпечити видачу потужності на підвищеній напрузі. Відповідно до Норм технологічного проєктування в блоці між генератором та двообмотувальним трансформатором повинен встановлюватися генераторний вимикач. У разі відсутності вимикача на відповідний струм відключення дозволяється застосування вимикача навантаження.

При виборі схеми виконання блоку необхідно враховувати, що наявність генераторного вимикача в блоці знижує кількість операцій з вимикачами РУ підвищеної напруги, збільшуючи тим самим його надійність. Пуск та зупинка блоку виконуються за допомогою робочого трансформатора власних потреб та генераторного вимикача. Також знижуються вимоги до кількості та потужності резервних трансформаторів власних потреб.

У блоках генератор-трансформатор (рис.2.1) АЕС потужністю 1000 МВт для відключення генератора від мережі встановлюються апаратні генераторні комплекти типу КАГ-24-30/30000. Він містить вимикач навантаження і роз'єднувач на номінальну напругу 24 кВ та номінальний струм 30 кА.

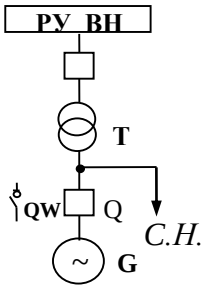


Рисунок 2.1 – Схема виконання блоку генератор-трансформатор

При двох і більше РУ підвищеної напруги, варіанти схеми видачі потужності формуються шляхом варіювання кількості блоків різного виконання, що підключаються до різних РУ підвищеної напруги, а також

шляхом зміни виду зв'язку між РУ. Зв'язок між РУ може виконуватися за допомогою трьох обмотувальних трансформаторів і автотрансформаторів, якщо потужність, що віддається на одній напрузі, становить 15 % і більше потужності, що віддається на іншій напрузі, а також з урахуванням перспектив розвитку навантажень на обох напругах.

При цьому якщо потужність електростанції видається через шини РУ електричні мережі з ефективним заземленням нейтралі (110 кВ і вище), то для зв'язку РУ застосовуються один або два автотрансформатори зв'язку без підключення або з підключенням до них через генераторні вимикачі одного або двох генераторів.

Для однієї групи з однофазних автотрансформаторів зв'язку встановлюється резервна фаза, приєднання якої на місце фази, що замінюється здійснюється шляхом перекочування. За двох груп однофазних автотрансформаторів резервна фаза може не встановлюватися.

На АЕС передбачається по два автотрансформатори зв'язку, якщо є транзит потужності через шини РУ електростанції, або порушується електропостачання споживачів місцевого промислового району при установці одного автотрансформатора зв'язку, або мінімальне навантаження споживачів, підключених до шин РУ ВП , менше технологічного мінімуму блоків, що відокремилися. Технологічний мінімум для енергоблоків доцільно прийняти для енергоблоку з ВВЕР – 1000 – 300 МВт.

Загальна кількість складених для порівняння варіантів схем видачі потужності може бути понад десяти. При ручному рахунку з цієї множини варіантів шляхом логічного порівняння відбираються два-три найбільш перспективні варіанти. Попередній відбір варіантів здійснюється відповідно до заданих умов і досвіду проєктування, а також визначається здоровим глуздом:

- потужність блоку не повинна перевищувати резерв потужності в системі, що обмежує область допустимих варіантів виконання блоків;

- може викликати суттєве збільшення потужності автотрансформатора в порівнянні з потужністю перетікання, це викликає великі складності при його розміщенні на території електростанції та при виконанні гнучких зв'язків з РУ;

- перетікання потужності через автотрансформатори зв'язку не повинні перевищувати потужність блоку більш ніж у 1,5 рази (за відсутності транзиту потужності через шини РУ станції).

Вибір потужності блокових трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку в кожному варіанті схеми видачі потужності виконується за максимальним перетіканням потужності з урахуванням їхньої здатності навантаження. Максимальні перетікання потужності через автотрансформатори зв'язку визначаються з умов нормального та аварійного режимів роботи станції. В аварійних режимах розглядаються випадки аварійного відключення будь-якого блоку. Відповідно до викладених вимог складаємо два варіанти схеми видачі потужності згідно з вихідними даними (рис. 2.2). Потім буде обрано найбільш доцільний варіант.

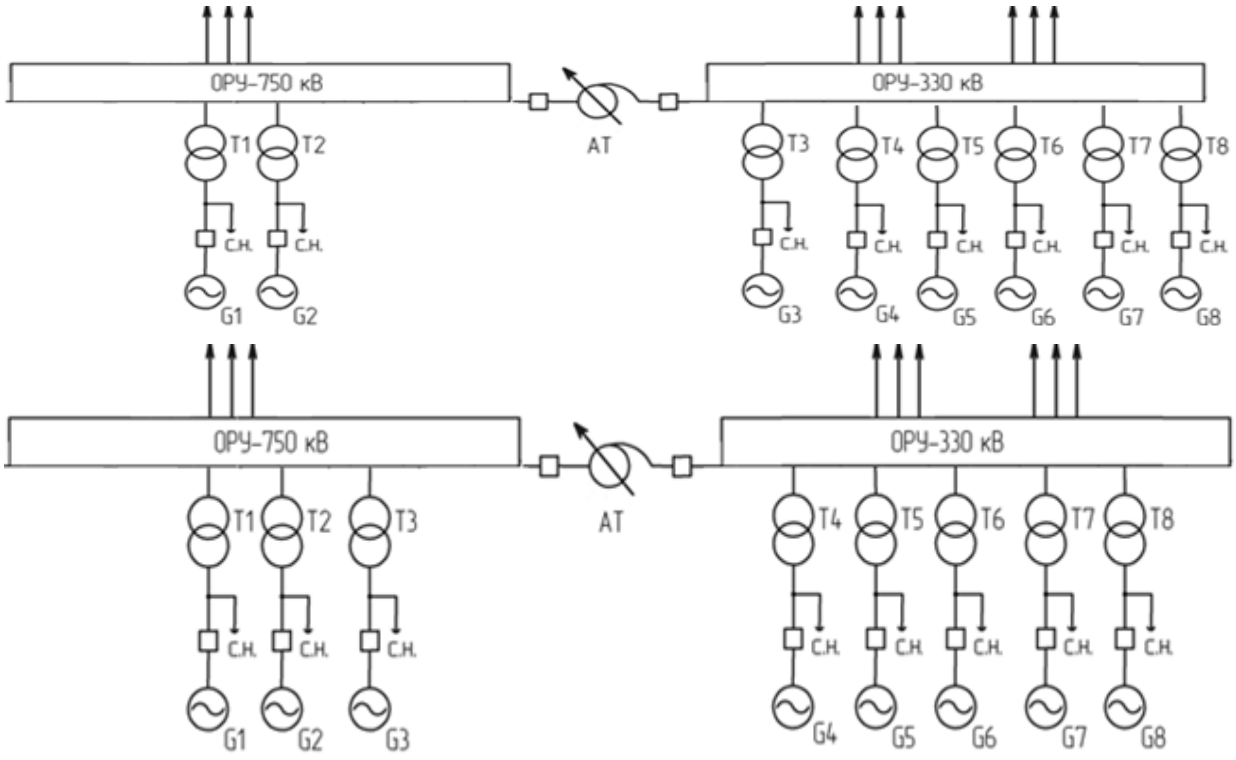


Рисунок 2.2 - Варіанти схеми видачі потужності проєктованої електростанції

2.1.3 Розрахунок перетікання потужності через блокові трансформатори та автотрансформатори, їх вибір

Перетікання потужності через блокові трансформатори визначаються виразами, МВА:

$$S_{Т\,бл} = \left| P_{Т\,бл} + j \cdot Q_{Т\,бл} \right| = \sqrt{(P_{Г\,ном} - P_{СН})^2 + (Q_{Г\,ном} - Q_{СН})^2}, \quad (2.1)$$

де $P_{СН}$, $Q_{СН}$ - активна і реактивна потужність, що використовується на власні потреби.

При $\cos\varphi_{Г_{ном}} = 0,9 \quad tg\varphi_{Г\,ном} = 0,48$.

При $\cos\varphi_{СН} = 0,85 \quad tg\varphi_{СН} = 0,62$.

$$Q_{Г\,ном} = P_{Г\,ном} \cdot tg\varphi_{Г\,ном} = 1000 \cdot 0,48 = 480\ МВАр; \quad (2.2)$$

$$P_{СН} = 0,075 \cdot P_{Г\,ном} = 0,075 \cdot 1000 = 75\ МВт; \quad (2.3)$$

$$Q_{СН} = P_{СН} \cdot tg\varphi_{СН} = 75 \cdot 0,62 = 46,6\ МВАр; \quad (2.4)$$

тоді

$$S_{Т\,бл} = \sqrt{(1000-75)^2 + (480-46,5)^2} = 1021,54.$$

При роботі електростанції в базовій частині графіка навантаження енергосистеми потужність блочного трансформатора вибирається з умови:

$$S_{T\,бл\,ном} \geq S_{T\,бл}.$$

Вибираємо блокові трансформатори:

Для ОРУ-750 кВ вибираю групу із трьох однофазних трансформаторів для одного блоку типу ОРЦ-417000/750 (Рх = 320 кВт, Рк = 540 кВт).

Для ВРУ-330 кВ вибираю трансформатор для одного блоку типу ТНЦ-1250000/330 (Рх = 715 кВт, Рк = 2200 кВт).

Визначимо перетікання потужності через автотрансформатори зв'язку.

Варіант схеми №1

- при максимальному навантаженні на шинах РУ ВП, МВА:

$$S_1 = \left|P_1 + j \cdot Q_1\right| = \sqrt{\left[n \cdot (P_Г - P_{CH}) - P_{C\,max}\right]^2 + \left[n \cdot (Q_Г - Q_{CH}) - Q_{C\,max}\right]^2};$$

$$Q_{C\,max} = P_{C\,max} \cdot tg\varphi_C = 5200 \cdot 0,62 = 3224 MBAp;$$

$$S_1 = \sqrt{\left[5 \cdot (1000 - 75) - 5200\right]^2 + \left[5 \cdot (480 - 46,5) - 3224\right]^2} = 1202,83;$$

- при мінімальному навантаженні на шинах РУ ВП, МВА:

$$S_2 = \left|P_2 + j \cdot Q_2\right| = \sqrt{\left[n \cdot (P_Г - P_{CH}) - P_{C\,min}\right]^2 + \left[n \cdot (Q_Г - Q_{CH}) - Q_{C\,min}\right]^2};$$

$$Q_{C\,min} = P_{C\,min} \cdot tg\varphi_C = 4700 \cdot 0,62 = 2914 MBAp;$$

$$S_2 = \sqrt{\left[5 \cdot (1000 - 75) - 4700\right]^2 + \left[5 \cdot (480 - 46,5) - 2914\right]^2} = 750,25;$$

- в аварійному режимі (відключення одного блоку, підключеного до шин РУ ВП), МВА:

$$S_3=\left|P_3+j\cdot Q_3\right|=\sqrt{\left[(n-1)\cdot(P_{Г\,СН}-P_{СН})-P_{с\,(пр)\,СН\,max}\right]^2+\left[(n-1)\cdot(Q_{Г\,СН}-Q_{СН})-Q_{с\,(пр)\,СН\,max}\right]^2}$$

$$S_3=\sqrt{\left[4\cdot(1000-75)-5200\right]^2+\left[4\cdot(480-46{,}5)-3224\right]^2}=2114{,}26.$$

Аналогічно проведемо розрахунок для варіанта, що залишився (варіант 2 (рисунок 2.2)), а результати занесемо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 - Зведена таблиця результатів розрахунку перетікань потужності

Номер варіанта	Перетікання потужності при максимальному навантаженні на шинах РУ ВП (S_1)	Перетікання потужності при мінімальному навантаженні на шинах РУ ВП (S_2)	Перетікання потужності в аварійному режимі на шинах РУ ВП (S_3)
Варіант 1	1202,83	750,25	2114,26
Варіант 2	714	905	102,83

Орієнтовно потужність автотрансформаторів зв'язку вибирається за максимальною потужністю робочого режиму, отриманої в результаті розрахунку:

Для варіанта №1

Вибираємо одну групу з трьох трансформаторів АОДЦТ-417000/750/330 **(**$P_х$ =320 кВт, $P_к$ =540 кВт**):**

$$S_{НОМ}=417\cdot 3=1251\ МВА > \ Smax = \ 1202,83\ МВА$$

Перевіряємо перевантажувальну здатність:

$$К_{П_1}=\frac{S_{тр.мах}}{S_{ном.кат}}=\frac{2114,26}{417\cdot 3}=1,19\succ 1,5$$, умова не виконується,

отже, замість однієї групи автотрансформаторів АОДЦТ-417000/750/330, вибираємо дві групи АОДЦТН-333000/750/330($P_х$ =217 кВт, $P_к$ =580 кВт).

