

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« » _____ 2023 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту _____ Котюку Віталію Андрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення об'єднаної роботи Хмельницької АЕС з
Бурштинським енергоостровом

Керівник роботи Белякова Ірина Володимирівна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 10 » листопада 2023 року № 4/7-1039

2. Термін подання студентом завершеної роботи _____ 15 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Головна схема електричних з'єднань

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Варіант 1 1л. ф – А1

2. Варіант 2 1л. ф – А1

3. Варіант 3 1л. ф – А1

4. Варіант 4 1л. ф – А1

5. 1л. ф – А1

6. 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Мовчан Л.Т. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ		
2	Аналітичний розділ		
3	Розрахунково-дослідницький розділ		
4	Проектно-конструкторський розділ		
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях		
6	Висновки		
7	Оформлення пояснювальної записки		
8	Оформлення графічної частини		

Студент _____
(підпис)

Котюк В.А.
_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Белякова І.В.
_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Котюк В.А. Забезпечення об'єднаної роботи Хмельницької АЕС з Бурштинським енергоостровом. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. ТНТУ імені Івана Пулюя. ФПТ. Кафедра ЕІ, група ЕТмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2023.

Стор. – 80; рис. – 16; табл. – ; креслень - ; джерел - 30; додатків - 0.

Запропоновано чотири варіанти головної схеми підключення енергоблоку №2 до Бурштинського острова. Запропоновано два варіанти схем власних потреб 6 кВ енергоблоків №1,2. Розглянуто забезпечення безпечної роботи енергоблока №1 ХАЕС при умові повного відділення енергоблока №2 від енергосистеми України; забезпечення безпечної роботи енергоблока №2 ХАЕС при умові його повного відділення від енергосистеми України; забезпечення ВП енергоблока №2 ХАЕС при його відключенні від ENTSO-E. Розглянуті компоновальні рішення для чотирьох варіантів. Розглянуто питання управління, автоматики, захисту, вимірювання і контролю елементів ВРП 750 кВ, а саме: центрального щита управління, вимірювання, синхронізації, релейного захисту і електричної автоматики, протиаварійної автоматики. Розглянуто питання телемеханізації та АСКОЕ.

Ключові слова: атомна електростанція, енергоострів, схема електрична принципова.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Головна схема електричних з'єднань.....	8
1.2 Схема власних потреб 6 кВ енергоблоків №1, 2.....	11
1.2.1 Власні потреби енергоблоків.....	11
1.2.2 Загальноблокова система надійного електропостачання.....	16
1.2.3 Схема аварійного електропостачання 6 кВ другої групи.....	17
1.2.4 Схема аварійного електропостачання 0,4 кВ другої групи.....	18
1.2.5 Схема аварійного електропостачання 0,4 кВ першої групи....	19
1.3 Постановка задач.....	21
2. РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	23
2.1 Головна схема електричних з'єднань.....	23
2.1.1 Головна схема «Підключення до острова» Варіант 1.....	23
2.1.2 Варіант 2.....	24
2.1.3 Варіант 3.....	24
2.1.4 Варіант 4.....	25
2.2 Схема власних потреб 6 кВ енергоблоків №1,2.....	25
2.3 Забезпечення безпечної роботи енергоблока №1 ХАЕС при умові повного відділення енергоблока №2 від енергосистеми України.....	33
2.4 Забезпечення безпечної роботи енергоблока №2 ХАЕС при умові його повного відділення від енергосистеми України.....	33
2.5 Забезпечення ВП енергоблока №2 ХАЕС при його відключенні від ENTSO-E.....	34
2.6 Компонувальні рішення.....	35
2.6.1 Варіант 1.....	35
2.6.2 Варіант 2.....	36
2.6.3 Варіант 3.....	37
2.6.4 Варіант 4.....	38

2.7 Висновки до розділу.....	47
3. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	49
3.1 Управління, автоматика, захист, вимірювання і контроль елементів ВРП 750 кВ.....	49
3.1.1 Центральний щит управління.....	49
3.1.2 Вимірювання.....	52
3.1.3 Синхронізація.....	53
3.1.4 Релейний захист і електрична автоматика.....	54
3.1.4.1 Релейний захист ПЛ 750 кВ ХАЕС – Жешув.....	55
3.1.4.2 Релейний захист шунтуючого реактора ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув».....	56
3.1.4.3 Релейний захист ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська».....	56
3.1.4.4 Релейний захист шунтуючого реактора ПЛ 750 кВ ХАЕС – Західноукраїнська.....	57
3.1.4.5 Релейний захист ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Київська».....	58
3.1.4.6 Захист шин 750 кВ.....	58
3.1.4.7 Захист трансформаторів 750/24 кВ і 24/6,3-6,3 кВ.....	59
3.1.4.8 Автоматика електрична.....	61
3.1.5 Протиаварійна автоматика.....	63
3.2 Телемеханізація.....	66
3.3 АСКОВЕ.....	68
3.4 Висновки до розділу.....	70
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	71
4.1 Впровадження сучасних методів системи управління охороною праці на атомних електростанціях України.....	71
4.2 Оцінка стійкості об'єкта в умовах радіоактивного зараження.....	73
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	76
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	78

ВСТУП

Актуальність теми. Об'єднана робота АЕС з енергетичною системою вимагає дбайливого планування, управління та координації. Для забезпечення цієї спільної роботи використовуються кілька ключових методів:

1. Системи управління та моніторингу (автоматизація: використання автоматизованих систем для контролю, регулювання та моніторингу процесів на електростанції; спостереження за навантаженням: постійний моніторинг попиту на електроенергію для адаптації роботи станції до змін у виробництві електроенергії; контроль стабільності мережі: встановлення засобів для збереження стабільності електромережі під час змін навантаження.)

2. Синхронізація з енергосистемою (узгодженість з режимами роботи: налаштування роботи електростанції так, щоб вона відповідала вимогам енергосистеми; підтримка частоти: забезпечення узгодженості частоти мережі зі стандартами, що діють у даній енергосистемі.)

3. Регулювання потужності (гнучкість у виробництві: можливість змінювати потужність, щоб відповідати змінам в попиті; реакція на вимоги мережі: Здатність швидко реагувати на вимоги системи управління мережею.

4. Безпека та надійність (запобігання аваріям: використання заходів безпеки для запобігання аваріям, які можуть вплинути на енергосистему; резервні можливості: наявність резервних систем для забезпечення безперебійності енергопостачання в разі виникнення проблем.)

Взаємодія між атомною електростанцією та енергосистемою вимагає постійного удосконалення та вдосконалення технологій для забезпечення ефективності та надійності енергопостачання.

Тому, задача забезпечення об'єднаної роботи Хмельницької атомної електростанції з Бурштинським енергоостровом є актуальною [4].

Мета і завдання роботи Метою кваліфікаційної роботи магістра є забезпечення об'єднаної роботи Хмельницької атомної електростанції з Бурштинським енергоостровом.

Завдання:

- Запропонувати чотири варіанти головної схеми підключення енергоблоку №2 до Бурштинського острова.
- Запропонувати два варіанти схем власних потреб 6 кВ енергоблоків №1,2
- Розглянути забезпечення безпечної роботи енергоблока №1 ХАЕС при умові повного відділення енергоблока №2 від енергосистеми України; забезпечення безпечної роботи енергоблока №2 ХАЕС при умові його повного відділення від енергосистеми України; забезпечення ВП енергоблока №2 ХАЕС при його відключенні від ENTSO-E.
 - Розглянути компоновальні рішення для чотирьох варіантів.
 - Розглянути питання управління, автоматики, захисту, вимірювання і контролю елементів ВРП 750 кВ
 - Розглянути питання телемеханізації та АСКОЕ.

Об’єкт дослідження – процеси генерації електроенергії на атомних електростанціях.

Предмет дослідження – схеми підключення АЕС до острова.

Наукова новизна отриманих результатів. Отримала подальший розвиток реалізація схем для забезпечення надійної роботи АЕС в енергетичній системі.

Практичне значення отриманих результатів. Запропонована реалізація схем надійної роботи АЕС в енергетичній системі.

Апробація результатів. Результати досліджень Котюка Віталія Андрійовича за темою кваліфікаційної роботи «Забезпечення об’єднаної роботи Хмельницької АЕС з Бурштинським енергоостровом» були представлені на XII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів “Актуальні задачі сучасних технологій” (6-7 грудня 2023 року), м. Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, переліку посилань (30 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 80 сторінок, 0 таблиць, 16 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Головна схема електричних з'єднань

Хмельницька АЕС призначена для покриття базисної частини графіку навантажень, тобто для роботи у базисному режимі видачі потужності в Південно-Західну енергосистему об'єднаної енергосистеми України [12].

На Хмельницькій АЕС встановлений два турбогенератори «Електросила» типу ТВВ-1000-2 потужністю 1000 МВт, напругою 24 кВ, коефіцієнтом потужності 0,9, 3000 об/хв., з безщітковим збудженням, типу БВД-4600-1500УЗ.

Генератор енергоблока №1 у блоці з трифазним трансформатором типу ТНЦ-1250000/330 потужністю 1250 МВ·А, напругою 347/24 кВ приєднується до ВРП 330 кВ, виконаному за схемою 3/2 вимикачі на коло. Генератор №2 у блоці з групою з трьох однофазних трансформаторів типу ОРЦ-417000/750-77У1 потужністю 3х417 МВ·А, напругою 787/24 кВ приєднується до ВРП 750 кВ, виконаному за схемою 3/2 вимикачі на коло і два вимикачі на одну лінію.

На ВРП-750 кВ встановлені повітряні вимикачі типу ВНВ-750-3150-40У1, вмикачі-вимикачі типу ВО-750У1 і елегазові вимикачі типу GL318 фірми Areva.

Основні технічні показники ВРП 750 кВ:

- номінальна напруга - 750 кВ;
- номінальний струм - 3200 А;
- ступінь забруднення атмосфери- II, $\lambda_E = 1,5$ см/кВ;
- нормативний швидкісний натиск вітру - $q_H = 55$ кгс/м², ($v = 30$ м/с-III район за вітром);
- нормативна товщина стінки ожеледі - $сн = 15$ мм - III район по ожеледі;
- ошиновка збірних шин - провід 4хПА-500;
- ошиновка комірок - провід 3хПА-500.

На ВРП 330 кВ встановлені повітряні вимикачі типу ВНВ-330-3150-63У1 і елегазові вимикачі типу LTV420E2 фірми АВВ.

Технічні характеристики вимикачів ВРП 330/750 кВ задовольняють умовам роботи як при нормальних режимах, так і при коротких замиканнях, струмових перевантаженнях і перенапруженнях.

ВРП 750 кВ виконано з однорядним розташуванням вимикачів, з «косими» зв'язками і підвісними роз'єднувачами типу РПД-750/3150 У1.

ВРП 330 кВ виконано з трирядним розташуванням вимикачів і підвісними роз'єднувачами типу РП-330/3150 У1.

Зв'язок між ВРП-330 кВ і ВРП-750 кВ виконується групою однофазних автотрансформаторів зв'язку типу АОДЦТН-333000/750/330-73У1 з пристроєм поперечного регулювання напруги, виконана за рахунок групи однофазних трансформаторів поперечного регулювання типу ОДЦТНП-92000/150-74У1. Передбачена резервна фаза автотрансформатора, встановлена на ВРП-750 кВ на окремому фундаменті, і готова до перекочування.

Джерелом постійного оперативного струму ВРП-750 кВ являються дві акумуляторні батареї типу ВБ2310+ фірми VARTA (Німеччина) ємністю 500 ампер-годин кожна. Акумуляторні батареї забезпечують функціонування системи керування.

З'єднання введів ВН блокових підвишаючих трансформаторів з шинами ВРП 330/750 кВ виконано у вигляді гнучких лінійних зв'язків на металевих опорах.

У колі генераторів передбачається установка апаратних генераторних комплексів (КАГ-24), що забезпечують надійніше живлення власних потреб АЕС і зниження числа операцій з вимикачами і роз'єднувачами на ВРП 330/750 кВ.

Видача потужності Хмельницькій АЕС здійснюється на напрузі 330 і 750 кВ з приєднанням першого енергоблоку до шин 330 кВ і установкою автотрансформатора зв'язку 750/330 кВ потужністю 3×333000 МВ·А з

пристроєм поперечного регулювання напруги. Усі подальші енергоблоки приєднуються до ВРП-750 кВ.

Для забезпечення видачі потужності енергоблоків, на ХАЕС заведена ПЛ-330 кВ «Шепетівка-Рівне», що проходить у безпосередній близькості (на відстані 14 км) від площадки АЕС, заведена ПЛ-330 кВ «Хмельницька АЕС - ПС Хмельницька», а також захід на ВРП-750 кВ Хмельницької АЕС ПЛ-750 кВ «ПС Київська» «ПС 750 кВ Західноукраїнська» і ПЛ-750 кВ на підстанцію 750 кВ «Жешув» (знаходиться у відключеному стані).

Відповідно до балансу потужності енергосистеми для видачі потужності двох енергоблоків Хмельницької АЕС необхідно мати в роботі три ПЛ-330 кВ і дві ПЛ-750 кВ («Київську», «Західно-Українську»). Таким чином, видача потужності енергоблока №2 визначається наявністю зв'язку з енергосистемою по двох названих ПЛ-750 кВ і по трьох ПЛ-330 кВ через автотрансформатор зв'язку 750/330 кВ.

За даними Українського інституту «Енергомережапроект» (м. Харків) при відключенні обох ПЛ-750 кВ («Чорнобильська» і «Західноукраїнська») енергоблок №2 має бути відключений засобами протиаварійної автоматики.

Для живлення споживачів власних потреб на кожен енергоблок передбачається по два трансформатори потужністю 63 МВ·А кожен напругою 24/6,3-6,3 кВ з розщепленими обмотками.

Живлення загальностанційних споживачів здійснюється від РПВП-6 кВ ОВК.

Усі робочі трансформатори власних потреб підключаються до кола енергоблока генератор-трансформатор між КАГ-24 і підвищуючим трансформатором.

Для резервування живлення споживачів власних потреб 6 кВ передбачена установка двох груп резервних трансформаторів потужністю 2х63 МВ·А напругою 330/6,3-6,3 кВ, підключених до ВРП-330 кВ. Передбачений один трансформатор потужністю 63 МВ·А, напругою 24/6,3-6,3 кВ, встановлений на

фундаменті і готовий до перекочування для заміни робочих трансформаторів ВП у разі пошкодження одного з трансформаторів.

Головна схема електричних з'єднань відповідає вимогам РД210.006-90 Правила проектування АС [3].

Діюча головна схема електричних з'єднань Хмельницької АЕС приведена на рис. 1.1.

1.2 Схема власних потреб 6 кВ енергоблоків №1, 2

1.2.1 Власні потреби енергоблоків

Для живлення усіх споживачів власних потреб на кожному енергоблоці встановлено два робочі трансформатори потужністю по 63 МВ·А з розщепленими обмотками, напругою 24/6,3-6,3 кВ.

Робочі трансформатори підключаються до відпайок в колі блоку генератор-трансформатор між КАГ-24 і підвищувачим трансформатором.