Перевірка на перевантаження в аварійному режимі:

$$К_{П_1}=\frac{S_{тр.мах}}{S_{ном.кат}}=\frac{2114,26}{333\cdot 6}=1,06\succ 1,5$$, умова виконується.

У зв'язку з тим, що автотрансформаторів дві групи, і складаються вони з груп однофазних автотрансформаторів, то одна додаткова резервна фаза, готова до перекочування та встановлення на місце, що вийшла з ладу, може не передбачатися.

$$К_{П_2}=\frac{S_1(S_2)}{(q-3)\cdot S_{АТ\ ном}}=\frac{1202,83}{3\cdot 333}=1,2\succ 1,5 \qquad (2.5)$$

Коефіцієнт перевантаження при виході з роботи однієї з груп трансформаторів не виходить за межі допустимих значень, то резервна фаза не передбачається.

Для варіанта №2:

Вибираємо одну групу из трьох трансформаторів АОДЦТН-333000/750/330 **(**$P_х$ =217 кВт, $P_к$ =570 кВт**)**

$$S_{НОМ}=333\cdot 3=999\ МВА > \ Smax = \ 905\ МВА$$

Перевіряємо перевантажувальну здатність:

$$К_{П_1}=\frac{1202,83}{3\cdot 333}=1,2<1,5$$, умова виконується.

У нас лише одна група автотрансформаторів (АТ), яка повністю відключається при аварії одного з АТ зв'язку, тому необхідно встановити резервну фазу.

2.1.4 Визначення втрат активної енергії у блочних трансформаторах та автотрансформаторах зв'язку

Втрати активної енергії в блокових трансформаторах визначаються за виразом:

$$\Delta W_{\text{т.бл}} = P_x \times \left(8760 - T_{\text{р.бл}}\right) + P_{\text{к}} \times \left(\frac{S_{\text{т.бл}}}{S_{\text{т.ном}}}\right)^2 \times \tau_{бл}, \qquad (2.6)$$

де $T_{\text{р.бл}}$ - середня тривалість планового ремонту блочного трансформатора;

$\tau_{\text{т}}$ - час максимальних втрат, що відповідає часу максимального навантаження блочного трансформатора;

$P_{\text{х}}$ - втрати холостого ходу трансформатора;

$P_{\text{к}}$ - втрати короткого замикання трансформатора.

$$\tau=T_{\text{Г уст}}=7600\ год;\quad T_{\text{Р бл 330}}=30\ год;\ T_{\text{Р бл 750}}=50\ год.$$

Для розрахунку втрат необхідно визначити $\tau_{мин}$, $\tau_{макс}$.

На рис.2.3 наведено залежність часу максимальних втрат від тривалості використання максимального навантаження.

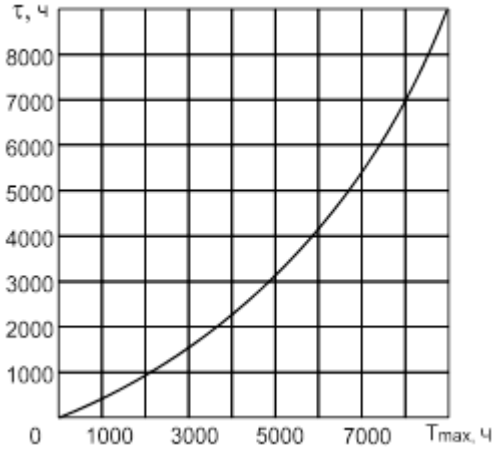


Рисунок 2.3 – Залежність часу максимальних втрат від тривалості використання максимального навантаження

$$\tau_{макс}=f(T_{нагр.макс.})\ \ При\ T_{нагр.макс.}=6300\ год\ \ \tau_{макс}=4600\ год.$$

$$T_{мин}=(8760-T_{нагр.макс}-T_{р.АТ})=(8760-6300-50)=2410год.$$

$$\tau_{мин}=f(T_{мин})=1000год.$$

Для варіанта 1:

$$\Delta W_{T\ бл\ 330}=\left[P_x\cdot(8760-T_{Р\ бл})+P_к\cdot\left(\frac{S_{Т\ бл}}{S_{Т\ ном}}\right)^2\cdot T_{г.уст}\right]\cdot n_{330}$$

$$\Delta W_{T\ бл\ 330}=\left[0{,}715\cdot(8760-30)+2{,}2\cdot\left(\frac{1021{,}54}{1250}\right)^2\cdot 7600\right]\cdot 5=78227{,}67\ МВт\cdot год$$

$$\Delta W_{T\,бл\,750}=\left[0{,}32\cdot(8760\text{-}50)+0{,}54\cdot\left(\frac{1021{,}54}{3\cdot 417}\right)^2\cdot 7600\right]\cdot 9=45824{,}97\ \text{МВт}\cdot год.$$

Втрати в АТ зв’язку:

$$\Delta W_{AT}=q\cdot P_x(8760\text{-}T_{P\,AT})+q\cdot P_{к\,CH}\left(\frac{S_{CH\,max}}{q\cdot S_{AT\,ном}}\right)^2\cdot\tau_{max}+q\cdot P_{к\,CH}\left(\frac{S_{CH\,min}}{q\cdot S_{AT\,ном}}\right)^2\cdot\tau_{min}$$

$$\Delta W_{AT}=6\cdot 0{,}217(8760\text{-}50)+6\cdot 0{,}57\cdot\left(\frac{1202{,}83}{3\cdot 333}\right)^2\cdot 4600+6\cdot 0{,}57\cdot\left(\frac{750{,}25}{3\cdot 333}\right)^2\cdot 1000=11340{,}42\ \text{МВт}\cdot год$$

Сумарні втрати:

$$\Delta W=\Delta W_{T\,бл\,330}+\Delta W_{T\,бл\,750}+\Delta W_{AT}=78227{,}67+45824{,}97+11340{,}42=$$
$$135393{,}06\ \text{МВт}\cdot год.$$

Зроблено розрахунки втрат активної енергії в блокових трансформаторах і автотрансформаторах зв'язку і проводимо розрахунок для другого варіанту аналогічно.

Дані заносимо до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Зведена таблиця результатів розрахунку втрат активної потужності

Варіант	$\Delta W_{T\,бл\,330}$	$\Delta W_{T\,бл\,750}$	ΔW_{AT}	ΔW
1	78227,67	45824,97	11340,42	135393,06
2	93873,2	30549,98	5670,21	130093,39

2.1.5 Вибір електричної схеми РУ ВН та СН

Схеми РУ підвищених напруг електричних станцій вибираються за номінальною напругою, числом приєднань, призначенням та відповідальності РУ в енергосистемі, а також з урахуванням схеми прилеглої мережі, черговості та перспективи розширення.

Вибір схеми ведеться у такій послідовності:

- намічаються варіанти схеми РУ відповідно до вихідних даних і норм технологічного проєктування АЕС;

- обчислюються капітальні, експлуатаційні та наведені витрати;

- вибирається РУ, що має мінімальні наведені витрати.

За наявності декількох варіантів схем, перевага надається для більш простого та економічного варіанта та варіанта, за яким потрібна найменша кількість операцій з вимикачами та роз'єднувачами РУ при режимних перемиканнях, виведенні у ремонт окремих ланцюгів та при відключенні пошкоджених ділянок в аварійних режимах.

«Норми технологічного проєктування АЕС» при складанні варіантів схеми розподільчих пристроїв для порівняння, рекомендують у РУ 330 – 750 кВ з великою кількістю приєднань, застосовувати схеми з підключенням приєднань через два вимикачі (схеми 4/3 та 3/2, а також схеми з одним або двома багатокутниками з числом приєднань до кожного багатокутника до шести).

Схеми з двома системами шин та трьома вимикачами на два приєднання.

Переваги схеми:

- висока надійність та гнучкість;

- при ревізії будь-якого вимикача всі приєднання залишаються у роботі;

- схема дозволяє проводити випробування вимикачів у робочому режимі без операцій роз'єднувачами;

- кількість необхідних операцій роз'єднувачами протягом року для виведення в ревізію по черзі всіх вимикачів, роз'єднувачів та збірних шин у цій схемі значно менша, ніж у схемі з двома робочими та обхідними системами шин.

Недоліки схеми:

- відключення КЗ на лінії двома вимикачами, що збільшує кількість ревізій вимикача;

- подорожчання конструкцій РУ у зв'язку зі збільшенням числа вимикачів, особливо при непарному числі приєднань, оскільки кожен ланцюг повинен приєднуватися через два вимикачі;

- зниження надійності схеми, якщо кількість ліній відповідає кількості трансформаторів. В цьому випадку до одного ланцюжка з 3 вимикачів приєднується дві лінії, тому можливе аварійне відключення одночасно двох ліній;

- номінальний струм вимикачів визначається режимом ремонту одного з вимикачів, коли по суміжному з вимикачем, що ремонтується, може протікати струм двох приєднань;

- ускладнення релейного захисту;

- збільшення кількості вимикачів.

Схема з двома системами шин та чотирма вимикачами на три приєднання.

Переваги схеми:

Схема має ті ж переваги, що і схема 3/2, і крім того:

- схема економічніша, ніж схема 3/2 (1,333 вимикача замість 1,5 на приєднання);

- секціонування шин потрібно тільки при 15-ти приєднаннях і більше;

- надійність схеми не знижується, якщо в одному ланцюжку будуть приєднані дві лінії та один трансформатор замість двох трансформаторів та однієї лінії;

- конструкція ВРУ за розглянутою схемою досить економічна та зручна в обслуговуванні, якщо прийняти компонування з дворядним розташуванням вимикачів.

Недоліки схеми:

Недоліки схеми аналогічні недолікам схеми 3/2, крім того:

- при ремонті будь-якого з вимикачів, що примикає до шин, відмова іншого, що примикає до шин вимикача в тому ж ланцюжку призводить до втрати трьох приєднань, тому приєднання не слід робити однойменними;

- при ремонті будь-якого з вимикачів і відключенні в тому ж ланцюжку суміжного з вимикачем, що ремонтується, відбувається помилкове відключення приєднання, комутованого ремонтованим і відключеним вимикачем;

- при загальному числі приєднань, не кратному трьох, збільшується число вимикачів, тобто один або два ланцюжки в РУ доводиться включати за схемою 3/2 або навіть включати одне приєднання через два вимикачі.