На кожному енергоблоці встановлено 4 секції 6 кВ нормальної експлуатації по кількості чотирьох ГЦН, що підключаються по одному до кожної секції для більшої надійності і стійкості роботи енергоблока і дві секції 6 кВ для споживачів, що забезпечують збереження основного устаткування при знеструмленні АЕС [3].

Для резервування живлення власних потреб встановлена дві групи РТВП, підключені до ВРП 330 кВ.

Перша група резервних трансформаторів (РТВП-1), введена в експлуатацію з пуском енергоблока №1, встановлена в пристанційному вузлі енергоблока №1 з боку ряду Г.

Друга група резервних трансформаторів (РТВП-2) з будівлею РПВП 6 кВ встановлена між ММДХ і ОВК і введена в експлуатацію 25.05.2009 р.

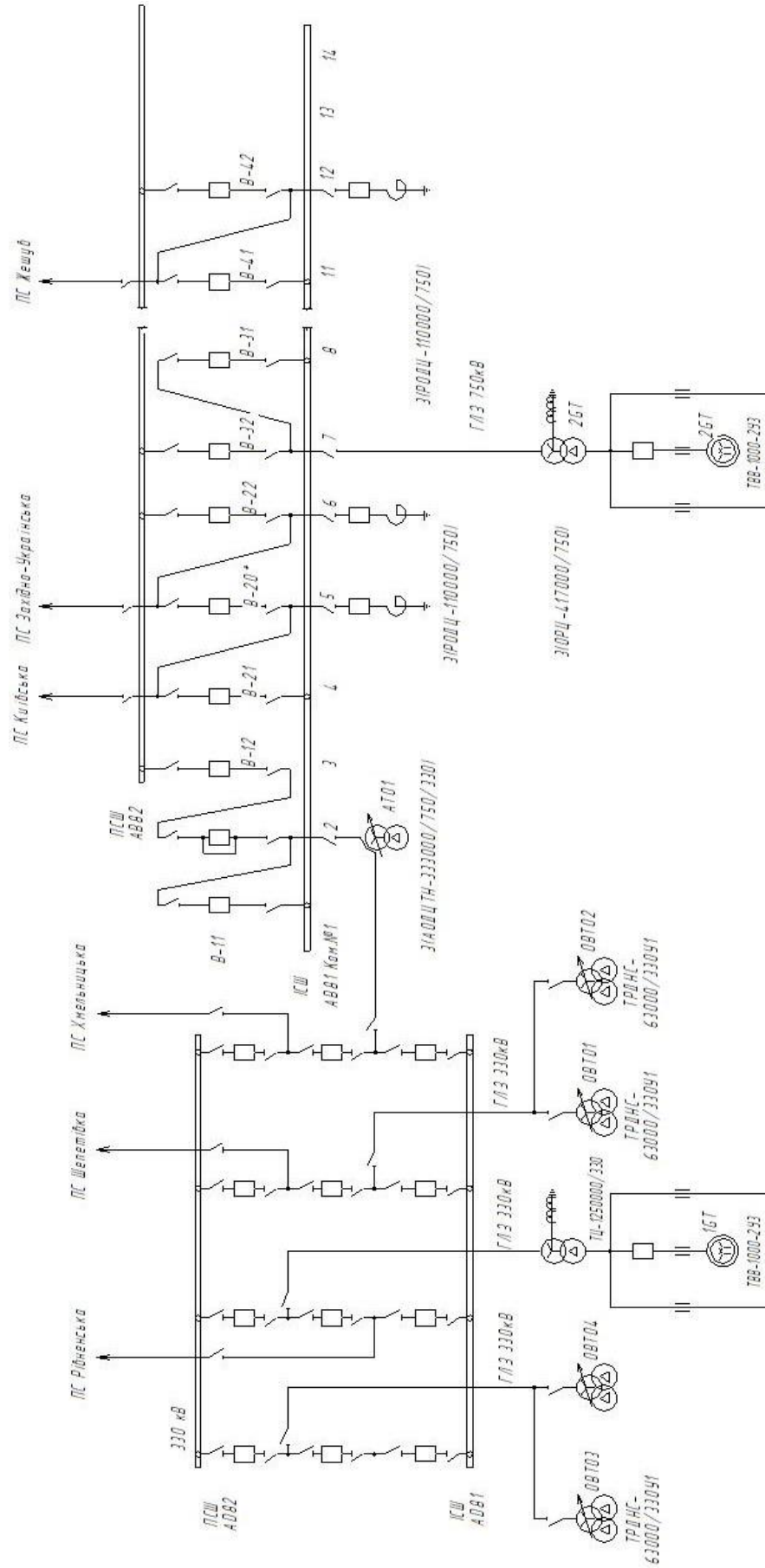


Рис.1.1 - Діюча головна схема електричних з'єднань Хмельницької АЕС

Між зборками резервного живлення 6 кВ енергоблока №1 і енергоблока №2 виконано кабельний зв'язок з секційним вимикачем, по якому кожен енергоблок може отримувати резервне живлення від першої або другої групи РТВП.

Трансформатори ВП мають розщеплені обмотки, напругою 6,3-6,3 кВ на низькій стороні.

Потужність резервних трансформаторів власних потреб прийнята рівній потужності робочих трансформаторів власних потреб енергоблока і визначена по умові забезпечення живлення всього приєднаного навантаження власних потреб без перевантаження окремих обмоток трансформаторів. Можливість самозапуску електродвигунів власних потреб від РТВП підтверджена розрахунками і режимними випробуваннями.

Розподільні пристрої власних потреб 6 кВ виконані з однією системою збірних шин РПВП-6 кВ і складаються з чотирьох секцій нормальної експлуатації. Кожна секція приєднується до робочого джерела через свій вимикач.

До цих секцій підключаються електродвигуни ГЦН і споживачі 6 кВ третьої групи. На кожному з цих блокових секцій передбачається ввід автоматичного резервного джерела живлення.

Для секцій нормальної експлуатації 6 кВ ВА, ВВ, ВС, VD передбачене часткове заземлення нейтралі в одній точці [7]. Часткове заземлення нейтралі виконане за допомогою активного резистора, включеного між заземляючим контуром і нейтраллю обмотки високої напруги що підключається до секцій нормальної експлуатації 6 кВ трансформатора з схемою з'єднання обмоток Y_0 / Δ .

Для споживачів 6 кВ другої групи нормальної експлуатації, важливих для безпеки і забезпечуючих збереження основного устаткування, на кожному енергоблоці передбачається дві секції 6 кВ надійного живлення нормальної експлуатації свого енергоблоку, які з'єднуються, у свою чергу через два вимикачі між собою.

На ці ж секції підключаються дизель генератори. Для двох реакторних енергоблоків встановлено два дизель генератора, кожен з яких підключається не лише до однієї з секцій надійного живлення свого енергоблока, але також до другої з двох аналогічних секцій іншого енергоблока (через розвилку з двох вимикачів).

Потужність кожного дизель генератора вибрана з розрахунку забезпечення пуску на навантаження і забезпечення електропостачання споживачів, що забезпечують збереження основного устаткування, при знеструмленні двох енергоблоків (по умові відмови в запуску одного з дизель-генераторів).

Включення дизель-генераторів і механізмів секцій надійного живлення нормальної експлуатації за програмою АСН робиться при одночасному зниженні напруги на двох секціях 6 кВ надійного живлення нормальної експлуатації до $0,5U_n$, $t=2$ с [8].

Для можливості випробування дизель-генератора на повне навантаження для паралельної роботи з мережею, на усіх дизель-генераторах передбачається точна ручна синхронізація.

Живлення споживачів власних потреб 0,4-0,23 кВ третьої групи здійснюється від знижувальних трансформаторів 6/0,4-0,23 кВ потужністю 1000 КВ·А. Схеми живлення 0,4-0,23 кВ побудовані, як і схеми 6 кВ, за блоковим принципом.

Для живлення споживачів третьої групи турбінного відділення передбачається шість секцій 0,4 кВ нормальної експлуатації, підключених до відповідних секцій 6 кВ через знижувальні трансформатори 6/0,4 кВ потужністю 1000 КВ·А.

Резервне живлення вказаних секцій 0,4 кВ здійснюється від двох окремих трансформаторів 6/0,4 кВ потужністю 1000 КВ·А, підключених до секцій 6 кВ енергоблока №1.

Електродвигуни 380 В потужністю від 10 до 200 кВт підключені індивідуальними лініями безпосередньо до шин РП 0,4 кВ, електродвигуни

потужністю до 10 кВт і електроприводи засувки живляться від складок типу РТЗО. Споживачі АСУТП (УКТС, ІВС, БЦУ і так далі) живляться від шаф зборок РТЗО з автоматичними вимикачами.

Для захисту устаткування власних потреб від грозових перенапруг передбачено пристрій захисного заземлення [9], що складається із захисних тросів на гнучких лінійних зв'язках 750 і 330 кВ, громовідводів і захисного заземляючого контуру. Окрім того, усі обмотки блокового трансформатора, обмотка ВН робочих трансформаторів власних потреб 24/6,3-6,3 кВ захищаються вентильними розрядниками. Для захисту від грозових перенапруг обмоток резервних трансформаторів власних потреб 330/6,3-6,3 кВ передбачені обмежувачі перенапруг на стороні 330 кВ і 6,3 кВ.

Для реагування на небезпечні, ненормальні режими роботи елементів системи і забезпечення збереження устаткування при виникненні таких режимів передбачаються пристрої релейного захисту, призначені для відключення пошкодженого елемента від іншої, неушкодженої частини системи. Пристрої релейного захисту, які діють на відключення, мають витримки часу, дії релейного захисту, що забезпечують селективність.

Для запобігання можливості помилкових операцій персоналу в розподільчих пристроях власних потреб 6 кВ передбачено блокування на вкатних візках вимикачів.

Діюча схема електропостачання ВП виконана зі взаємнорезервуванням енергоблоків №1, 2 з пристроєм АВР, який спрацьовує при зникненні напруги на шині споживачів. Об'єднання джерел живлення не допускається.

Несанкціонований доступ в приміщення розподільних пристроїв виключається засобами фізичного захисту і організаційно-технічними заходами (охоронна сигналізація, спеціальна система допуску в приміщення системи власних потреб).

1.2.2 Загальноблокова система надійного електропостачання

Для постачання електроенергією споживачів нормальної експлуатації першої і другої груп надійності, а також споживачів нормальної експлуатації, що забезпечують збереження основного технологічного устаткування в режимі знеструмлення АС, передбачена загальноблокова система надійного електропостачання, яка включає у свій склад автономні джерела електроенергії у вигляді дизель-генераторних електростанцій і акумуляторних батарей.

Загальноблокова система надійного електропостачання енергоблока призначена для живлення споживачів, що забезпечують:

- роботу енергоблока за нормальних умов експлуатації;
- збереження основного устаткування при втраті робочих і резервних джерел живлення нормальної експлуатації.

Для живлення споживачів 6 кВ другої групи надійності передбачені дві секції 6 кВ ВJ, ВК загальноблокової системи надійного електропостачання, які отримують живлення від секцій ВА, ВD нормальної експлуатації через два послідовно включених вимикача лінії основного живлення. Установка двох вимикачів забезпечує гарантоване відділення секцій 6 кВ другої групи надійності від секцій 6 кВ нормальною експлуатації в режимі знеструмлення АЕС і аварійних режимах, що є обов'язковою умовою включення дизель-генератора на секцію ВJ (ВК).

На ці ж секції ВJ, ВК передбачається підключення дизель-генераторів 1GZ01, 2GZ01 ОРДЕС. Включення дизель-генераторів робиться при одночасному зниженні напруги на двох секціях 6 кВ ВJ і ВК до $0,5U_n$, $t=2$ с. Крім того, передбачається з'єднання між собою секцій ВJ і ВК через два вимикачі - секційні вимикачі ВJVK01А і ВKBJ01А.

Для живлення споживачів власних потреб 0,4 і 0,23 кВ ВПЕВБ передбачені секції СJ, СК зі знижувальними трансформаторами ВU41, ВU42 6/0,4 кВ потужністю 1000 КВ·А.

Трансформатори ВU41, ВU42 підключені до секції ВJ, ВК.

Для резервування секцій CJ, СК передбачений резервний трансформатор BU-10-1 6/0,4 кВ потужністю 1000 КВ·А, який підключений з боку 6 кВ до існуючої секції 2ВС РПВП 6 кВ.

1.2.3 Схема аварійного електропостачання 6 кВ другої групи

Для живлення споживачів 6 кВ, трансформаторів 6/0,4 кВ і 6/0,23 кВ другої групи передбачаються три секції 6 кВ на блоці - по одній секції в кожному каналі системи безпеки [3]. У режимі нормальної експлуатації ці секції отримують живлення від різних секцій 6 кВ робочих трансформаторів власних потреб нормальної експлуатації через два послідовно включених секційних вимикача. Ввід резервного живлення на секції 6 кВ надійного живлення не передбачений, РД 210.006-90 [5].

У разі зникнення напруги на секції 6 кВ другої групи аварійного електропостачання, живлення на секцію надійного живлення подається від автоматично підключеного до неї дизель-генератора потужністю 5600 кВт.

Включення дизель генератора і автоматичний пуск механізмів САЕ за програмою автоматичного ступінчастого навантаження (АСН) виконується при наступних початкових випадках:

- пониження напруги на секції 6 кВ надійного живлення до $0,5 U_n$ на час більший чим 2 с;
- пониження напруги на секції 6 кВ надійного живлення до $0,85U_n/K_v$ на час більший чим 12 с, де K_v - коефіцієнт повернення реле напруги;
- збігу двох умов з витримкою часу 2 с: спрацьовування захистів за технологічними параметрами і пониження напруги на секції 6 кВ надійного живлення до $0,85U_n/K_v$.

У разі неуспішного запуску дизель-генератора видається сигнал «Несправність дизеля». Після розвороту дизель-генератора з перевіркою відключеного положення хоч би одного секційного вимикача включається вимикач дизель-генератора. Два секційних вимикача забезпечують в цьому випадку надійне відключення секції 6 кВ надійного живлення від пошкодженої

або знеструмленої робочої секції 6 кВ нормальній експлуатації, що є обов'язковою умовою включення вимикача дизель-генератора на секцію надійного живлення. При виникненні аварійної ситуації сигнал на запуск дизель-генераторів подається незалежно на кожен дизель генератор.

Перерва живлення 15 с для споживачів другої групи є допустимим в відповідності з вимогам розробників реакторної установки і основного устаткування, згідно яким допустима перерва електропостачання технологічного устаткування СБ складає 15 с.

Набір навантаження дизель-генератором здійснюється автоматично кроками.

Вибір потужності дизель-генераторів проведений для найбільш важкого режиму - знеструмлення реакторного відділення АЕС без підвищення тиску під оболонкою. Потужність пускових кроків не перевищує максимально допустиму потужність дизеля, яка визначена графіком пуску і завантаження, приведеним в технічних умовах на дизель генератор.

Система автоматичного регулювання напруги генератора забезпечує відхилення напругу при будь-якому встановленому навантаженні, не більше $\pm 1\%$.