З аналізу недоліків схем 3/2 та 4/3 випливає:

- дуже важливо для зниження ймовірностей помилкового відключення приєднань тримати замкненими всі вимикачі в РУ, у тому числі і вимикачі непрацюючих елементів, якщо хоча б одне приєднання з цього ланцюжка залишається включеним;

- ймовірність аварійного відключення блоків та ліній, пошкоджень та відмов комутаційної апаратури в період ремонту вимикачів та пов'язаних з цим відключень неушкоджених приєднань залежить від тривалості ремонту, пошкодження ліній та блоків, а також від кількості ланцюгів. Усе це необхідно враховувати під час виборів схеми РУ.

Враховуючи вищевикладене, проводимо вибір та техніко-економічне обґрунтування ОРУ-750 та ОРУ-330. Схеми наведено на рисунках 2.4-2.7.

Струм генератора визначається за такою формулою, кА:

$$I_{бл} = \frac{S_{т.бл}}{\sqrt{3} \cdot U_{н} \cdot 0{,}95} = \frac{1021.54}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0{,}95} = 0{,}84. \quad (2.8)$$

Визначимо струми в ЛЕП, кА:

$$I_W = \frac{n \cdot S_{бл} + S_2}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot m \cdot U_{ВН}} = \frac{2 \cdot 1021{,}54 + 905}{\sqrt{3} \cdot 0.95 \cdot 3 \cdot 750} = 0{,}797 .$$

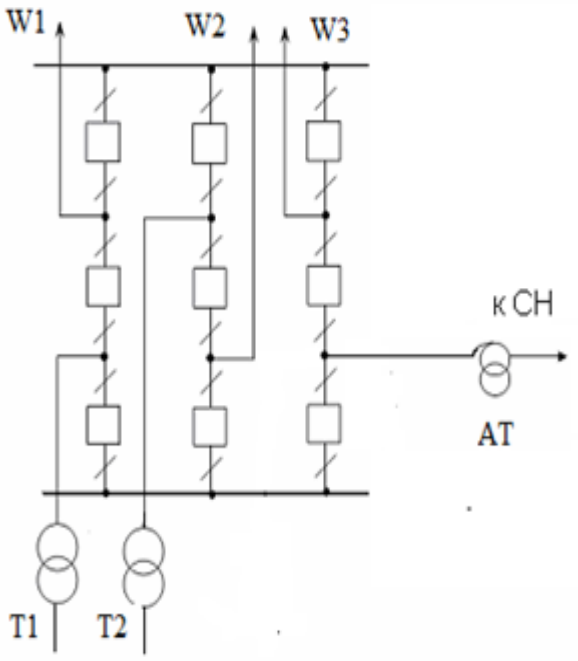


Рисунок 2.4 – ОРУ-750, підключений за схемою 3/2

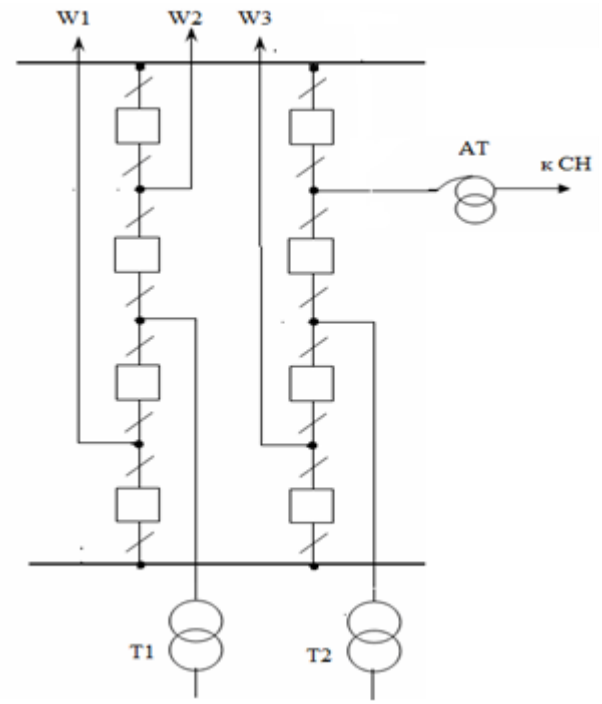


Рисунок 2.5 – ОРУ-750, підключений за схемою 4/3

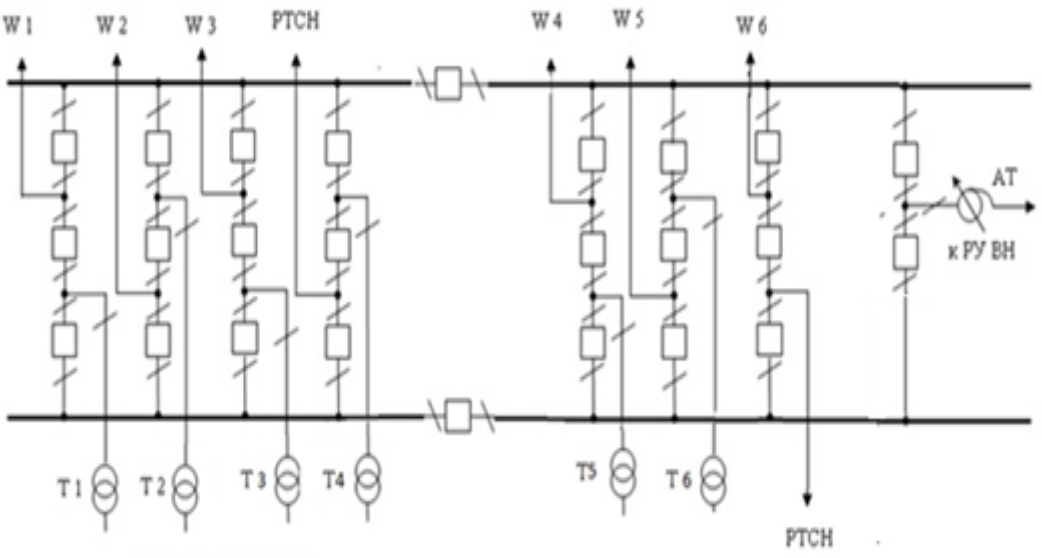


Рисунок 2.6 – ОРУ-330, підключений за схемою 3/2

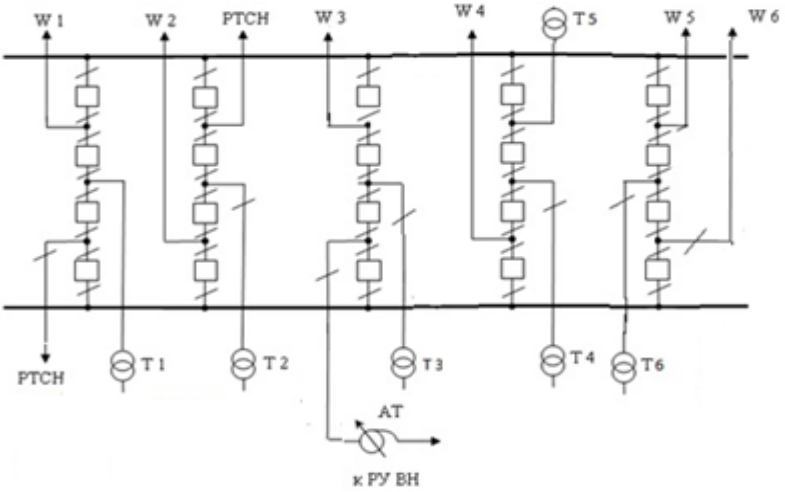


Рисунок 2.7 – ОРУ-330, підключений за схемою 4/3

Визначимо струм через автотрансформатор зв'язку в нормальному режимі, кА:

$$I_{AT} = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U \cdot 0.95} = \frac{905}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0.95} = 0,73 \text{ .}$$

Розрахуємо струми в різнойменних ланцюжках і виберемо найбільший з них, кА:

$$I_{\Sigma} = I_{бл} + I_w = 0,84 + 0,797 = 1,637;$$

$$I_{\Sigma} = I_{бл} + I_w = 0,84 + 0,797 = 1,637;$$

$$I_{\Sigma} = I_{AT} + I_w = 0,73 + 0,797 = 1,527;$$

$$I_{\max} = 1,637.$$

Вибираємо вимикач ВВБ 750-40/3150У1.

Аналогічно розраховуємо для інших варіантів (табл.2.3).

Таблиця 2.3 - Розрахунок струмів в різнойменних ланцюжках

Варіант	$I_{бл}$	I_W	I_{AT} кА	I_{max} кА
ОРУ-750 3/2	0,84	0,797	0,73	1,637
ОРУ-750 4/3	0,84	0,797	0,73	2,434
ОРУ-330 3/2	1,88	1,88	1,67	3,76
ОРУ-330 4/3	1,88	1,88	1,67	5,64

-* Промисловість не випускає вимикачі на номінальні струми понад 4 кА, отже, цей варіант схеми виключається з подальшого розгляду.

Висновки: найбільш раціональною схемою електричних з'єднань електростанції, що проектується, є система шин 4/3 для ОРУ-750 кВ, так як має найменші наведені витрати і система шин 3/2 для ОРУ-330 кВ (рис.2.8).

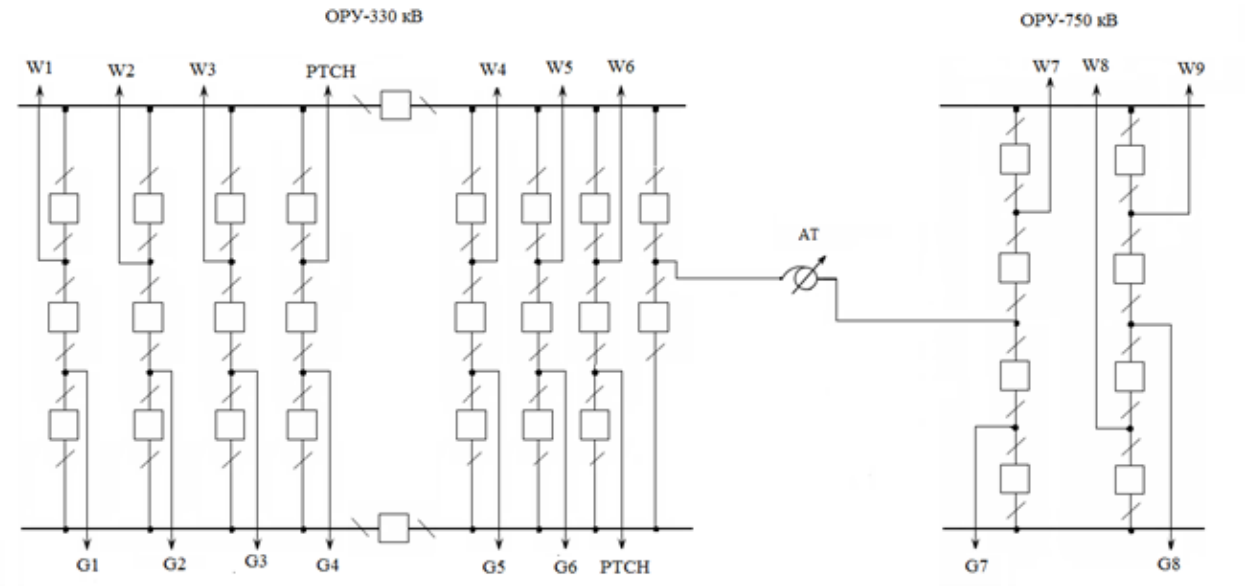


Рисунок 2.8 – Остаточний вид електричної схеми розподільних пристроїв підвищеної напруги

2.2 Вибір схеми електропостачання власних потреб енергоблоку

2.2.1 Характеристика споживачів потреб

Характерна риса схеми електропостачання власних потреб (в.п.) АЕС – підвищені вимоги до надійності живлення приводів механізмів, що забезпечують безпеку АЕС. Механізми власних потреб АЕС відносяться відповідно до ПУЕ до споживачів 1-ої категорії та поділяються на три групи:

Споживачі 1 групи – це споживачі, які не допускають перерви живлення більш ніж на частки секунди у всіх режимах та потребують обов'язкової наявності живлення після спрацювання аварійного захисту реактора; до них відносяться:

- споживачі, що допускають перерву живлення не більше ніж на частки секунди і потребують тривалого надійного живлення після спрацьовування АЗ реактора (системи КВП та А, прилади технологічного контролю, системи дозиметрії, споживачі постійного струму та постійно ввімкнена частина аварійного освітлення);

- споживачі, що допускають перерву живлення не більше ніж частки секунди, але не потребують тривалого часу живлення після спрацьовування АЗ реактора (електроприводи засувок та відсічної арматури, БРУ-К);

- споживачі, які вимагають при перехідних режимах в енергосистемі гарантованого живлення протягом 2-х секунд для запобігання спрацьовування АЗ реактора (електромагніти приводів СУЗ, що утримують стрижні управління в заданому положенні).

Споживачі 2 групи - допускають перерву живлення на час, що визначається умовами безпеки (від десятків секунд до декількох хвилин) і вимагають обов'язкової наявності живлення після спрацьовування АЗ реактора (насоси аварійного охолодження зони, насоси спринклерні,

маслонасоси турбіни і ущільнення валу генератора). Для живлення цих споживачів застосовують дизель-генератори.

Споживачі 3 групи – не пред'являють до надійності вищі вимоги, ніж живлення відповідних споживачів власних потреб АЕС (конденсаторні та циркуляційні насоси).

2.2.2 Мережі живлення споживачів власних потреб

На АЕС мають передбачатися такі мережі електропостачання споживачів власних потреб:

- мережі 6 кВ та 0,4 кВ, 50 Гц надійного живлення споживачів 2 групи;
- мережа 0,4 кВ, 50 Гц надійного живлення споживачів 1 групи;
- мережа 220 В, 110 В, 48 В, 24 В постійного струму для живлення споживачів, що не допускають перерву живлення;
- мережа 6 кВ та 0,4 кВ, 50 Гц для живленняспоживачів, які не висувають спеціальних вимог до живлення, тобто споживачів 3 групи.

2.2.3 Схеми електричних з'єднань

Для споживачів власних потреб АЕС має передбачатися нормальне робоче та резервне живлення від робочих та резервних трансформаторів власних потреб та аварійних джерел живлення. Як аварійні джерела живлення застосовуються:

- акумуляторні батареї (АБ) та АБ зі статичними перетворювачами;
- автоматизовані дизель – генератори (ДГ) та газо-турбінні установки.

2.2.4 Схема 6 кВ для споживачів 3 групи надійності

Збірні шини 6 кВ для споживачів 3 групи розділені на секції, кількість яких вибирається, залежно від кількості ГЦН першого контуру та кількості трансформаторів власних потреб (ТВП). Кожна секція приєднується до робочого джерела через вимикач.

Для реакторної установки ВВЕР – 1000 встановлюють 4 такі секції – ВА, ВВ, ПС, ВД. Робоче живлення цих секцій здійснюється від ТВП, доцільно використовувати трансформатори з розщепленими обмотками низької напруги. На кожну з цих секцій передбачається введення від магістралей резервного живлення BL, BM, BN, BP, що підключені до резервних ТВП.

2.2.5 Схема електричних з'єднань 0,4 кВ споживачам 3 групи надійності

Споживачі секції 0,4 кВ 3 групи надійності одержують живлення від шин 6 кВ 3 групи надійності через понижуючі трансформатори 6,3/0,4 кВ. Потужність цих трансформаторів має перевищувати 1000 кВ*А при Uк = 8%. Кожна з секцій 0,4 кВ повинна мати два джерела живлення: робоче та резервне. Як робоче джерело використовується окремий трансформатор або загальний для двох секцій. Як резервне джерело – або окремий резервний трансформатор, або взаємне резервування 2-х робочих трансформаторів. В останньому випадку між секціями має бути передбачений секційний автомат з АВР. Для живлення споживачів машинного залу передбачено окремі блокові секції: СА, СВ, СМ, СN.

2.2.6 Схеми електричних з'єднань 6 кВ та 0,4 кВ для споживачів 2 групи надійності

На АЕС мають бути передбачені автономні системи безпеки в технологічній частині та автономні системи надійного живлення на напругах 6 кВ та 0,4 кВ, що включають розподільні пристрої та автономні джерела живлення (ДГ).

Живлення споживачів 6 кВ другої групи надійності (система безпеки). Для живлення споживачів 6 кВ та трансформаторів 6/0,4 кВ, 6/0,23 кВ 2 групи надійності передбачені секції 6 кВ, кількість яких має відповідати числу каналів системи безпеки: для ВВЕР – 1000 – 3 секції (BV, BW, BX). Кожна з цих секцій підключається до робочого джерела живлення (блокової секції 6 кВ 3 групи надійності) через два вимикачі. Основні споживачі секцій BV, BW, BX: насоси аварійного охолодження зони, аварійні живильні насоси, спринклерні насоси тощо. У разі зникнення напруги на цих секціях, живлення на них подається від ДГ потужністю 5600 кВт кожен. Між трьома секціями 6 кВ надійного живлення та ДГ не передбачається взаємне резервування. Кожна з секцій здатна за потужністю забезпечити аварійне розхолодження за будь-якої аварії. У разі виникнення аварійної ситуації сигнал на запуск ДГ повинен подаватися незалежно на кожен з них; набір навантаження здійснюється автоматично, сходами. ДГ постійно перебувають у режимі «гарячого резерву».

Живлення загальноблочних споживачів 6 кВ 2 групи надійності. Для забезпечення надійним живленням механізмів, що відповідають за збереження основного обладнання машинного залу та реакторного відділення, енергоблоки оснащуються системою надійного живлення загальноблочних споживачів 2 групи у режимі знеструмлення. У складі системи надійного живлення загальноблочних споживачів 6 кВ: дві

загальноблочні секції 6кВ BJi BK, пов'язані перемичкою з 2 вимикачами та автономний ДГ із системами живлення його власних потреб.

За порушення електропостачання шин надійного живлення 6кВ загальноблочних споживачів передбачені такі режими: при знеструмленні 1-ої секції - включаються секційні вимикачі; при знеструмленні 2-х секцій – запускаються два ДГ (свого та сусіднього блоків).

Живлення споживачів 0,4 кВ другої групи надійності (система безпеки). Від кожної секції надійного живлення 6 кВ живляться дві секції 0,4 кВ через понижуючі трансформатори. Склад механізмів, підключених до секцій 0,4 кВ та потужність трансформаторів, мають бути розраховані на 100 % навантаження споживачів 0,4 кВ в одній системі безпеки.

Живлення загальноблочних споживачів 0,4 кВ 2 групи надійності. Споживачі цієї групи одержують живлення від секцій CJ, CK, кожна з яких живиться через понижувальний трансформатор 6,3/0,4 кВ від секцій BJ та BK. Секції CJ, CK пов'язані перемичкою з двома вимикачами вводів резервного живлення, на які має бути передбачена подача напруги від резервного трансформатора 6,3/0,4 кВ від секції CR. Секції CJ, CK секціоновані. При порушенні електропостачання секцій має бути передбачена можливість подачі живлення від резервного трансформатора 6,3/0,4 кВ сусіднього блоку.

2.2.7 Схеми для споживачів 1 групи надійності

Для живлення споживачів цієї групи використовуються мережі постійного струму та мережі змінного струму 0,4 кВ.

Схеми для споживачів 1 групи системи безпеки.

Система постійного струму повинна бути розділена на окремі установки, число яких дорівнює кількості каналів системи безпеки. Кожна

установка постійного струму складається з акумуляторної батареї (АБ), зарядного та підзарядного пристроїв та розподільного щита. АБ повинна працювати в режимі постійного підзаряду через випрямні пристрої, підключені через понижуючі трансформатори до секцій споживачів 2 групи надійності. АБ каналів системи безпеки вибираються з умови їхньої автономної роботи в режимі знеструмлення за допустимим рівнем напруги при максимальному навантаженні, включаючи сумарне навантаження мережі споживачів змінного струму 1 групи надійності, з урахуванням пускового струму двигунів.

Зарядний та підзарядний пристрої можуть бути поєднані в одному пристрої (ТППС - 800). Для живлення споживачів змінним струмом заряду та підзаряду використовуються агрегати безперебійного живлення (АБП), що складаються з випрямляча та інвертора. Число АБП має бути не менше кількості каналів системи безпеки.

Схеми для загальноблочних споживачів 1 групи.

Система постійного струму живлення загальноблочних споживачів 1 групи розділена на 3 установки (2 загальноблочні та 1 – для живлення інформаційно – обчислювального комплексу). Кожна установка постійного струму складається з АБ, зарядного та підзарядного пристрою та розподільного щита.

Постійний підзаряд АБ здійснюється через випрямні пристрої та понижуючі трансформатори від блокових секцій 6 кВ споживачів 2 групи, та від секцій 0,4 кВ 3 групи. АБ вибираються за 2-ма показниками:

- допустимого рівня напруги при максимальному поштовховому навантаженні на початку аварії;
- величини розрядної ємності в 30-хвилинному режимі розряду.

АБ обладнується елементним комутатором. Для живлення споживачів 1 групи змінним струмом, а також заряду та підзаряду, використовуються АБП, які повинні забезпечити живлення КВП та А машинного залу,

автоматики системи управління турбіною (АСУТ), що управляє обчислювальною системою.

Схеми для приводів системи управління та захисту (СУЗ).

Серед споживачів 1 групи існують споживачі, які вимагають при перехідних режимах в енергосистемі гарантованого живлення протягом 2-х секунд (для запобігання спрацьовування АЗ реактора), але не вимагають живлення в режимі знеструмлення та після спрацьовування АЗ реактора. Це електромагніти приводів СУЗ, що утримують стрижні управління у заданому положенні.

У нормальному режимі електромагніти приводу СУЗ повинні отримувати живлення від секції 0,4 кВ через трансформатори 6,3/0,4 кВ. У схемі електропостачання власних потреб встановлюється не менше 2-х таких секцій та трансформаторів для взаєморезервування живлення навантаження СУЗ – це секції CE та CF.

Щоб уникнути погашення реактора при посадках напруги до 2-х секунд на шинах 6 кВ 3 групи надійності, має передбачатися перемикання приводів СУЗ на спеціально встановлену АБ напругою 110 В.

Підзарядний агрегат АБ отримує живлення від шин 0,4 кВ нормальної експлуатації (3 групи надійності).

Спрощена схема живлення споживачів потреб АЕС наведена на рисунку 2.9.