1.2.4 Схема аварійного електропостачання 0,4 кВ другої групи

Для споживачів 0,4 кВ другої групи в кожному каналі системи безпеки передбачаються окремі секції надійного живлення 0,4 кВ. Кількість секцій 0,4 кВ кожного каналу систем безпеки визначається кількістю вибраних трансформаторів 6/0,4 кВ. Кожна секція 0,4 кВ надійного живлення приєднується до окремого трансформатора надійного живлення 6/0,4 кВ, підключеному до відповідної секції 6 кВ надійного живлення системи безпеки. Резервування цих секцій не передбачається. Живлення вторинних силових зборок виконується в межах свого каналу.

Від кожної секції 6 кВ надійного живлення через знижувальні трансформатори 6/0,4 кВ живляться дві секції 0,4 кВ живлення споживачів II групи надійного електропостачання.

Споживачі другої групи надійного живлення потужністю 10 кВт і вище підключаються індивідуальними лініями безпосередньо до шин секцій 0,4 кВ.

Споживачі другої групи надійного живлення потужністю менше 10 кВт (електродвигуни, арматура та ін.) підключаються до зборок РТЗО з автоматичними вимикачами і пускачами, з резервованим живленням в межах одного каналу.

Потужність трансформаторів в кожному каналі системи розрахована на 100% навантаження споживачів 0,4 кВ другої групи надійного живлення одного каналу системи безпеки.

1.2.5 Схема аварійного електропостачання 0,4 кВ першої групи

Для споживачів змінного струму 0,4/0,23 кВ першої групи передбачаються секції 0,4 кВ, які отримують живлення від інверторів відповідних комплектів агрегатів безперебійного живлення (АБЖ). Вказані інвертори підключаються до ЩПС 220 В відповідних акумуляторних батарей, кількість яких відповідає числу каналів системи безпеки, прийнятих в технологічній частині [3].

Взаємнорезервування або резервування живлення цих споживачів виконується в межах тільки одного каналу, ГКД 34.20.507-2003 [6].

Споживачі 0,4 кВ першої групи надійності отримують живлення від агрегатів безперебійного живлення (АБЖ) напругою 380/220 В необхідної якості: несинусоїдність форми кривої вихідної лінійної і фазної напруги при їх роботі на лінійне навантаження не більше 5%, відхилення напруги $\pm 2\%$, відхилення частоти $\pm 2\%$.

У кожному каналі системи передбачена установка одного комплекту АБЖ, який складається з випрямляча [15], інверторів [16] з обвідною лінією

живлення і розподільних пристроїв 0,4/0,23 кВ з автоматичними вимикачами типу ВА55А31, призначених для відключення КЗ на відходящих лініях.

Кількість інверторів в каналі системи надійного електропостачання визначається кількістю незалежних комплектів технічних засобів, передбачених в системі управління і захисту реактора (СУЗ).

Як випрямний пристрій використовується випрямляч D230G210/800BWLrug-Dt6.

У нормальному режимі і при роботі дизель-генератора живлення споживачів секцій першої групи надійного живлення здійснюється від інверторів через випрямний пристрій і трансформатор потужністю 400 кВ·А напругою 6/0,23 кВ з ізольованою нейтраллю. В період часу між зникненням напруги на секції 6 кВ другої групи надійності і включенням на неї дизель-генератора, а також при будь-яких провалах напруги на секції 6 кВ живлення здійснюється від акумуляторної батареї напругою 220 В.

Для заряду акумуляторної батареї використовується той ж випрямний пристрій D230G210/800BWLrug-Dt6.

В основному, мережі ВП 6/0,3 кВ спроектовані за радіальною схемою, тобто до джерела живлення розподільні пристрої 6/0,3 кВ підключаються окремими лініями.

Схема постійного струму

При підрахунку навантажень враховувалося, що на акумуляторні батареї включається тільки частина аварійного освітлення, що забезпечує освітлення в основних коридорах і промислових приміщеннях головної будівлі, в яких можуть знаходитися люди, а також лампи освітлення, які постійно горять, на обслуговуваних щитах (інша частина аварійного освітлення підключається до мережі, яка отримує живлення від дизель-генератора з мінімально можливою за умовами їх запуску перервою живлення).

Канальні акумуляторні батареї працюють в режимі постійного підзаряду. Підзаряд і заряд акумуляторних батарей здійснюється через випрямляч D230G210/800BWLrugDt6.

Взаємних зв'язки між батареями і щитами постійного струму різних каналів системи надійного живлення не передбачені.

Діюча схема ВП 6 кВ енергоблоків №1,2 показана на рис. 1.2.

1.3 Постановка задач

1. Запропонувати чотири варіанти головної схеми підключення енергоблоку №2 до Бурштинського острова.
2. Запропонувати два варіанти схем власних потреб 6 кВ енергоблоків №1,2
3. Розглянути забезпечення безпечної роботи енергоблока №1 ХАЕС при умові повного відділення енергоблока №2 від енергосистеми України; забезпечення безпечної роботи енергоблока №2 ХАЕС при умові його повного відділення від енергосистеми України; забезпечення ВП енергоблока №2 ХАЕС при його відключенні від ENTSO-E.
4. Розглянути компоновальні рішення для чотирьох варіантів.
5. Розглянути питання управління, автоматики, захисту, вимірювання і контролю елементів ВРП 750 кВ
6. Розглянути питання телемеханізації та АСКОЕ.

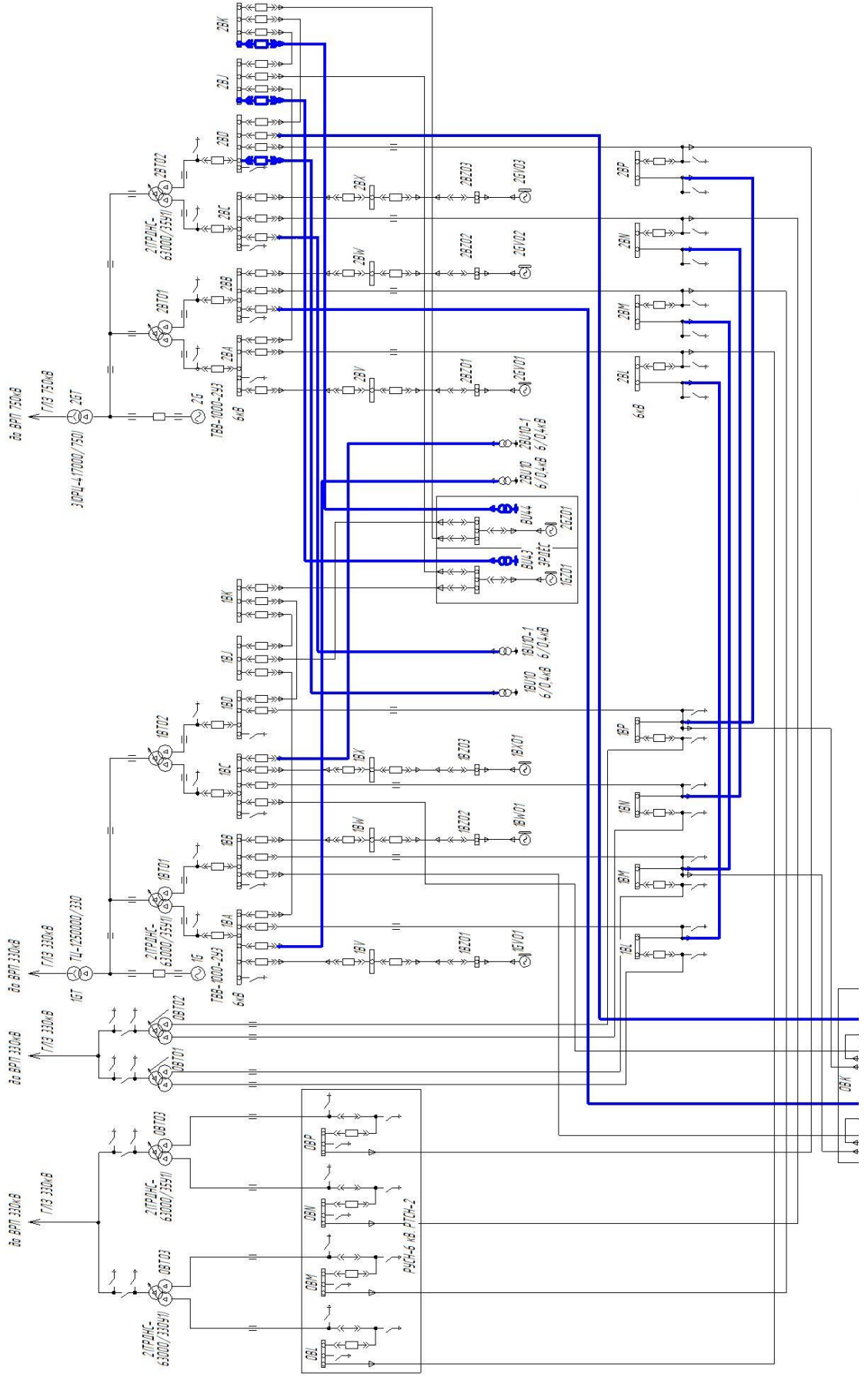


Рис.1.2 - Діюча схема ВП 6 кВ енергоблоків №1,2

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Головна схема електричних з'єднань

Передбачається реалізація схеми «Відособленої роботи енергоблока №2 ХАЕС» з метою експорту електроенергії в країни ЄС і видачею потужності в енергосистему Європейського Союзу ENTSO-E по ПЛ 750 кВ «ХАЕС-Жешув», «ХАЕС - ПС Західноукраїнська».

Передбачається розділення збірних шин ВРП 750 кВ на частини:

- видача потужності в ОЕС України;
- видача потужності в енергосистему ЄС.
- схема видачі потужності з шин ВРП 330 кВ не міняється.

Головна схема електричних з'єднань діюча показана на рис. 1.1.

2.1.1 Головна схема «Підключення до острова» Варіант 1

Згідно концепції підключення енергоблока №2 ВП ХАЕС до «Бурштинського острова» [1], передбачається розділення першої системи шин ВРП 750 кВ шляхом від'єднання шлейфів збірних шин в комірках № 6,7,8.

Передбачається виділення другої системи шин ВРП 750 кВ для ПЛ видачі потужності в енергосистему ЄС шляхом виводу з роботи вимикачів АВ03А (В-12), АВ05А (В-20).

Видача потужності ХАЕС з шин ВРП 750 кВ здійснюватиметься:

- у ОЕС України за схемою «блок автотрансформатор - через два послідовно включених вимикача АВ01А (В11), АВ04А (В21);
- у енергосистему ЄС по ПЛ ПС «Західноукраїнська» (Бурштинський енергоострів) за схемою «друга система шин - вимикач-лінія» і по ПЛ «Жешув» за схемою «два вимикачі на одне коло».

Трансформатор 3GT, що складається з трьох однофазних трансформаторів типу ОРЦ-417000/750 У1, приєднується до відокремлених ділянок першої і другої систем збірних шин ВРП 750 в комірці №10, за схемою

«два вимикачі на одне коло» гнучким лінійним зв'язком з частковим використанням проектних лінійних опор [11].

Оскільки ввід проектної ГЛЗ енергоблока №3 передбачений в комірці №11, для вводу ГЛЗ в комірці №10 знадобиться перенесення проектної опори З/К [11].

Для відділення від енергосистеми України з боку напруги 6/0,3 кВ в якості резервних трансформаторів власних потреб енергоблока №2 будуть тимчасово, до введення енергоблока №3, використані робочі трансформатори ЗВТ01, ЗВТ02 і підвищуючий трансформатор ЗГТ, передбачені в проекті будівництва енергоблоків №3,4 [2].

Трансформатори ЗВТ01, ЗВТ00 будуть підключені до обмоток 24 кВ трансформатора ЗГТ, комплектними екранованими струмопроводами.

2.1.2 Варіант 2

На відміну від варіанту 1, передбачається використання трансформаторів енергоблоку №4 – 4ГТ, ЗВТ01, 4ВТ02 з аналогічною схемою підключень.

Головна схема електричних з'єднань підключення до «Острова», варіант 2 показана на рис. 2.2.

2.1.3 Варіант 3

Передбачається перевід ПЛ 750 кВ «Західноукраїнська» в комірці №9, в якій встановлюється вимикач, монтується «косий зв'язок» з існуючим вимикачем в комірці №8. Енергоблок №2 від'єднується від першої системи шин, до якої приєднується ПЛ «Західноукраїнська-1». Створюється «півторачна» схема «Енергоблок №2 - ПЛ «Західноукраїнська». Відділення енергоблоку №2 від збірних шин ВРП 750 кВ виконується шляхом установки «секційних» роз'єднувачів, які встановлюються під збірними системами шин між комірками 6 - 7. У комірці №11 заводиться, передбачена в ТЕО будівництва енергоблоків №3,4, ГЛЗ 750 кВ від підвищуючого трансформатора

3GT [2]. Створюється «півторачна» схема трансформатор 3GT-ПЛ «ХАЕС – Жешув».

Головна схема електричних з'єднань підключення до «Острова», варіант 3 показана на рис. 2.3.

2.1.4 Варіант 4

На відміну від варіанту 3, передбачається використання трансформаторів енергоблока №4 – 4GT, 4BT01, 4BT02 з аналогічною схемою підключень.

Головна схема електричних з'єднань підключення до «Острова», варіант, 4 показана на рис. 2.4.

2.2 Схема власних потреб 6 кВ енергоблоків №1,2

Відновлюється схема робочого і резервного живлення ВП 6 кВ енергоблока №1 і допоміжних споруд, що діяла до введення в експлуатацію енергоблока №2.

Усі кабельні зв'язки 6 кВ мають бути демонтовані. Схеми електричної автоматики, приведені у відповідність з новими схемами електропостачання ВП.