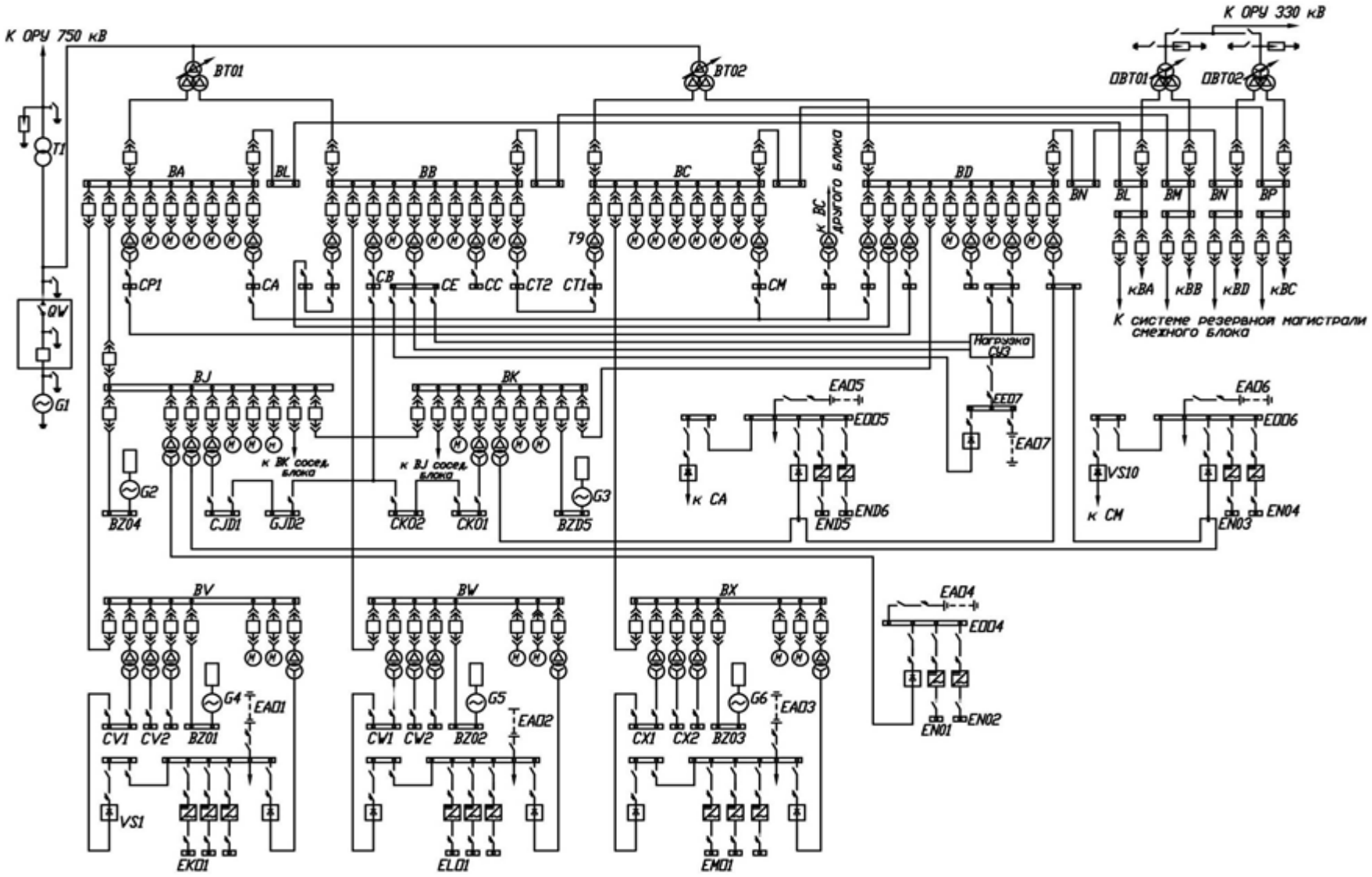


Рисунок 2.9 - Спрощена схема живлення споживачів потреб АЕС

2.3 Вибір основних та резервних трансформаторів власних потреб

У таблиці 2.4 наведено розподіл за секціями споживачів власних потреб блоку АЕС

Таблиця 2.4 - Розподіл за секціями споживачів власних потреб блоку АЕС

Споживач	$P_{кВт}$ /$S_{кВА}$	$S_{р.т}$	Розподіл за секціями							
			BA+BV+ BJ		BB+BW		BC+BX		BD+BK	
			$n_{уст}$	$S_{р.т}$	$n_{уст}$	$S_{р.т}$	$n_{уст}$	$S_{р.т}$	$n_{уст}$	$S_{р.т}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
тр-р АБП	400	400	2	800	1	400	2	800	1	400
тр-р НП	1000	1000	2	2000	2	2000	2	2000	2	2000
ТВП РО	1000	1000	1	1000	2	2000	2	2000	1	1000
ТВП КО	1000	1000	1	1000						
ТВП №1	400	400	1	400	1	400			1	400
ТВП №2	250	250							1	250
ТВП №3	1000	1000	2	2000	1	1000	1	1000	2	2000
тр-р ДЕС	400	400	1	400	1	400	1	400		
ГЦН	8000	6108	1	6108	1	6108	1	6108	1	6108
ЦН 1 швидк.	2500	2468			1		1			
ЦН 2 швидк.	4000	3948	1	3948	1	3948	1	3948	1	3948
КН 1 ступ.	1000	764	1	764	1	764			1	764
КН 2 ступ.	1000	764	1	764	1	764	1	764	2	1528
насос сепарата №1	1000	985	1	985						

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
насос сепарата №2	1000	985					1	985		
насос підіймальн.	400	295			2	590	2	590		
насос ОГЦ	630	492					1	492		
насос ПСВ	250	231			1	231			1	231
насос т. в. невідп. споживачів	1000	862					1	862	1	862
насос підійм.ежект.	400	346							1	346
насос мережевий	630	769	1	769					1	769
насос підживлюоч.	800	863	1	863	1	863			1	863
насос техн. води	800	594	1	594	2	1188	2	1188	1	594
насос допоміжний	800	714	1						1	
насос пожежний	250	288	1						1	
насос ав. впр.бора	800	63	1		1		1			
ПН аварійний	800	696	1		1		1			

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
насос аварійного розхолодж.	800	928	1		1		1			
насос спринклерний	500	530	1		1		1			
Розрахункове навантаження на розщеплену обмотку			2395		20656		21137		22063	
Розрахункове навантаження на ТВП			43051				43200			

2.3.1 Вибір потужності робочих трансформаторів власних потреб блоку ВВЕР-1000

Потужність робочих трансформаторів електростанцій вибирається за розрахунковим навантаженням секцій. При виборі потужності трансформатора власних потреб (ТВП) необхідно мати на увазі, що багато механізмів власних потреб є резервними, частина механізмів та електроприймачів працюють періодично, а також те, що потужність електродвигунів механізмів вибирається з урахуванням погіршення умов роботи в процесі експлуатації, завищується через важкі умови пуску, а вибір потужності з каталогу також призводить до збільшення потужності електродвигунів проти розрахункової.

При проєктуванні електричної частини АЕС визначення розрахункового навантаження основного ТВП на напрузі 6 кВ доцільно проводити в табличній формі (таблиця 2.2). Розподіл споживачів по секціях

необхідно проводити рівномірно, щоб розщеплені обмотки і самі ТВП були навантажені приблизно однаково.

Визначаємо розрахункову потужність робочого ТВп кВА:

$$S_{расч.т} = К_{расч} \cdot S_{max} = 0,9 \cdot 43200 = 38880, \quad (2.9)$$

де $К_{расч}$ – розрахунковий коефіцієнт,

S_{max} – максимальне навантаження однією з ТВП (з таблиці 2.2).

$S_{ном}$ = 63 МВА, Uв / Uн = 27 / 6,3 – 6,3 кВ.

За каталогом вибираємо трансформатор типу ТРДНС – 63000/35:

Потужність вибраного трансформатора дещо завищена з метою забезпечення успішності самозапуску.

2.3.2 Вибір потужності резервних ТВП блоку ВВЕР – 1000

Визначення розрахункового навантаження на резервний ТВП проводиться аналогічно до робочого ТВП. За відсутності генераторних вимикачів резервний ТВП повинен забезпечити тривалу заміну робочого та одночасно пуск або зупинку іншого реакторного блоку. За наявності генераторних вимикачів потужність резервного ТВП повинна забезпечити зупинку реакторного блоку, у тому числі і при об'єднаних або укрупнених блоках генератор – трансформатор.

Для реакторів з одним блоком генератор – трансформатор потужність резервного ТВП зазвичай приймаються рівною потужності робочого ТВП блоку. Тому як резервний ТВП вибираю трансформатор типу:

ТРДЦН – 63000/330.

Sном = 63 МВА, Uв / Uн = 330/6,3 - 6,3 кВ.

Резервний ТВП живиться від ОРУ 330 кВ.

3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИБІР КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ

Розрахунки струмів коротких замикань виконуються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірок уставок релейного захисту та автоматики.

Основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму короткого замикання для найважчого режиму роботи мережі. Облік аперіодичної складової виконують приблизно, допускаючи , що вона має максимальне значення у аналізованій фазі.

Розрахунок струму короткого замикання з урахуванням дійсних характеристик та дійсного режиму роботи всіх елементів енергосистеми, що складається з багатьох електричних станцій та підстанцій, дуже складний. Тому вводять низку припущень, що спрощують розрахунки та не вносять суттєвих похибок:

- фази ЕРС всіх генераторів не змінюються протягом усього часу короткого замикання (відсутнє хитання генераторів);

- не враховується насичення магнітних систем, що дозволяє вважати постійними і залежними від струму індуктивні опори всіх елементів ланцюга короткого замикання;

- нехтують намагнічуючими струмами трансформаторів;

- не враховують ємнісні провідності елементів ланцюга короткого замикання на землю;

- вважають, що трифазна система напруг симетрична;

- вплив навантаження на струм короткого замикання враховується приблизно;

- при обчисленні струмів короткого замикання нехтують активним опором, якщо $x/r > 3$, але обов'язково враховують r щодо постійного часу згасання аперіодичної складової струму короткого замикання Та.

Розрахунок струмів при 3-х фазному короткому замиканні виконується в наступному порядку:

- для аналізованої частини енергосистеми складається розрахункова схема;

- за розрахунковою схемою складається електрична схема заміщення;

- шляхом поступового перетворення наводять схему заміщення до найбільш простого виду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел, що характеризуються певним значенням результуючої ЕРС $E_{рез.}$, були пов'язані з точкою короткого замикання одним результуючим опором $X_{рез}$;

- використовуючи методи розрахунку електричних схем визначають:

а) початкове значення періодичної складової струму короткого замикання i_p;

б) величину ударного струму i_y;

в) періодичну і $_{п.t.}$ та аперіодичну $i_{a.t.}$ складові струму короткого замикання для заданого моменту часу $t_{відкл.}$;

г) імпульс квадратичного струму.

Для скорочення обсягу обчислювальної роботи зазвичай використовують той факт, що в електроустановках існують групи ланцюгів, які щодо режиму коротких замикань знаходяться приблизно в однакових умовах. Відповідно всю схему електроустановки розбивають на зони, в яких встановлюються загальні розрахункові умови.

3.1 Розрахункова схема установки

Розрахункова схема установки (рисунок 3.1) – це спрощена однолінійна схема електроустановки або її частини (за умови, що процеси у виділеній частині практично не залежать від процесів у решті ел. системи) з вказівкою всіх елементів та їх параметрів, що впливають на струм короткого замикання.

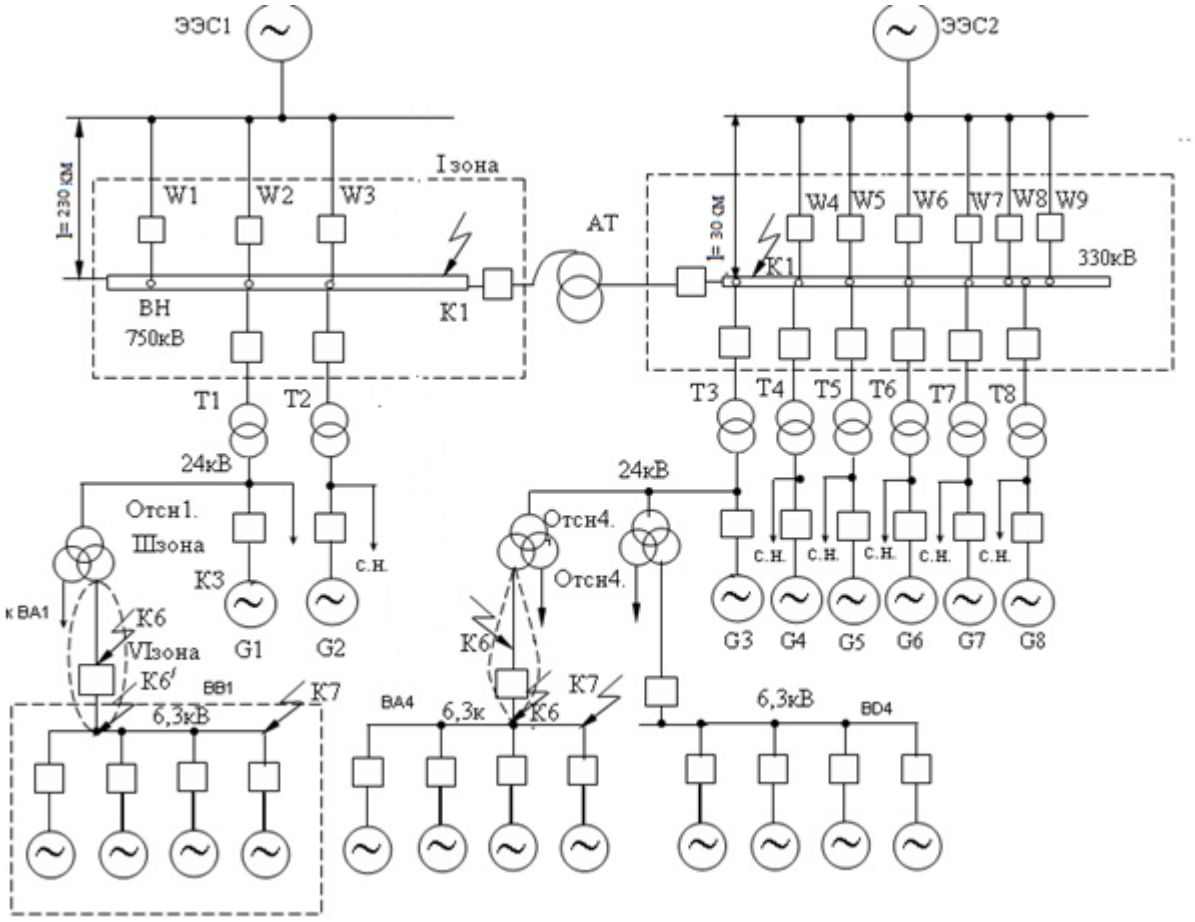


Рисунок 3.1 - Розрахункова схема головної електричної схеми АЕС з двома ВРП підвищеної напруги

3.2 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання

Численні розрахунки показують, що підживлення точок короткого замикання (КЗ) струмами від асинхронних електродвигунів власних потреб слід враховувати лише за розрахунках КЗ для VI розрахункової зони. При розрахунках струмів КЗ в інших зонах цими струмами доцільно знехтувати через їх малості в порівнянні з струмами підживлення точок КЗ від генераторів та ЕЕС, через велику відстань від точки КЗ до джерел.

Користуючись законами електротехніки, що вивчаються в курсі «Теоретичні основи електротехніки» повну схему заміщення легко спростити.

Подальші розрахунки ведуться одним із методів, що вивчаються в курсах «Теоретичні основи електротехніки», «Електромагнітні перехідні процеси» та ін. Для розрахунків струмів КЗ у основних схемах АЕС доцільно використати метод вузлових потенціалів. Правило за яким складаються рівняння для кожного вузла в цьому методі, можна сформулювати наступним чином: потенціал вузла, помножений на суму провідностей гілок, що сходяться в цьому вузлі, мінус потенціал сусіднього вузла, помножений на провідність гілки, що з'єднує ці вузли, дорівнює сумі струмів короткого замикання від джерел до цього вузла.

3.3 Схема заміщення у відносних одиницях

Схемою заміщення називають електричну схему, що відповідає за вихідними даними розрахунковій схемі, в якій усі магнітні трансформаторні зв'язки замінені електричними. Схема заміщення є електронною моделлю розрахункової схеми (рисунок 3.2).

Заміна трансформаторних зв'язків здійснюється приведенням всіх опорів, виражених у іменованих одиницях до базової напруги.

Параметри елементів

1 Енергосистема:

ВН: $S_{К1}$=16000МВА $U_{ВН}$=750кВ;

СН: $S_{К2}$=13000МВА $U_{СН}$=330кВ;

2 ЛЕП:

ВН: W1…W3, l = 230км, $X_{уд}$=0,286 Ом/км

СН**:** W4…W9, l = 30км, $X_{уд}$=0,32 Ом/км.

3 Блокові трансформатори

ВН: Т1,Т2 ОРЦ-417000/750, $u_{К1}$=14%;

СН :Т1,Т2,Т3,Т4,Т5,Т6 ТЦН-1250000/330, $u_{К2}$=14,5%;

4 Автотрансформатор зв'язку

3*АОДЦТН 417000/750/330, $u_{К(В-С)}$ = 10%; $u_{К(В-Н)}$ = 28%; $u_{К(С-Н)}$ = 17%;

5 Генератори

G1…G8→ ТВВ-1000-4У3; $S_{Н1}$=1111МВА; cosφ=0,9;

$P_{Н1}$=1000МВт, $U_н$=24кВ, $X`_{d1}$=0,382, $X``_{d1}$=0,324.

6 Трансформатори власних потреб:

Для блоків ВВЕР-1000 типу ТРДНС-63000/35; $u_{КЗ}$=12,7%.

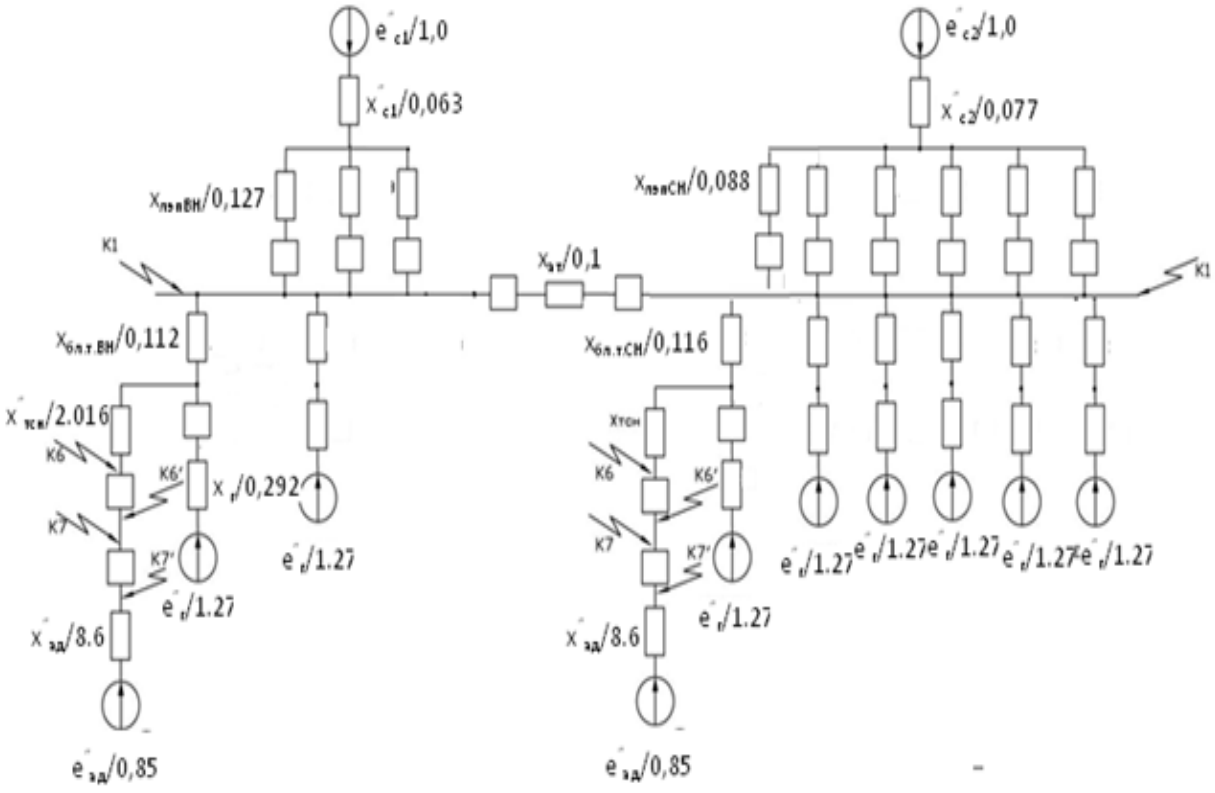


Рисунок 3.2 - Схема заміщення у відносних одиницях

3.4 Розрахунок параметрів схеми заміщення

Параметри схеми заміщення**:**

- базисна потужність: $S_Б$ = 1000 МВА;
- базисна напруга: $U_{БІ}$ = 750 кВ (напруга першого ступеня);
- базисні напруги ступенів:

$$U_{бII} = U_{бI} \cdot \frac{U_{бл.НН(н)}}{U_{бл.ВН(в)}} = 750 \cdot \frac{24}{750} = 24 \ \ кВ,$$

$$U_{бIII} = U_{бI} \cdot \frac{U_{АТ(н)}}{U_{АТ(в)}} = 750 \cdot \frac{330}{750} = 330 \ \ кВ,$$

$$U_{бIV} = U_{бII} \cdot \frac{U_{ТСН(н)}}{U_{ТСН(в)}} = 24 \cdot \frac{6{,}3}{24} = 6{,}3 кВ,$$

- базисні струми за ступенями:

$$I_{бI} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бI}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 750} = 0{,}769 кА$$

$$I_{бII} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бII}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24{,}1 кА$$

$$I_{бIII} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бIII}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1{,}75 кА$$

$$I_{бIV} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{бIV}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 91{,}6 кА$$

,

- опір енергосистеми:

$$x''_{c1} = \frac{S_б}{S_{k1}} = \frac{1000}{16000} = 0{,}063 \quad (3.1)$$

,

$$x''_{c2} = \frac{S_б}{S_{k2}} = \frac{1000}{13000} = 0{,}077$$

,

- опір ЛЕП:
- на стороні ВН
-

$$x_{л.вн.} = x_{уд} \cdot l_{вн} \cdot \frac{S_б}{U^2_{бI}} = 0{,}286 \cdot 230 \cdot \frac{1000}{750^2} = 0{,}127 \text{ о.е.} \quad (3.2)$$