Резервне живлення секцій РПВП 6 кВ нормальної експлуатації енергоблока №2 2ВА (ВВ, ВС, VD) виконується від групи робочих трансформаторів 3BT01, 3BT02 (4BT01, 4BT02), передбачених в ТЕО спорудження енергоблоків №3,4 [2]. Передбачається встановлення секцій 3BL01, 3BM01, 3BN01, 3BP01 для вводу і розподілу резервного живлення від 3BT01, 3BT02 (4BT01, 4BT02)

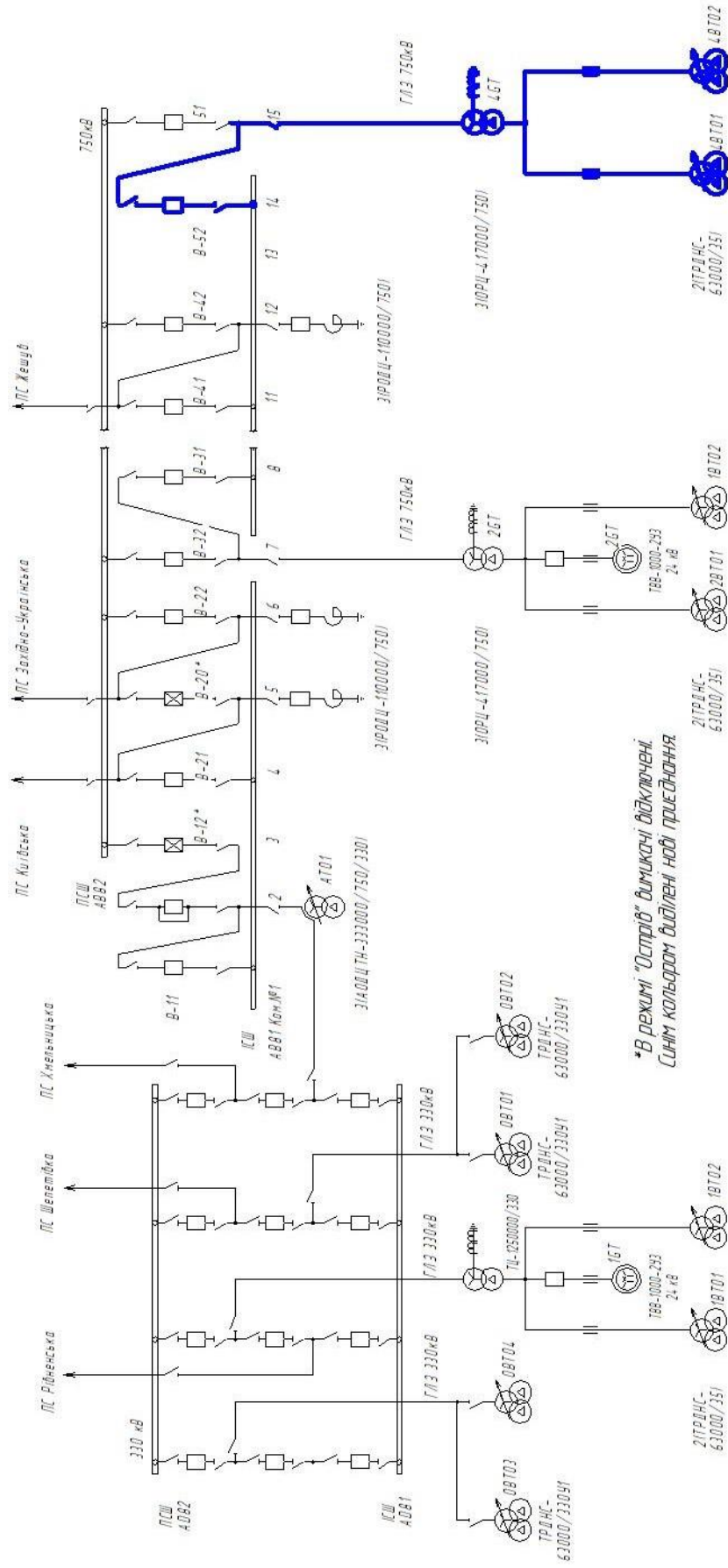


Рис.2.2 - Головна схема електричних з'єднань підключення до «Острова», варіант 2

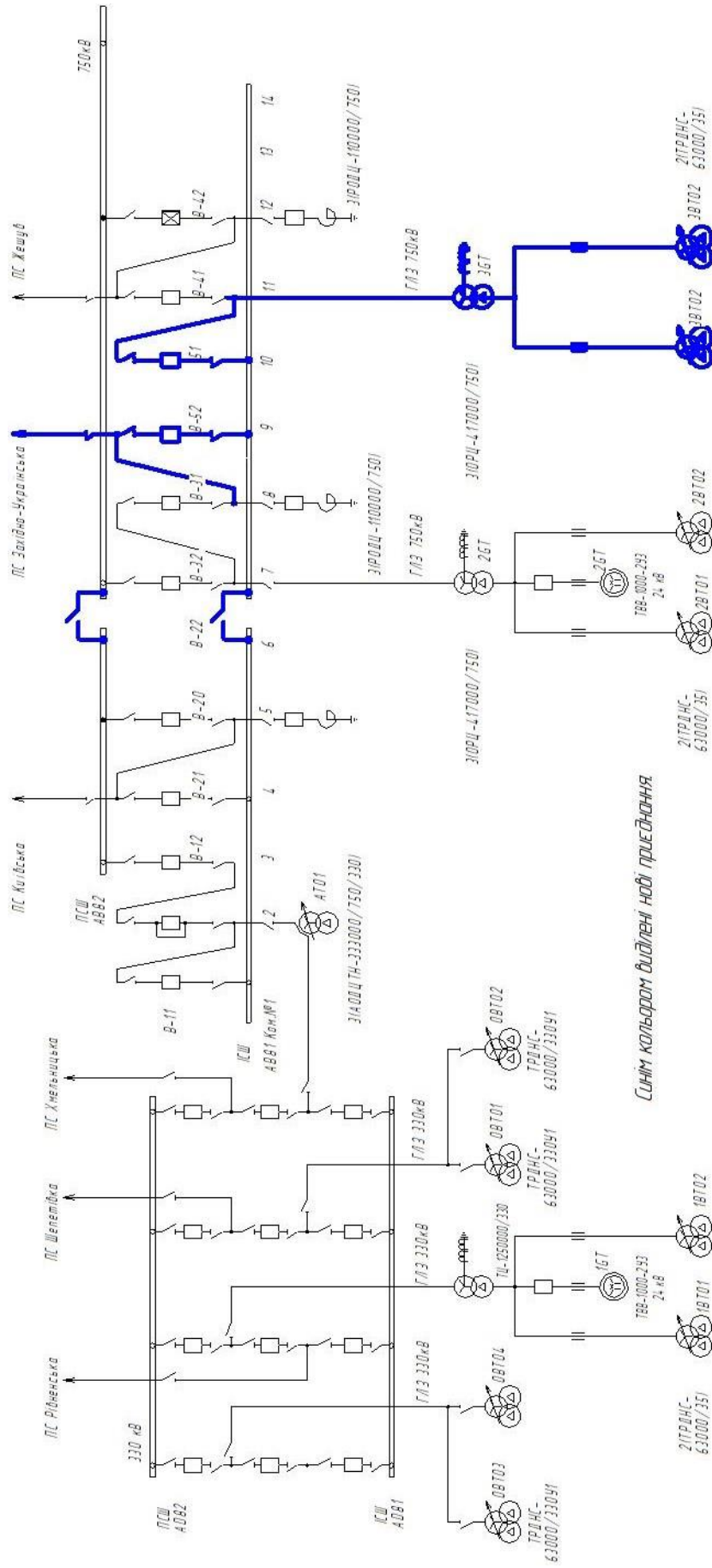


Рис.2.3 - Головна схема електричних з'єднань підключення до «Острова», варіант 3

Резервні трансформатори енергоблока №2 6/0,4 кВ 2BU10, 2BU10-1, відключаються від секцій енергоблока №1 1BA, 1BC і підключаються кабелем до секцій резервного живлення енергоблока №2 2BL01, 2BN01, через вимикачі, які використовувалися для секціонування магістралі резервного живлення 6 кВ між енергоблоками №1,2.

Резервний трансформатор головного корпусу 6/0,4 кВ 1BU10-1, відключається від секції 2BA і перемикається на секцію резервного живлення енергоблока №1-1BN01.

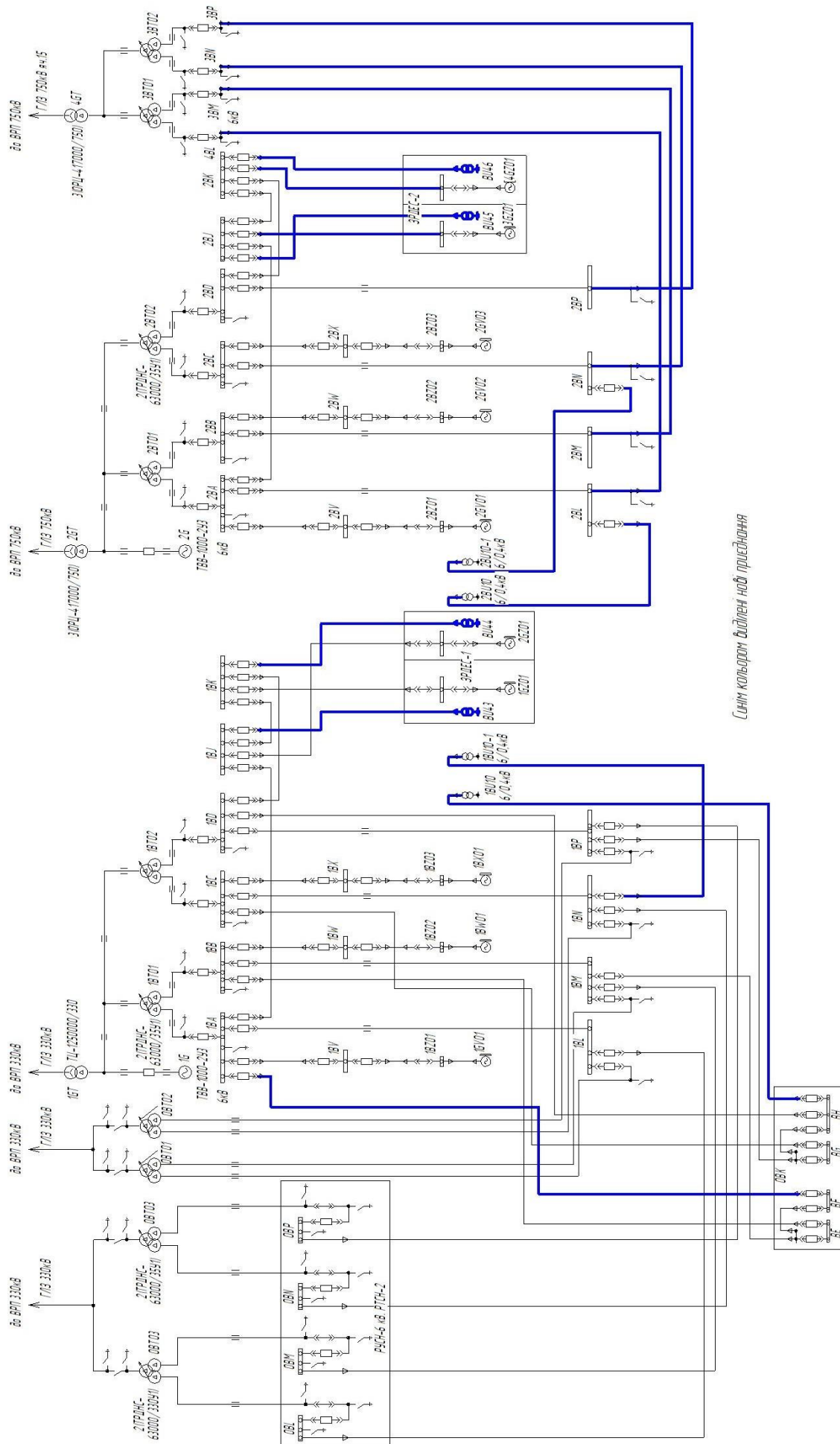
Трансформатори 6/0,4 кВ BU43, BU44 в ЗРДЕС перемикаються з секцій 2BJ, 2BK на секції 1BJ, 1BK.

Секції надійного живлення нормальної експлуатації, важливої для безпеки 2BJ, 2BK відключаються від ЗРДЕС-1 і підключаються кабелем до ЗРДЕС-2, передбаченою в [2].

Кабелі від ЗРДЕС-2 до головного корпусу енергоблока №2 прокладаються в коробах на технологічній естакаді, передбаченій в [2].

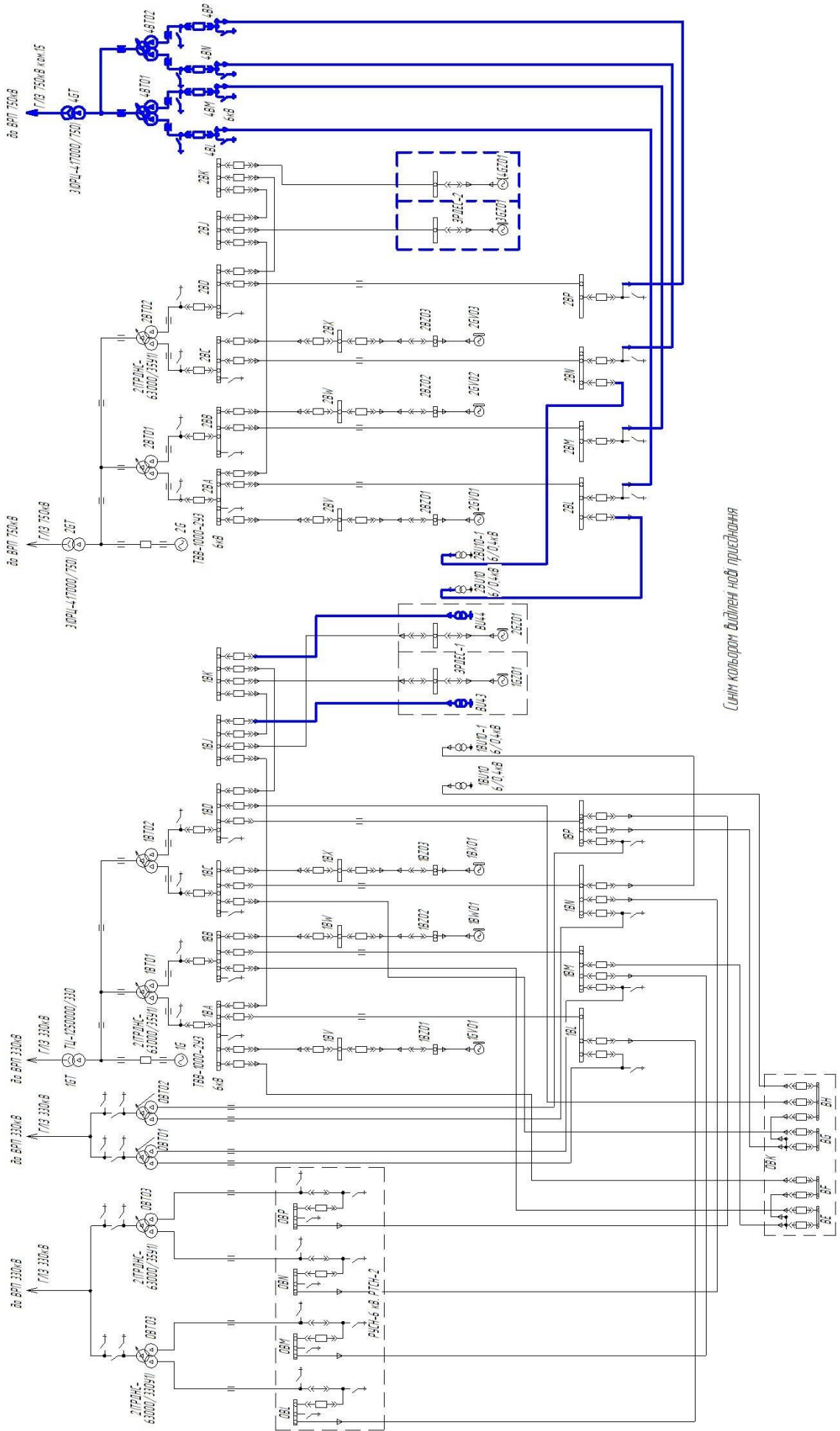
В результаті перерахованих перемикачів ліквідовуються електричні зв'язки між енергоблоками 1,2.

Схема електропостачання ВП 6 кВ підключення до «Острова» показана на рис. 1.2.



Синім кольором виділені нові приєднання

Рис.2.5 - Схема ВП 6 кВт. Підключення до «Острова», варіант 1



Синім кольором виділені нові приєднання

Рис.2.6 - Схема ВП 6 кВ. Підключення до «Острова», варіант 2

2.3 Забезпечення безпечної роботи енергоблока №1 ХАЕС при умові повного відділення енергоблока №2 від енергосистеми України

Відділення енергоблока №2 від ОЕС України не впливає на ядерну і радіаційну безпеку енергоблока №1 в усіх режимах експлуатації АЕС. Аварійна зупинка енергоблока при повному обезструмленні виконуватиметься діючими системами аварійного електропостачання і нормальної експлуатації важливої для безпеки, які відповідає нормативній документації [3], [5], [6], [7].

Пожежна безпека в діючій частині забезпечується існуючими системами пожежної безпеки. Для встановлюваних трансформаторів 3GT(4GT), 3BT01, 3BT02 (4BT01, 4BT02), передбачається автоматичне водяне пожежогасіння і вогнестійкі перегородки. У частині, що реконструюється, застосовуватимуться кабелі з ізоляцією, яка не підтримує горіння, і вогнезахисні склади, аналогічні використовуваним на діючому енергоблоці.

Безпека експлуатації і проведення ремонтних робіт повинна виконуватися в відповідності з діючими регламентами, Правилами технічної експлуатації і безпеки [13].

У зв'язку зі зміною головної схеми і схеми електропостачання ВП, в інструкції з експлуатації ХАЕС мають бути внесені відповідні зміни.

2.4 Забезпечення безпечної роботи енергоблока №2 ХАЕС при умові його повного відділення від енергосистеми України

Відділення енергоблока №2 від ОЕС України не впливає на ядерну і радіаційну безпеку енергоблока №1 в усіх режимах експлуатації АЕС, оскільки проектні основи не міняються. Діючі системи аварійного електропостачання і система нормальної експлуатації важливою для безпеки відповідає нормативній документації [3], [5], [6], [7].

Встановлювані трансформатори ЗВТ(4ВТ), ЗВТ01.02(4ВТ01,02) і секції резервного живлення відносяться до класу 4Н - елементи нормальної експлуатації АС, що не впливають на безпеку [5].

Пожежна безпека в діючій частині забезпечується існуючими системами пожежної безпеки. Для встановлених трансформаторів ЗГТ(4ГТ), ЗВТ01, ЗВТ02 (4ВТ01, 4ВТ02), передбачається автоматичне водяне пожежогасіння і вогнестійкі перегородки. У частині, що реконструюється, застосовуватимуться кабелі з ізоляцією, що не підтримує горіння, і вогнезахисні склади, аналогічні використовуваним на діючому енергоблоці.

Безпека експлуатації і проведення ремонтних робіт повинна виконуватися в відповідності з діючими регламентами, Правилами технічної експлуатації і безпеки [13].

У зв'язку зі зміною головної схеми і схеми електропостачання ВП, в інструкції з експлуатації ХАЕС мають бути внесені відповідні зміни.

2.5 Забезпечення ВП енергоблока №2 ХАЕС при його відключенні від ENTSO-E

При відключенні енергоблока №2 від ENTSO-E, спрацьовує АВР живлення від трансформаторів ЗВТ01, ЗВТ02, (4ВТ01, 4ВТ02), що виконують функції РТВП.

Робота енергоблока №2 з живленням ВП від РТВП повинна виконуватися по Технологічному регламенту безпечної роботи енергоблока №2. 2ГТ.4270.РГ-10 [14] і Інструкцією по ліквідації аварій в електричній частині ХАЕС [15], які мають бути відкориговані з урахуванням синхронної роботи енергоблока №2 ХАЕС і ENTSO-E.

2.6 Компонувальні рішення.

2.6.1 Варіант 1

Відкрита установка трансформаторів

Трансформатори 3GT, 3BT01, 3BT02 з шляхами перекочування встановлюються аналогічно трансформаторам енергоблока №2 – 2GT, 2BT01, 2BT02 з боку осі Г головного корпусу енергоблока №3. Для трансформатора 3GT (3хОРЦ-417000/750/ $\sqrt{3}$) передбачаються будівлі маслоохолоджувачів. Для усієї групи трансформаторів 3GT, 3BT01, 3BT02 передбачений загальний маслозбірник аварійного зливу олії. Між трансформаторами передбачені вогнестійкі перегородки. Для ГЛЗ і ошиновки трансформатора передбачається лінійний портал і опора ГЛЗ 750 кВ. Ошиновка трансформатора 3GT виконується дротами типу АС- 300/39 і АС-600/72.

Зв'язок трансформаторів 3GT і 3BT01, 3BT02 на стороні 24 кВ виконується комплектними пофазно-екранованими струмопроводами.

З боку 6 кВ трансформатори 3BT01, 3BT02 приєднуються комплектними екранованими струмопроводами до секцій 6 кВ, 3BL01, 3BM01, 3BN01, 3BP41, розташованими в окремій будівлі. Від секцій 3BL01, 3BM01, 3BN01, 3BP01 передбачається кабельна лінія резервного живлення секцій РПВП 6 кВ енергоблока №2. Кабелі прокладаються в оцинкованих кабельних коробах на естакаді.

Ситуаційний план і відкрита установка трансформаторів, варіант-1 показані на рис. 2.7 і рис. 2.9.

ВРП 750 кВ

По концепції [1], для підключення ГЛЗ750 кВ трансформатора 3GT передбачається устаткування комірок №9,10 з елегазовими вимикачами (експлуатаційне позначення В51, В52) і підвісними роз'єднувачами. У комірці №8 встановлюється трансформатор напруги. Перша система шин ділиться на дві частини шляхом зняття шлейфів між комірками 6-7.

Передбачається заміна обладнання, що відпрацювало свій ресурс:

- вимикачів В41, В42 типу ВНВ 750, на елегазові вимикачі типу GL318;
- вмикачі-вимикачі шунтуючих реакторів РМ -3У, РМ - Жешув типу ВО-750 У1 на елегазові вимикачі типу GL318 з пристроями синхронізації;
- маслонаповнені трансформатори струму ТТ22, ТТ31, ТТ32, ТТ40, ТТ42, ТТ ПЛ «Жешув» типу ТФРМ-750 на аналогічні трансформатори струму;
- трансформатори напруги ТН1, ТН2-«Жешув», ТН1, ТН2 «Західноукраїнська 1»;
- заміна ВЧ-загороджувачів L1, L2- «Жешув», L1, L2 «Західноукраїнська 1» ВЧ-загороджуючих тросів;

Передбачається виконання капітального ремонту шунтуючих реакторів із заміною введів 750 кВ РМ-«Жешув» і РМ-«Західноукраїнська».

План ВРП 750 кВ діючий показаний на рис. 2.10. План ВРП 750 кВ «Підключення до острова», варіант 1 показаний на рис. 2.1.

2.6.2 Варіант 2

Відкрита установка трансформаторів

Аналогічно варіанту 1 трансформатори 4GT, 4BT01, 4BT02 з шляхами перекочування встановлюються з боку осі Г головного корпусу енергоблока №4. Для трансформатора 4GT (3хОРЦ-417000/750/ $\sqrt{3}$) передбачаються будівлі маслоохолоджувачів. Для усієї групи трансформаторів 4GT, 4BT01, 4BT02 передбачений загальний маслзбірник аварійного зливу масла. Між трансформаторами передбачені вогнетривкі перегородки. Для ГЛЗ і ошиновки трансформатора передбачається лінійний портал і опора ГЛЗ 750 кВ. Ошиновка трансформатора 4GT виконується дротами типу АС-300/39 і АС-600/72.

Зв'язок трансформаторів 4GT і 4BT01, 4BT02 на стороні 24 кВ виконується комплектними пофазно-екрануючими струмопроводами.

З боку 6 кВ трансформатори 4BT01, 4BT02 приєднуються комплектними екранованими струмопроводами до секцій 6 кВ, 4BL01, 4BM01, 4BN01, 4BP01, розташованими в окремій будівлі. Від секцій 4BL01, 4BM01, 4BN01, 4BP01 передбачається кабельна лінія резервного живлення секцій РПВП 6 кВ енергоблока №2. Кабелі прокладаються в оцинкованих кабельних коробах на естакаді.

Відкрита установка трансформаторів, варіант-2 показані на рис. 2.9.

ВРП 750 кВ

Для підключення ГЛ3750 кВ трансформатора 4GT передбачається устаткування осередків №14,15 з елегазовими вимикачами (експлуатаційне позначення В51, В52) і підвісними роз'єднувачами. У комірці №8 встановлюється трансформатор напруги.

Перша система шин ділиться на дві частини шляхом зняття шлейфів між комірками 6-7.

Заміна обладнання, що виробило ресурс, аналогічна варіанту 1.

План ВРП 750 кВ, «Підключення до острова», варіант 2, показаний на рис. 2.12.

2.6.3 Варіант 3

Відкрита установка трансформаторів

Приймається по варіанту 1.

ВРП 750 кВ

Передбачається перемикання ПЛ «ХАЕС - Західноукраїнська» з комірки №5 в комірку №9 з перекочуванням за типом ТФРМ-750 У1. Комплект трансформаторів напруги, ВЧ-загороджувачів і ОПН. Між комірками 8-9 монтується гнучкий зв'язок. Таким чином, створюється «півторачна» схема енергоблок №2-ПЛ «Західноукраїнська» з вимикачами В30, В31, В31 типу GL318.

У колі компенсуючого реактора встановлюється елегазовий вимикач типу GL318 з пристроєм синхронізації. Для компенсуючого реактора передбачається маслосбірник і водяне пожежогасіння.

ГЛЗ 750 кВ трансформатора 3GT заводиться в комірку №11. У комірку №10 встановлюється вимикач В41 типу GL318, підвісні роз'єднувачі типу РПД-750 У1, трансформатори струму типу ТФРМ-750 У1. Між комірками 10-11 монтується «косий» зв'язок. Таким чином, створюється «півторачна» схема трансформатор 3GT - ПЛ «ХАЕС - Жешув» з вимикачами В40, В41, В42 типу GL318. Розділення першої і другої систем шин виконується шляхом установки опорних роз'єднувачів типу РПГ-750-3150 У1 в комірку №6.

Заміна устаткування, що виробило ресурс аналогічна варіанту 1.

План ВРП 750 кВ, «Підключення до острова», варіант 3 показаний на 2.13.

2.6.4 Варіант 4

Відкрита установка трансформаторів

Приймається по варіанту 1.

ВРП 750 кВ

Перемикання ПЛ «ХАЕС - Західноукраїнська» і розділення системи збірних шин 750 кВ виконується аналогічно варіанту №3. Заміна обладнання, що виробило ресурс, аналогічна варіанту 1.

ГЛЗ 750 кВ від трансформатора 4GT заводиться в комірку №15 аналогічно варіанту 2. Передбачається обладнання комірок №14,15 з елегазовими вимикачами (експлуатаційне позначення В51, В52) і підвісними роз'єднувачами. Створюється схема «два вимикача на одне коло».

Заміна устаткування, що виробило ресурс, аналогічна варіанту 10.

План ВРП 750 кВ, «Підключення до острова», варіант 4 показаний на рис. 2.14.