- на стороні ВП:

$$x_{л.сн.} = x_{уд} \cdot l_{сн} \cdot \frac{S_б}{U^2_{бIII}} = 0{,}32 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{330^2} = 0{,}088 \text{ о.е.}$$

,

- опір трансформаторів власних потреб и автотрансформаторів зв'язку:
-

$$X_В = \frac{0{,}5}{100} \cdot (U_{К(В\text{-}С)} + U_{К(В\text{-}Н)} - U_{К(С\text{-}Н)}) \cdot \frac{S_б}{S_{АТ}} = \frac{0{,}5}{100} \cdot (10+28-17) \cdot \frac{1000}{3 \cdot 330} = 0{,}105 \quad о.е. \quad (3.3)$$

$$X_С = \frac{0{,}5}{100} \cdot (U_{К(В\text{-}С)} + U_{К(С\text{-}Н)} - U_{К(В\text{-}Н)}) \cdot \frac{S_б}{S_{АТ}} = \frac{0{,}5}{100} \cdot (10+17-28) \cdot \frac{1000}{3 \cdot 330} = 0{,}005 \quad о.е.$$

$$X_{AT} = X_B + X_C, \tag{3.4}$$

$$X_{AT} = 0.105 - 0.005 = 0,1;$$

- опір блокових трансформаторів:
-

$$X_{т.бл.ВН} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{т.бл.ВН}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{1251} = 0,112\, о.е. \tag{3.5}$$

$$X_{т.бл.СН} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{т.бл.СН}} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{1000}{1250} = 0,116\, о.е.;$$

- опір генератора:

$$X''_Г = X''_{d(H)} \cdot \frac{S_б}{S_{Г.СН}} = 0,324 \cdot \frac{1000}{1111} = 0,292\, о.е. \quad ; \tag{3.6}$$

- опір асинхронного навантаження:

$$X_{АД}'' = \frac{1}{К_{п.\,АД}} \cdot \frac{S_б}{S_{АД}} = \frac{1}{6,3} \cdot \frac{1000}{18,4} = 8,6 \text{ о.е.} \quad ; \tag{3.7}$$

надперехідна ЕРС системи наближено дорівнює $e''_{c1} = e''_{c2} = 1$;

надперехідна ЕРС генераторів:

$$e''_г = \sqrt{(U_0 + I_0 \cdot X''_d \cdot \sin\varphi)^2 + (I_0 \cdot X''_d \cdot \cos\varphi)^2} = \sqrt{(1 + 1 \cdot 0,242 \cdot 0,43)^2 + 1 \cdot 0,242 \cdot 0,9)^2} = 1,125\, о.е.', \tag{3.8}$$

де $i_0 = 1,\ u_0 = 1,$ оскільки вважаємо, що до короткого замикання генератори працювали в номінальному режимі.

Надперехідна ЕРС еквівалентного асинхронного навантаження наближено дорівнює $e''_{ЭД} = 0,85$

Побудуємо повну схему заміщення (рис.3.3) виходячи з отриманих значень опорів та ЕРС елементів розрахункової схеми.

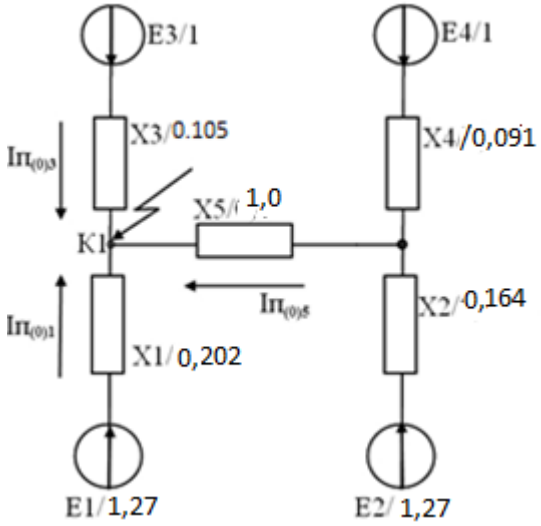


Рисунок 3.3 - Спрощена схема заміщення головної схеми АЕС із двома ВРП підвищеної напруги

3.5 Розрахунок струмів КЗ для І зони

Параметри схеми заміщення:

$$E_1 = E_2 = E``_G = 1,27\, o.e.;$$

$$E_3 = E_4 = E_{C1}'' = E_{C2}'' = 1\, o.e.;$$

$$X_1 = \frac{X_{Т.БЛ.ВН} + X_Г}{2} = \frac{0,112 + 0,292}{2} = 0,202 о.е.$$

$$X_2 = \frac{X_{Т.БЛ.СН} + X_Г}{6} = \frac{0,116 + 0,292}{6} = 0,164 о.е.$$

$$X_3 = X_{С1} + \frac{X_{Л.ВН}}{3} = 0,063 + \frac{0,127}{3} = 0,105 о.е.$$

$$X_4 = X_{С2} + \frac{X_{Л.СН}}{6} = 0,077 + 6 = 0,091 о.е.$$

$$X_5 = X_{АТ} = 0,1 о.е.$$

Розрахунок струмів КЗ в точці К1 на стороні ВН.

Вважаємо, що потенціал в точці КЗ дорівнює нулю, тобто $\varphi_1 = 0$. Тоді за викладеними вище правилами складемо рівняння для φ_2

$$\varphi_1\left(\frac{1}{x_2}+\frac{1}{x_4}+\frac{1}{x_5}\right)=\frac{E_2}{x_2}+\frac{E_4}{x_4}., \qquad (3.9)$$

$$\varphi 1\left(\frac{1}{0,164}+\frac{1}{0,091}+\frac{1}{0,1}\right)=\frac{1,27}{0,164}+\frac{1}{0,091},$$

звідки $\varphi_1 = 0,69$.

Визначаємо постійні часу загасання від гілок, що підживлюють точку КЗ та ударні коефіцієнти

$$I_{п(0)1}=\frac{E_1}{x_1}=\frac{1,27}{0,202}=6,3, \qquad (3.10)$$

$$I_{п(0)3}=\frac{E_3}{x_3}=\frac{1}{0,105}=9,524,$$

$$I_{п(0)5}=\frac{\varphi_1-\varphi_0}{x_5}=\frac{0,69}{0,1}=6,9,$$

в іменованих одиницях при

$$I_{бI}=\frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_{бI}}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 750}=0,769кА,$$

$$I_{п(0)1}=6,3\cdot I_{бI}=6,3\cdot 0,769=4,85кА,$$

$$,I_{п(0)3}=9,524\cdot I_{бI}=9,524\cdot 0,769=7,32кА,$$

$$I_{п(0)5}=6,9\cdot I_{бI}=6,9\cdot 0,769=3,8кА.$$

Визначимо значення аперіодичної складової струму КЗ:

$$I_{A\tau}=\sqrt{2}\cdot I_{п0(к1сн)}\cdot e^{-\tau/Ta}, \qquad (3.11)$$

де τ – час спрацювання вимикача;

Та – стала затухання аперіодичної складової струму;

τ=0,1-0,2 с; приймаємо τ=0,16;

Та – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$$I_{1\Sigma}-Ta1=0,16;\ для\ I_{3\Sigma}-Ta4=0,08;\ для\ I_{5\Sigma}-Ta5=0,09.$$

$$I_{a\tau(K1)}=\sqrt{2}\left(I_{1\Sigma}\cdot e^{-0.16/0.16}+I_{3\Sigma}\cdot e^{-0,16/0,08}+I_{5\Sigma}\cdot e^{-0,16/0,09}\right)$$

$$I_{a\tau(K1)} = \sqrt{2}\left(4.85 \cdot e^{-0.16/0.16} + 7.32 \cdot e^{-0.16/0.08} + 3.8 \cdot e^{-0.16/0.09}\right) = 4.77\text{кА}$$

Визначення ударних струмів КЗ для зони І:

$$i_{уд(КЗ)} = \sqrt{2} \cdot (I_{по1} \cdot K_{уд1} + I_{по3} \cdot K_{уд3} + I_{по5} \cdot K_{уд5}) =$$
$$= \sqrt{2} \cdot (4.85 \cdot 1.967 + 7.32 \cdot 1.895 + 3.8 \cdot 1.78) = 42.24кА. \quad (3.12)$$

Визначимо імпульс квадратичного струму:

$$B_{кр} = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (3.13)$$

$$B_{кр} = 4.85^2 \cdot (0.16 + 0.16) + 7.32^2 \cdot (0.16 + 0.08) + 3.8^2 \cdot (0.16 + 0.09) = 23.91 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}.$$

Розрахунок струмів при трифазному КЗ в інших розрахункових зонах виконується в такому порядку:

1. Для аналізованої частини енергосистеми складається розрахункова схема.

2. За розрахунковою схемою складається електрична схема заміщення.

3. Шляхом поступового перетворення наводять схему заміщення до найпростішого виду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел, що характеризуються певним значенням результуючої.

4. ЕРС були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором $x_{рез}$.

5. Використовуючи методи розрахунку електричних схем (вузлових потенціалів, контурних струмів, типових кривих) визначають струм короткого замикання в заданому місці схеми.

Результати обчислень представлені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Результати розрахунку			
	Сумарне початкове значення періодичн. складової струму КЗ, кА	Сумарне значення аперіодичної складової струму КЗ, кА	Значення ударного струму КЗ, кА	Імпульс квадратичного струму КЗ, $А^2 \cdot с$
1	2	3	4	5
К1’	19,36	5,8	68,32	$3454 \cdot 10^6$
К6 ВН	Оскільки струм КЗ для випадку К6/ більше, ніж випадку короткого замикання у точці К6, всі подальші розрахунки доцільно вести саме цього випадку			
К6′ ВН	42,36	0,147	107,93	$7,08 \cdot 10^8$
К6 СН	Оскільки струм КЗ для випадку К6/ більше, ніж випадку короткого замикання у точці К6, всі подальші розрахунки доцільно вести саме цього випадку			
К6′ СН	47,82	0,166	121,84	$8,28 \cdot 10^8$
К7 ВН	42,36	0,178	98,57	$1117 \cdot 10^6$
К7 СН	47,82	0,197	109,03	$1982,35 \cdot 10^6$

3.6 Вибір комутаційних апаратів головної схеми видачі потужності та схеми власних потреб

Для надійного електропостачання споживачів струмоведучі частини, ізолятори розподільних пристроїв та високовольтні комутаційні апарати повинні відповідати вимогам:

-електрична міцність – здатність довго витримувати максимальну робочу напругу та протистояти короткочасним перенапругам, при цьому має виконуватись умова: $U_{ном} \geq U_{раб.}$;

-відповідна здатність навантаження, завдяки якій протікання тривалих (номінальних, ремонтного або післяаварійного режимів) струмів навантаження не викликає їх пошкодження, прискореного зносу ізоляції, зниження механічної міцності і недопустимого нагріву. Повинна виконуватись така умова : $I_{раб.max} \leq I_{ном}$, де $I_{раб.max}$ – найбільший струм післяаварійного чи ремонтного режимів, що визначається за умови роботи елемента системи за зниження напруги на 5 %,

$$I_{раб.max} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}95 \cdot U_{ном}}, \qquad (3.14)$$

де $S_{ном}$ – потужність найпотужнішого приєднання (для ОРУ ВН та ОРУ ВП) або потужність, що передається по лінії, де встановлено вимикач (для інших ділянок);

- термічна стійкість – здатність короткочасно протистояти термічній дії струмів к.з., не перегріваючись понад допустимі межі. Термічна стійкість характеризується допустимим тепловим імпульсом струму к.з., для перевірки електричних апаратів на термічну стійкість слід порівняти повний імпульс квадратичного струму к.з. $B_{к. расч}$ із заводськими даними $B_{к.расч} \leq B_{к.зав.}$;

- динамічна стійкість – наявність запасу механічної міцності, при якій динамічні зусилля, що виникають між струмовідними частотами, не

призведуть до їх пошкодження при протіканні по них ударних струмів к.з.: $i_{дин} \geq i_{уд.расч}$, де: $i_{дин}$ – миттєве значення струму електродинамічної стійкості задається заводом – виробником;

- вимикальна здатність (для вимикачів високої напруги): перевірка на симетричний періодичний струм відключення : $I_{по} \leq I_{откл.ном}$;

-перевірка відключення аперіодичної складової: $i_{at} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл.ном}/100$, де β – вміст аперіодичної складової в струмі к.з., %.