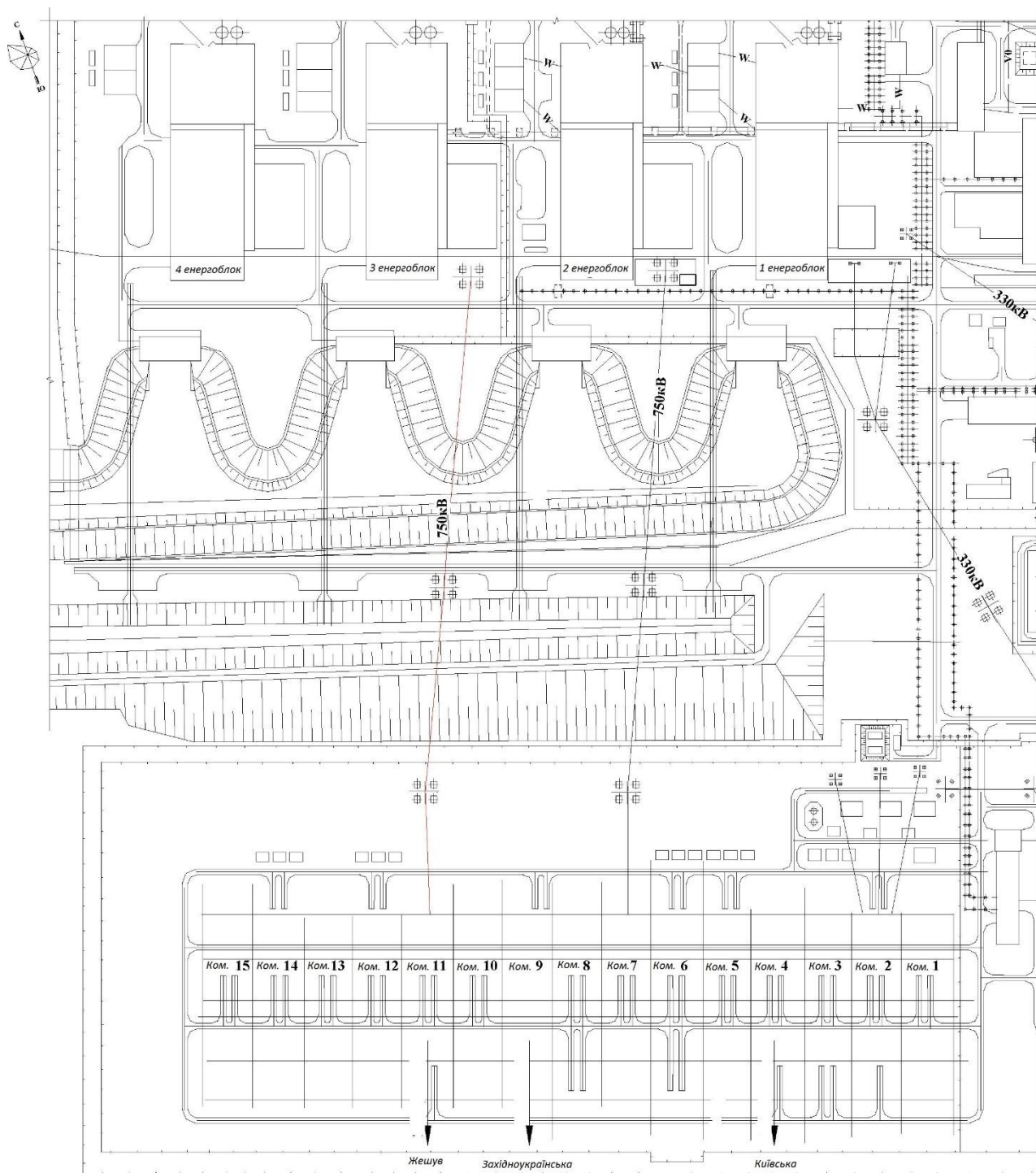


Рис. 2.7 – Ситуаційний план. “підключення до острова”. Варіант 1

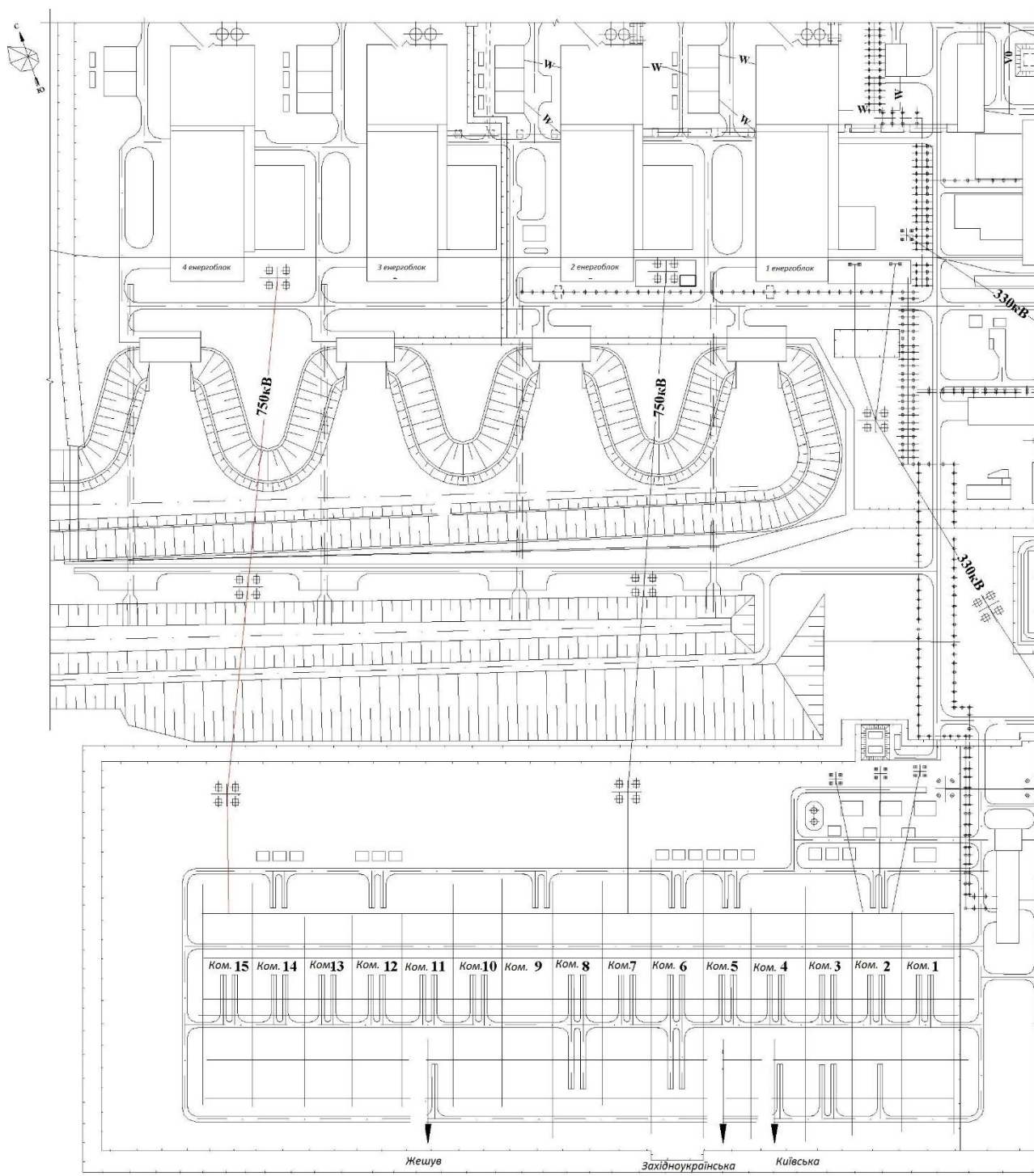
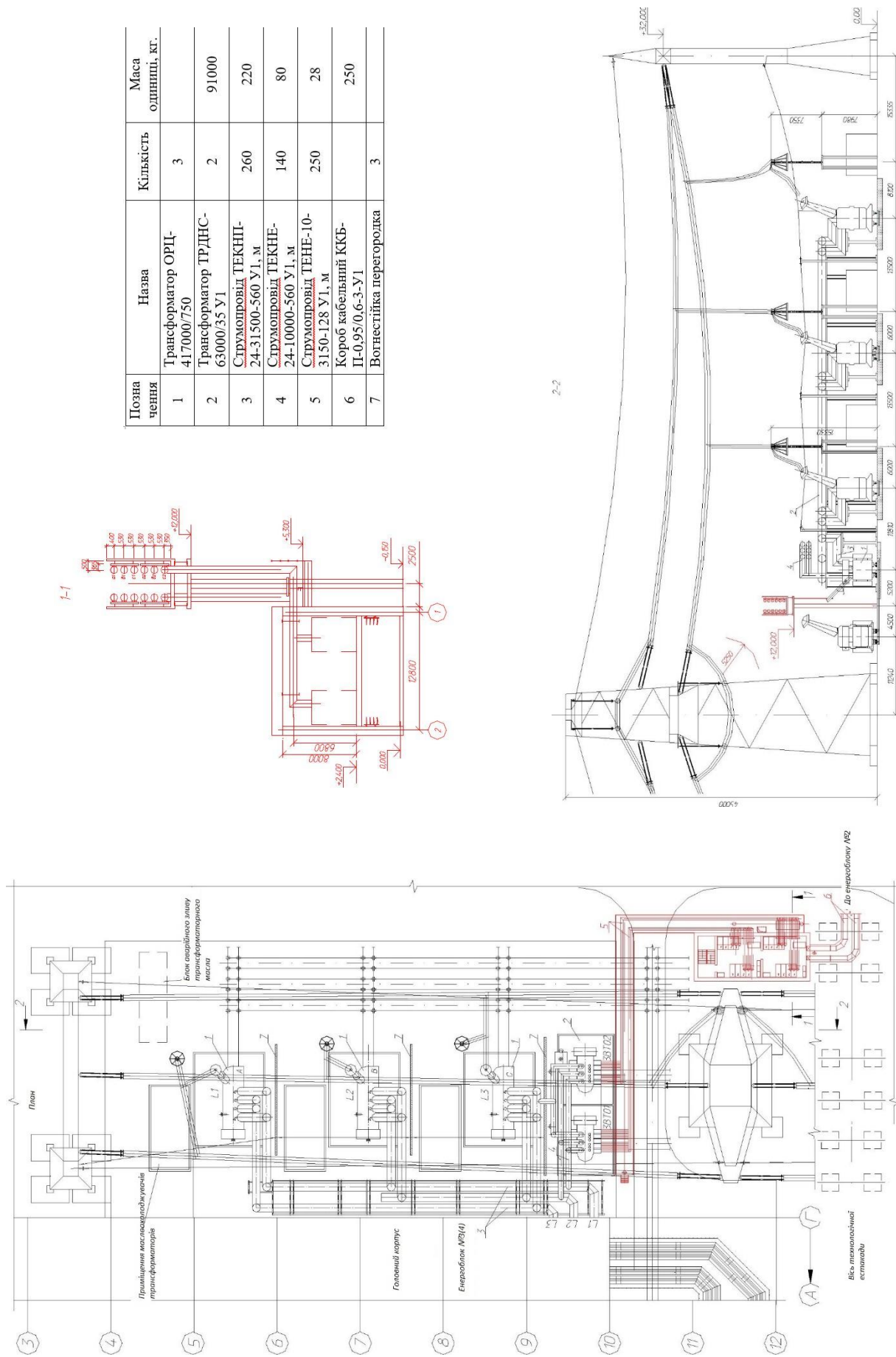


Рис. 2.8 – Ситуаційний план. “підключення до острова”. Варіант 2



Позначення	Назва	Кількість	Маса одиниці, кг.
1	Трансформатор ОРЦ-417000/750	3	91000
2	Трансформатор ТРДНС-63000/35 У1	2	220
3	Струмопровід ТЕКНП-24-31500-560 У1, м	140	80
4	Струмопровід ТЕКНЕ-24-10000-560 У1, м	250	28
5	Струмопровід ПЕНЕ-10-3150-128 У1, м	250	250
6	Короб кабельний ККБ-П-0,95/0,6-3-У1	3	
7	Вогнестійка перегородка	3	

Рис.2.9 – Відкрита установка трансформаторів. Підключення до «Острова»

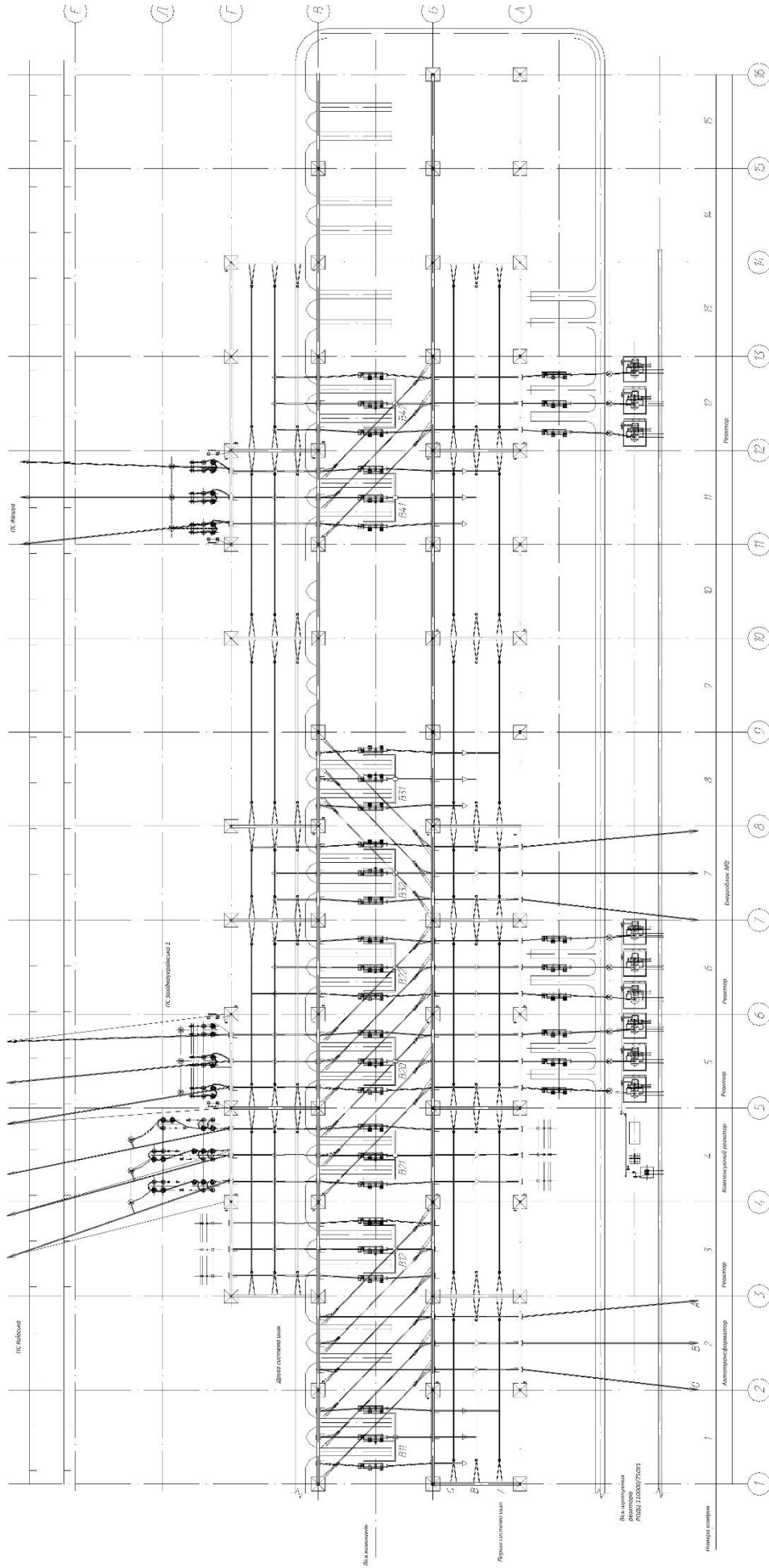


Рис.2.10 – План ВРП-750кВ діючий

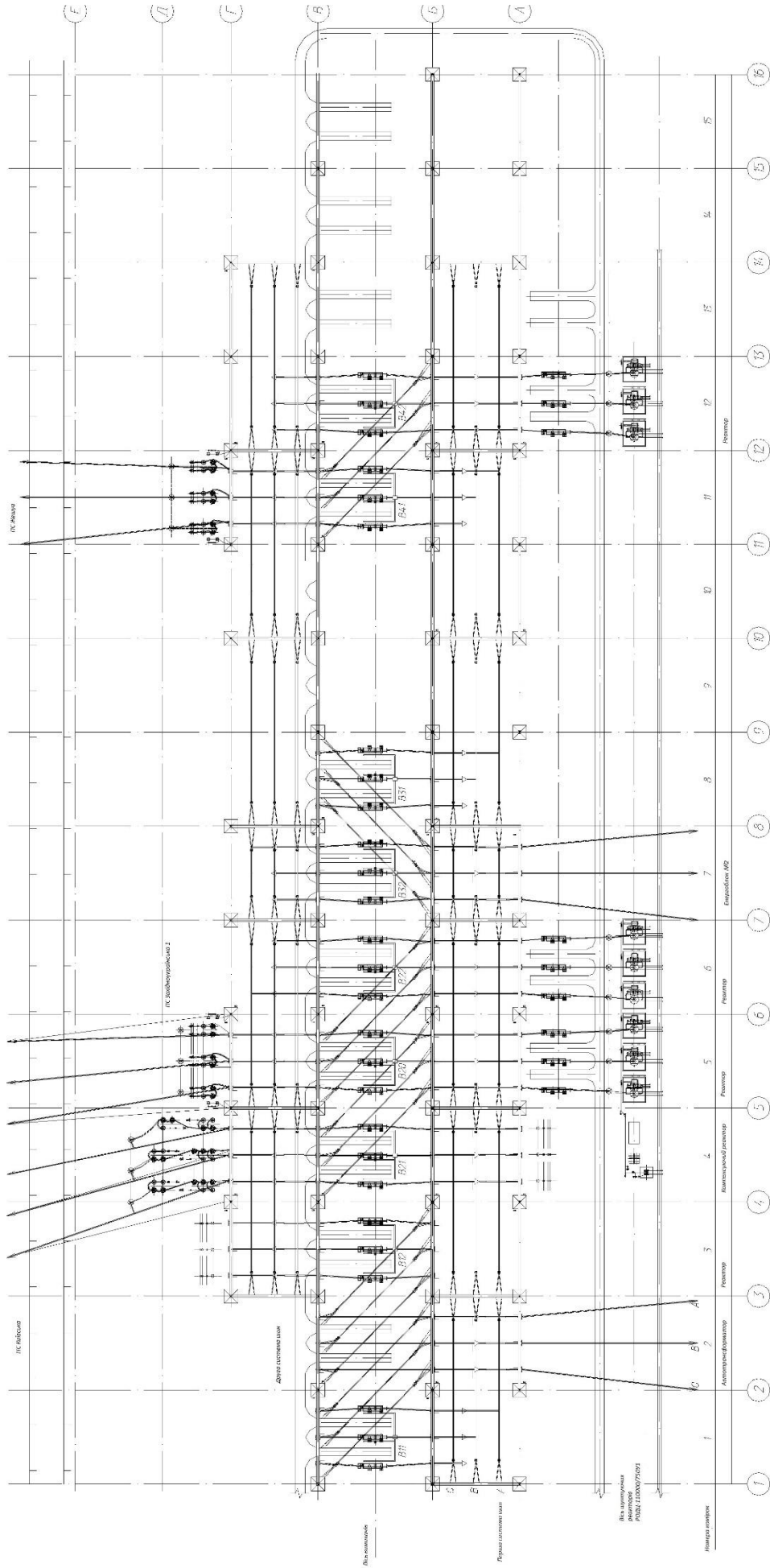


Рис.2.11 – План ВРП-750кВ. “ Підключення до острова” . Варіант 1

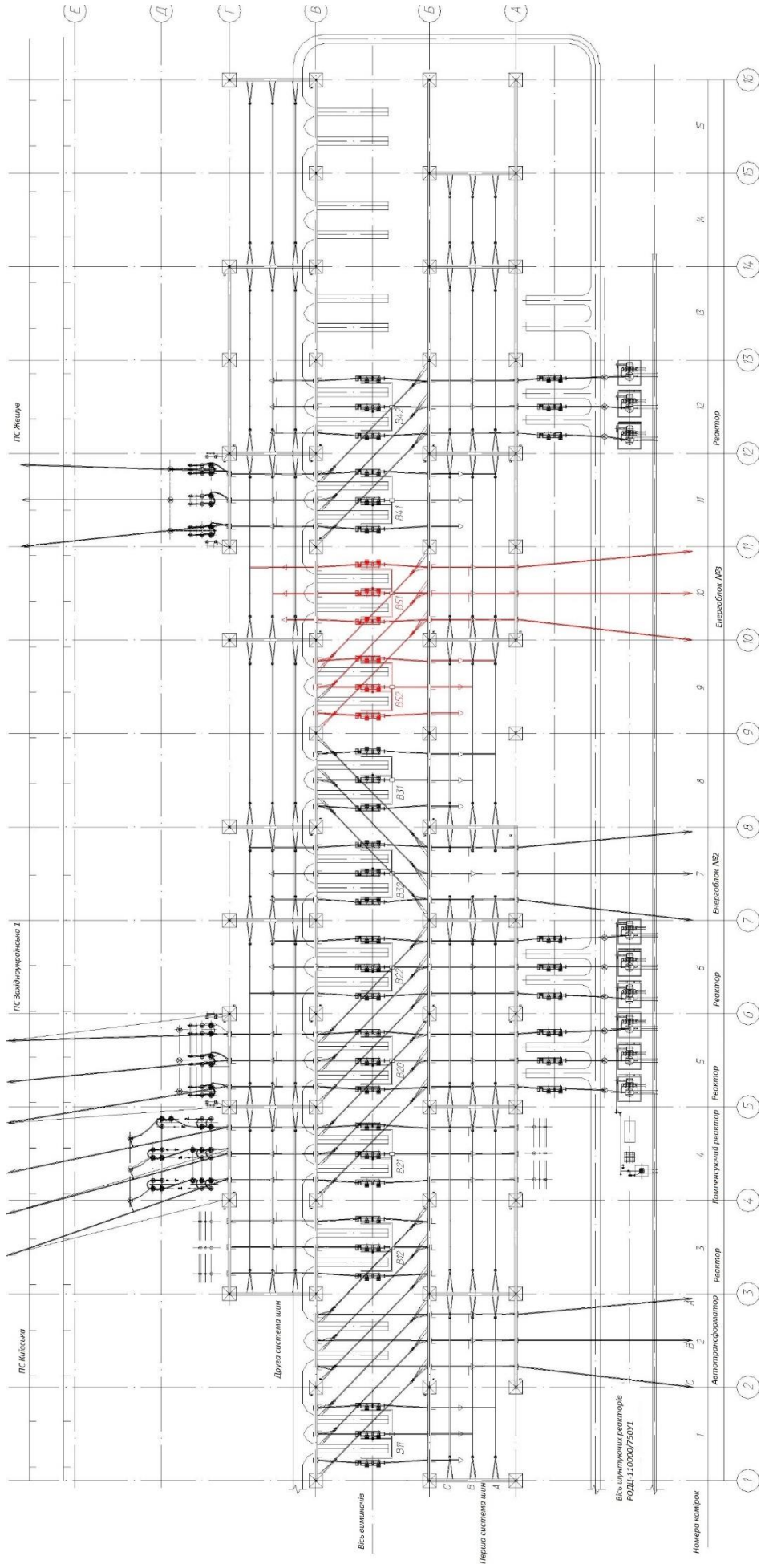


Рис.2.12 – План ВРП-750кВ. “ Підключення до острова” . Варіант 2

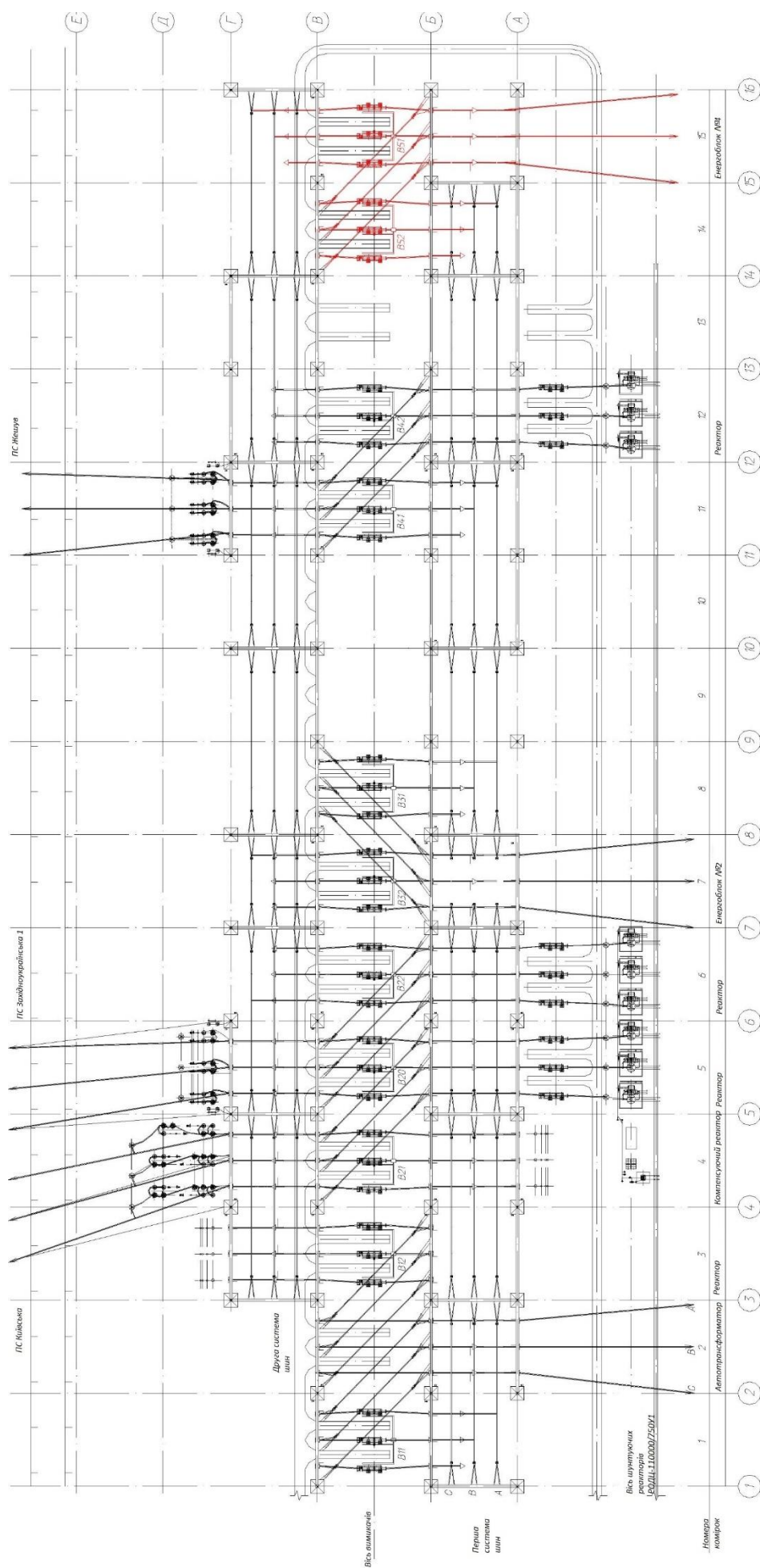


Рис.2.13 – План ВРП-750кВ. “ Підключення до острова” . Варіант 3

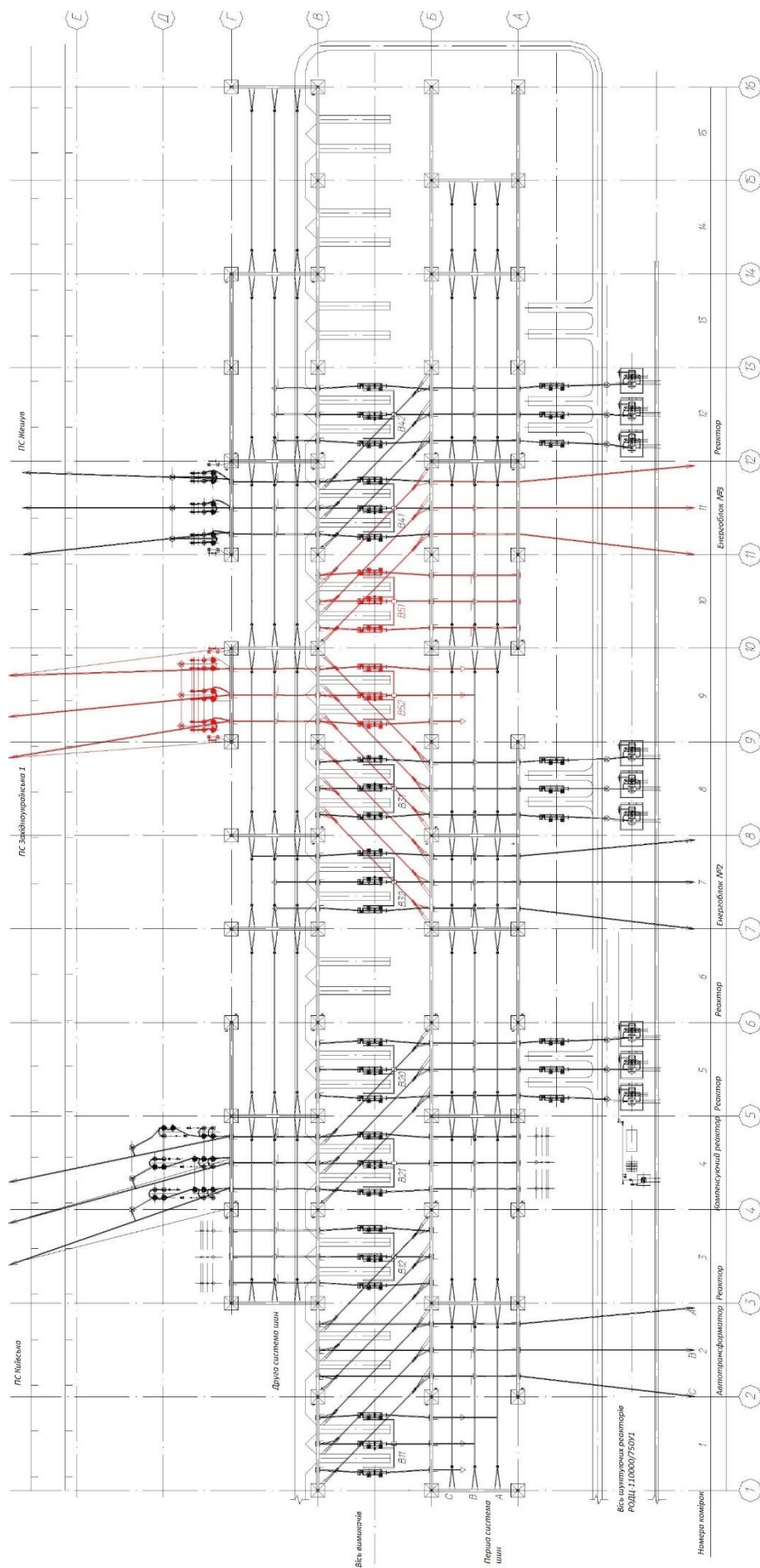


Рис.2.14 – План ВРП-750кВ. “ Підключення до острова” . Варіант 4

2.7 Висновки до розділу

1. Запропоновано чотири варіанти головної схеми підключення енергоблоку №2 до Бурштинського острова.

В першому варіанті пропонується розділити першу систему шин ВРП 750 кВ шляхом від'єднання шлейфів збірних шин в комірках № 6,7,8. Видача потужності ХАЕС з шин ВРП 750 кВ здійснюватиметься: у ОЕС України за схемою «блок автотрансформатор - через два послідовно включених вимикача; у енергосистему ЄС по ПЛ ПС «Західноукраїнська» (Бурштинський енергоострів) за схемою «друга система шин - вимикач-лінія» і по ПЛ «Жешув» за схемою «два вимикачі на одне коло». Трансформатор 3GT, що складається з трьох однофазних трансформаторів типу ОРЦ-417000/750 У1, приєднується до відокремлених ділянок першої і другої систем збірних шин ВРП 750 в комірці №10, за схемою «два вимикачі на одне коло» гнучким лінійним зв'язком з частковим використанням проектних лінійних опор.

В другому варіанті передбачається використання трансформаторів енергоблоку №4 – 4GT, 3BT01, 4BT02 з аналогічною схемою підключень.

В третьому варіанті передбачається перевід ПЛ 750 кВ «Західноукраїнська» в комірку №9, в якій встановлюється вимикач, монтується «косий зв'язок» з існуючим вимикачем в комірку №8. Енергоблок №2 від'єднується від першої системи шин, до якої приєднується ПЛ «Західноукраїнська-1». Створюється «півторачна» схема «Енергоблок №2 - ПЛ «Західноукраїнська». Відділення енергоблоку №2 від збірних шин ВРП 750 кВ виконується шляхом установки «секційних» роз'єднувачів, які встановлюються під збірними системами шин між комірками 6 - 7. У комірку №11 заводиться, передбачена в ТЕО будівництва енергоблоків №3,4, ГЛЗ 750 кВ від підвищуючого трансформатора 3GT. Створюється «півторачна» схема трансформатор 3GT-ПЛ «ХАЕС – Жешув».