Таким чином, усі вибрані вимикачі (за попередніми даними) задовольняють вимоги ПУЕ до комутаційних апаратів. Вмикаюча здатність, яка характеризується здатністю вимикача включитися повторно на короткозамкнутий ланцюг без руйнування та деформації струмовідних його частин. Перевіряється за умовою: $I_{по} \leq I_{вкл}$.

Вибір вимикачів для РУ ВН.

Для РУ ВН було обрано вимикачі типу ВНВ-750-40/3150У1.

Перевіряємо на електричну міцність:

$$U_{раб} = U_{н} = 750 \text{ кВ};$$

- перевіряємо навантажувальну здатність:

$$I_{ном.выкл} \geq I_{max.расч};$$

$$3150\text{А} \geq 2434\text{А};$$

- перевіряємо вимикаючу здатність:

$$I_{откл.ном.выкл.} \geq I_{по}$$

$$40\text{кА} \geq 15{,}97\text{кА}$$

- перевірка симетричного струму вимкнення:

$$i_{ан} = \sqrt{2} \cdot \beta_н \cdot \frac{I_{откл.н}}{100} = \sqrt{2} \cdot 32 \cdot \frac{40}{100} = 18{,}1 \text{ кА};$$

$$i_{а.ном.} \geq i_{атрасч.},$$

$$18{,}1 \geq 5{,}23 кА;$$

- перевірка вимкнення аперіодичної складової струму КЗ, перевірка вмикаючої здатності:

$$I_{вкл} \geq I_{по},$$

$$128 \geq 15{,}97 кА;$$

-перевірка електродинамічної стійкості:

$$i_{дин.ном.выкл.} \geq i_{уд.расч.};$$

$$102 \geq 42{,}24 кА;$$

-перевірка термічної стійкості:

$$B_{к.ном.выкл.} \geq B_{к.расч.};$$

$$5000 МА^2с \geq 32{,}93 МА^2с.$$

Для наочності зведемо усі дані у таблицю 3.2

Таблиця 3.2 – Зведена таблиця результату вибору вимикача

Тип обладнання	Умови вибору	Дані пристрою	Дані мережі
ВНВ-750-40/3150У1	$U_{ном} \geq U_{раб}$	750	750
	$I_{ном} \geq I_{max}$	3150	2434
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$	40	15,97
	$i_{ур.} \leq i_{вкл}$	102	42,24
	$B_{кр\ расч} \geq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$,	$5000 \cdot 10^6$	$32{,}93 \cdot 10^6$
	$I_{вкл} \geq I_{по}$	128	15,97
	$i_{а.ном.} \geq i_{атрасч.}$	18,1	5,23

Всі умови виконуються, отже даний вимикач підходить для установки на ОРУ-750 кВ. Дані розрахунків заносимо до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3. – Зведена таблиця результатів вибору вимикачів

Тип обладнання	Умови вибору	Дані пристрою	Данные мережі
Для РУСН обрано вимикач типу ВНВ-330А-63/4000У1	$U_{ном} \geq U_{раб}$	330	330
	$I_{ном} \geq I_{max}$	4000	3512
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$	63	19,36
	$i_{ур.} \leq i_{вкл}$	162	68,32
	$B_{кр\ расч} \geq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$,	$11907 \cdot 10^6$	$48 \cdot 10^6$
	$I_{вкл} \geq I_{по}$	63	19,36
	$i_{а.ном.} \geq i_{атрасч.}$	18,1	5,23
Вимикачі для ланцюга ТСН – шини СН 6 кВ ВРС-6	$U_{ном} \geq U_{раб}$	$6 \cdot 10^3$	$6 \cdot 10^3$
	$I_{ном} \geq I_{max}$	3200	3191
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$	50	42,36
	$i_{ур.} \leq i_{вкл}$	120	107,93
	$B_{кр\ расч} \geq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$,	$8100 \cdot 10^6$	$7080 \cdot 10^6$
	$I_{вкл} \geq I_{по}$	40000	42,36
	$i_{а.ном.} \geq i_{атрасч.}$	12800	1470
Обираємо вимикач для VII зони ВРС 6	$U_{ном} \geq U_{раб}$	$6 \cdot 10^3$	$6 \cdot 10^3$
	$I_{ном} \geq I_{max}$	3200	3191
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$	50	47,82
	$i_{ур.} \leq i_{вкл}$	120	104,9
	$B_{кр\ расч} \geq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$,	$8100 \cdot 10^6$	$2090 \cdot 10^6$
	$I_{вкл} \geq I_{по}$	120	42,36
	$i_{а.ном.} \geq i_{атрасч.}$	40000	0,2

Всі умови виконуються, отже, дані вимикачі підходять для установки.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено комплексний аналіз енергетичної структури атомного енергоблока з реактором ВВЕР-1000, спрямований на оптимізацію роботи та підвищення енергоефективності підприємства.

1. На основі аналізу технологічної схеми блоку та паропродуктивної установки виявлено вузли, що впливають на загальний коефіцієнт корисної дії енергоблока, та обґрунтовано необхідність удосконалення системи видачі потужності для зниження втрат електроенергії.
2. Здійснено вибір та аналіз схеми видачі потужності (ВРП 750 кВ та 330 кВ), що забезпечує мінімізацію перетоків потужності через блокові трансформатори, тим самим сприяючи підвищенню енергоефективності передачі електроенергії споживачам.
3. Проведено розрахунки струмів короткого замикання та обґрунтовано вибір комутаційних апаратів (зокрема вимикача навантаження КАГ-24), що дозволяє забезпечити стабільну та надійну роботу системи власних потреб підприємства за напруги 6 кВ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про затвердження Загальних положень безпеки атомних станцій. Офіційний вебпортал парламенту України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0056-08#Text (дата звернення: 15.05.2026).

2. URL: https://www.rbc.ua/rus/news/ukrayina-vvela-ekspluatatsiyu-pershe-sviti-1705600107.html (дата звернення: 21.05.2026).

3. Когут Ю. І. К-57 Ядерна енергетика та управління безпекою. Київ, Україна : Консалтингова компанія «СІДКОН»; ВД «ДАКОР», 2024. 348 с.

4. Ощинська О. Основи атомної енергетики. Харків, Україна, вид. Фоліо 2021 р., 192 с.;

5. Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку: Закон України від від 08.02.1995 № 39/95-ВР // База даних «Законодавство України» /ВР України. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/39/95-вр (дата звернення: 27.05.2026).

6. Мельник Ю. С. Сучасні електричні станції : підручник / Ю. С. Мельник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 380 с.

7. Електричні станції та мережі : підручник / [за ред. П. О. Коваленка] І. М. Сидоренко, В. В. Петренко, О. П. Лисенко [та ін.]. Одеса : ОНПУ, 2019.

8. Kosterev M.V., Bardyk E.I., Litvinov V.V. Risk Estimation of Induction Motor Fault in Power System //WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS. 2013, October, Vol. 8. pp 217 – 226.

9. Козловський, В. О. Енергетичні установки та станції: підручник / В. О. Козловський. – Київ: Видавництво "Ліра-К", 2020. 432 с.

10. Коваленко, Л. М. Оптимізація режимів роботи електричних станцій. Л. М. Коваленко // Енергетика та електрифікація. 2021. № 3. С. 15–22.

11. Державна інспекція ядерного регулювання України. *Вимоги до ядерної та радіаційної безпеки інформаційних і керуючих систем. важливих для безпеки АЕС. НП 306.2.202-2015.* Київ. 2015.

12. СОУ НАЕК 033:2021. Технічне обслуговування і ремонт. Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання енергоблоків та загальностанційного обладнання атомних електростанцій. Київ. ДП «НАЕК «Енергоатом». 2021.

13. СОУ НАЕК 013:2022. Технічне обслуговування і ремонт обладнання атомних електростанцій. Забезпечення якості. Основні положення. Київ. ДП «НАЕК «Енергоатом». 2022.

14. ДСТУ EN 61069-5:2022. Вимірювання, керування та автоматизація промислових процесів. Оцінювання властивостей системи. Частина 5. Надійність системи (EN 61069-5:2016, IDT; IEC 61069-5:2016, IDT). Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2022.

15. СОУ НАЕК 261:2022. Надійність систем та обладнання атомних електричних станцій. Насоси атомних електричних станцій. Методи оцінки показників експлуатаційної надійності. Київ. ДП «НАЕК «Енергоатом». 2022.

16. СОУ НАЕК 190:2019. Інженерна, наукова і технічна підтримка. Основні технологічні параметри для АЕС з реакторами ВВЕР-1000. Норми точності вимірювань (зі Зміною № 1). Київ. ДП «НАЕК «Енергоатом». 2019.

17. Shevchenko S. Shevchenko O. Improvement of Reliability and Ecological Safety of NPP Reactor Coolant Pumps Rotor Sealing Systems. Nuclear and Radiation Safety. 2020. No. 4(88). P. 47–55. DOI: 10.32918/nrs.2020.4(88).06.

18. Hordiienko A. Analysis of Insulation Systems of Electric Motors of Main Circulation Pumps VVER-1000 with the Purpose of Its Modernization and Improvement. Municipal Economy of Cities. 2025.

19. Vasyliv K. M. Mazurenko L. I. A Mathematical Model of the Electrical Engineering Complex for Drive of Main Circulation Pumps of Nuclear Reactor VVER-1000 of Nuclear Power Plants. Electrical Engineering & Electromechanics. 2019. No. 6. P. 12–20. DOI: 10.20998/2074-272X.2019.6.02.

20. Канюк Г.І., Фурсова Т.М., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М., Бондаренко Ю.О. Розвиток і удосконалення діагностичного забезпечення енергоблоків АЕС. Харків. Видавець: О. А. Мірошниченко. 2022. 132 с. ISBN 978-617-8130-03-9.

21. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Василець Т.Ю., Келеберда С.М., Пономаренко А.С., Чирочкін Д.О. Оптимізація показників якості технологічних процесів об’єктів керування в енергетиці. Збірник наукових праць «Машинобудування». Харків. 2023. №32. С.55-63.

22. Єфімов О.В. Пилипенко М.М. Потаніна Т.В. та ін. Реактори і парогенератори енергоблоків АЕС. Схеми, процеси, матеріали, конструкції, моделі. Харків. ТОВ «В справі». 2017. 420 с.

23. Пелюх П.О. Автоматизована система регулювання потужності енергоблока АЕС з реактором ВВЕР-1000. Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: технічні науки. 2019. Том 30(69). Ч. 1. No. 6. С. 138-142.