В четвертому варіанті передбачається використання трансформаторів енергоблоку №4 – 4GT, 4BT01, 4BT02 з аналогічною схемою підключень.

2. Запропоновано два варіанти схем власних потреб 6 кВ енергоблоків №1,2
3. Розглянуто забезпечення безпечної роботи енергоблока №1 ХАЕС при умові повного відділення енергоблока №2 від енергосистеми України; забезпечення безпечної роботи енергоблока №2 ХАЕС при умові його повного відділення від енергосистеми України; забезпечення ВП енергоблока №2 ХАЕС при його відключенні від ENTSO-E.
4. Розглянуті компоновальні рішення для чотирьох варіантів.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Управління, автоматика, захист, вимірювання і контроль елементів ВРП 750 кВ

Об'єм управління, автоматики, захисту, контролю і вимірювань елементів ВРП 750 кВ в об'ємі підключення енергоблока №1 до Бурштинського енергоострову повинен відповідати ПУЕ [10], Правилам технологічного проектування АС [3] і вимогам заводів-виробників електроустаткування.

Кола управління, автоматики, захисту, контролю і вимірювань елементів головної схеми видачі потужності ВРП 750 кВ відносяться до третього класу відповідно до [5].

3.1.1 Центральний щит управління

Управління і контроль за роботою загально-станційного електротехнічного обладнання ХАЕС включаючи елементи ВРП 330 кВ і ВРП 750 кВ, передбачається з центрального щита управління (ЦЩУ), розташованого у будівлі ЛБК.

Управління і контроль здійснюється з панелей управління ЦЩУ, виконаних із застосуванням традиційних технічних засобів - перемикачів, ламп, табло сигналізації, вимірювальних приладів та ін., встановлених на панелях оперативного і неоперативного контурів. Управління елементами 750 кВ передбачається з панелей ЦЩУ:

1. з панелі №9:

- вимикачами АВ01А (В-11) і АВ03А (В-12) автотрансформатора 330/750 кВ АТ01;
- роз'єднувачем вузла примикання автотрансформатора 330/750 кВ АТ01;
- вимикачами АВ04А (В-21), АВ05А (В-20) і АВ06А (В-22) ПЛ 750 кВ «ХАЕС-Київська» і ПЛ 750 кВ »ХАЕС – Західноукраїнська»;

- роз'єднувачем вузла примикання ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Київська»;
 - роз'єднувачем вузла примикання ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська»;
 - вимикачем АВ04А01 ШР ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Київська»;
 - вимикачем АВ06А01 ШР ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська»;
2. з панелі №10:
- вимикачами АВ09А (В51) і АВ10А (В-52) блоку генератор-трансформатор 2ГТ енергоблока №2;
 - роз'єднувачем вузла примикання блоку генератор-трансформатор 2ГТ енергоблоку №2;
3. з панелі №11:
- вимикачами АВ11А (В-40) і АВ12А (В-42) ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув»;
 - роз'єднувачем вузла примикання ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув»;
 - вимикачем АВ12А01 ШР ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув».

На панелі №11 передбачені резерви для:

- вимикачів АВ09А і АВ10А блоку генератор-трансформатор 3ГТ;
- роз'єднувача вузла примикання блоку генератор-трансформатор 3ГТ;
- вимикачів АВ14А і АВ15А блоку генератор-трансформатор 4ГТ;
- роз'єднувача вузла примикання блоку генератор-трансформатор 4ГТ;
- вимикачів ПЛ 750 кВ;
- вимикача ШР ПЛ 750 кВ.

Управління елементами 330 кВ передбачається з існуючих панелей ЦЩУ:

1. з панелі №5:

- вимикачами АД06А01 (В-101), АД06А02 (В-100), АД06А03 (В-103)

РТВП 330/6,3-6,3 кВ ОВТ03, ОВТ04;

- роз'єднувачем вузла примикання РТВП 330/6,3-6,3 кВ ОВТ03, ОВТ04;

2. з панелі №6:

- вимикачами АД04А03 (В-92), АД04А02 (В-90) блоку генератор-трансформатор 1ГТ;

- роз'єднувачем вузла примикання блоку генератор-трансформатор 1GT;
- вимикачами AD04A01 (B-91), AD04A02 (B-90) ПЛ 330 кВ «ХАЕС - Рівне»;
- роз'єднувачем вузла примикання ПЛ 330 кВ «ХАЕС - Рівне»;
- вимикачами AD04A03 (B-92), AD04A02 (B-90) ПЛ 330 кВ «ХАЕС – Шепетівка»;
- роз'єднувачем вузла примикання ПЛ 330 кВ «ХАЕС - Шепетівка»;
- вимикачами AD02A01 (B-81), AD02A02 (B-80) РТВП 330/6,3-6,3 кВ ОВТ01, ОВТ02;
- роз'єднувачем вузла примикання РТВП 330/6,3-6,3 кВ ОВТ01, ОВТ02;
- вимикачами AD01A03 (B-72), AD01A02 (B-70) ПЛ 330 кВ «ХАЕС - Хмельницька»;
- роз'єднувачем вузла примикання ПЛ 330 кВ «ХАЕС - Хмельницька»;
- вимикачами AD01A01 (B-71), AD01A02 (B-70) автотрансформатора 330/750 кВ АТ01;
- роз'єднувачем вузла примикання автотрансформатора 330/750 кВ АТ01.

Управління вимикачами вводів на магістралі резервного живлення 6 кВ і секційними вимикачами магістралей резервного живлення 6 кВ передбачається з існуючих панелей ЦЩУ:

3. з панелі №17: вимикачів РТВП 330/6,3-6,3 кВ ОВТ01, ОВТ02;
4. з панелі №18: вимикачів РТВП 330/6,3-6,3 кВ ОВТ03, ОВТ04.

На панелях ЦЩУ для елементів ВРП 750 і 330 кВ сторони 6 кВ РТВП 330/6,3-6,3 кВ ОВТ01, ОВТ02, ОВТ03 і ОВТ04 передбачений контроль електричних параметрів, виконана сигналізація положення елементів, індивідуальна сигналізація аварійного відключення елементів, попереджувальна сигналізація відхилення від нормального режиму роботи електротехнічного устаткування, центральна звукова сигналізація. Враховуючи наявність на панелях управління декількох монтажних одиниць, сигналізація елементів ВРП 330 кВ і ВРП 750 кВ виконана «по вибору».

Згідно Нормами технологічного проектування АЕС [3], дистанційне відключення усіх роз'єднувачів вузлів примикання енергоблоків, ПЛ 330 і 750 кВ виконується з відповідної панелі ЦЩУ, включення - оперативним персоналом за місцем, з шафи управління приводом роз'єднувача.

Відповідно до [17], кола управління і сигналізації усіх вимикачів 750 кВ виконуються на постійному оперативному струмі напругою 220 В від двох існуючих акумуляторних батарей БВС ВРП 750 кВ.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1 і 2 необхідна реконструкція кіл управління і контролю вимикачів ВРП 750 кВ АВ06А (В-22), АВ09А (В-51) і АВ10А (В-52) і АВ11А (В-40) і АВ12А (В-42) на панелях ЦЩУ №9, №10 і №11. Об'єм коригування включає зміни у зв'язку із заміною існуючих вимикачів на елегазові, а також зміни в зв'язку заміною пристроїв РЗА.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 3 і 4 необхідна реконструкція кіл управління і контролю вимикачів ВРП 750 кВ АВ04А (В-21), АВ05А (В-20), АВ06А (В-22), АВ09А (В-51), АВ10А (В-52), АВ11А (В-40) і АВ12А (В-42) на панелях ЦЩУ №9, №10 і №11. Об'єм коригування включає зміни у зв'язку із заміною існуючих вимикачів на елегазові, а також зміни в зв'язку заміною пристроїв РЗА.

3.1.2 Вимірювання

Для елементів головної схеми ВРП 330 і ВРП 750 кВ передбачається вимірювання електричних величин відповідно до ПУЕ [10], з відображенням їх на панелях ЦЩУ.

У терміналах управління вимикачами 750 кВ на дисплей виводяться покази величин U , I , P , Q , $\cos\phi$ (однофазні і трифазні), передача яких передбачена на робоче місце начальника зміни станції.

Для інформації про роботу генераторів енергоблоків на панелях управління передбачуються вимірювальні прилади, що показують активну і реактивну потужності генераторів.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1, 2, 3 і 4 додатково потрібна установка на фасаді панелі №11 ЦЩУ приладу якості електроенергії, що передається в енергосистему Європейського Союзу ENTSO-E, і зверху цієї панелі - два великогабаритні цифрові табло для відображення частоти в енергосистемі ENTSO-E і активній потужності генератора енергоблока №2. Також потрібна заміна існуючих вимірювальних перетворювачів на сучасні цифрові перетворювачі.

3.1.3 Синхронізація

Відповідно до ПУЕ [10], включення генератора енергоблока №2 на паралельну роботу з енергосистемою робиться одним з наступних способів: точною синхронізацією (ручною, напівавтоматичною) і автоматичною.

Для генератора енергоблока №2, як основний спосіб включення на паралельну роботу в нормальному режимі, передбачається спосіб точної автоматичної синхронізації з блокуванням від несинхронного включення, і виконується з БЩУ при пуску енергоблока.

На ЦЩУ передбачені пристрої, що дозволяють включити генератори енергоблоків №1,2, вимикачі автотрансформатора зв'язку і вимикачі ПЛ 330 і 750 кВ на паралельну роботу з енергосистемою із застосуванням пристрою для напівавтоматичної або ручної точної синхронізації. Апаратура ручної і напівавтоматичної точної синхронізації встановлена на панелі неоперативного контуру ЦЩУ, колонка синхронізації - збоку ряду оперативних панелей, з лівого боку панелі №2.

Елегазові вимикачі 750 кВ типу GL318 фірми Areva, встановлені в комплекті з автоматичним синхронізатором типу SYN5202, забезпечують процес точної автоматичної синхронізації цих вимикачів.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1, 2, 3 і 4 потрібна реконструкцію кіл організації синхронізації елементів ВРП 750 кВ, з установкою однієї нової панелі апаратури

синхронізації, заміні існуючої панелі апаратури синхронізації і установці додаткової колонки синхронізації.

3.1.4 Релейний захист і електрична автоматика

Релейний захист і електрична автоматика призначені для автоматичного виявлення коротких замикань, замикань на землю і інших неприпустимих режимів роботи устаткування електричних систем, які можуть привести до їх ушкодження, відключення ушкоджень, локалізації ушкоджень в електричних системах, і забезпечення надійності електропостачання.

Релейний захист і лінійна автоматика елементів ВРП 750 кВ виконана в відповідності з ПУЕ [10] і рішеннями, прийнятими в об'єднаній енергосистемі України відносно структури РЗА елементів 750 кВ, реалізована на мікроелектронній і мікропроцесорній (МП) елементній базі.

Релейний захист елементів ВРП 750 кВ задовольняє вимогам швидкодії, селективності, чутливості і надійності, також передбачені наступні види резервування:

- ближнє резервування;
- дальнє резервування.

Інформація про спрацьовування пристроїв РЗА видається в ІДК «Регіна».

Відповідно до Норм технологічного проектування АЕС [3] кола релейного захисту і автоматики виконані на постійному оперативному струмі напругою 220 В від двох існуючих акумуляторних батарей БВС ВРП 750 кВ.

Згідно з Нормами технологічного проектування АЕС [3], робоча документація по релейному захисті мережевих і системних елементів ВРП 750 кВ АЕС виконана на основі розрахунків і принципівих схем релейного захисту інституту «Укрмержепроект», узгоджених ними з НЕК «Укренерго».

Панелі релейного захисту і лінійної автоматики елементів ВРП 750 і 330 кВ розташовуються у блоці допоміжних споруд (БДС) ВРП 330/750 кВ.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» і включенні на паралельну роботу з енергосистемою ENTSO-E транзиту 750 кВ

«Жешув» (Польща) - Хмельницька АЕС - ПС «Західноукраїнська», залежно від варіантів, має бути виконана реконструкція релейного захисту і лінійної автоматики:

- ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув»;
- ШР 750 кВ ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув»;
- ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська»;
- ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Київська»;
- ШР 750 кВ ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська»;
- систем шин 750 кВ.

При реконструкції для забезпечення надійності роботи енергосистеми, збереження стійкості електропередачі 750 кВ, запобігання ушкодженню основного устаткування, досягнення обмеження розміру аварії і мінімального погашення споживачів, мають бути встановлені швидкодіючі пристрої релейного захисту і лінійної автоматики на базі мікропроцесорних терміналів.

3.1.4.1 Релейний захист ПЛ 750 кВ ХАЕС - Жешув

Існуючий захист ПЛ 750 кВ ХАЕС - Жешув виконаний на базі пристроїв РЗА (на інтегральних мікросхемах) типу ПДЕ-2001, ПДЕ-2002, ПДЕ-2003, ПДЕ-2004, ПДЕ-2005 і ПДЕ- 2006, що вичерпали свій термін експлуатації.

На ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув» передбачається заміна існуючих захистів на комплекс мікропроцесорних захистів: основний високочастотний (в.ч.) захист і два резервних захисти.

Дія основної і резервної захистів передбачається на різні електромагніти відключення (основний і резервний) лінійних вимикачів 750 кВ.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1, 2, 3 і 4 потрібна вказана реконструкція кіл релейного захисту ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув».

3.1.4.2 Релейний захист шунтуючого реактора ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув»

Існуючий захист ШР ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув» виконаний на базі пристроїв РЗА (на інтегральних мікросхемах) типу ПДЕ-2001, ПДЕ-2002, ПДЕ-2003, ПДЕ-2004, ПДЕ- 2005 і ПДЕ-2006, що вичерпали свій термін експлуатації.

Для шунтуючого реактора ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув» має бути релейний захист в наступному об'ємі:

- два взаємнодублюючі мікропроцесорних пристрої, в яких повинні конфігуруватися:
 1. подовжній і поперечний дифзахист реактора;
 2. УРОВ нового вимикача ШР 750 кВ;
 3. автоматика шунтуючого реактора (АШР);
 4. автоматика управління електромагнітами відключення і включення вимикача ШР (АУВ).
 5. газовий захист;
 6. облаштування контролю ізоляції високовольтних вводів 750 кВ типу КІВ-500Р.

При цьому пристрої захисту і автоматики, додатково створені в кожному з МП терміналів, а також газовий захист і КІВ-500Р діють через додаткові вихідні електромеханічні реле на обидва електромагніти відключення вимикача 750 кВ шунтуючих реакторів.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1, 2, 3 і 4 потрібно вказану реконструкцію кіл релейного захисту ШР ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув».

3.1.4.3 Релейний захист ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська»

Існуючий захист ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська» виконана на базі пристроїв РЗА (на інтегральних мікросхемах) типу ПДЕ-2001, ПДЕ-2002, ПДЕ-2003, ПДЕ-2004, ПДЕ-2005 і ПДЕ-2006, що вичерпали свій термін експлуатації.

На ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська» передбачається заміна основної і резервних захистів на мікропроцесорний основний в.ч. захист і два мікропроцесорні резервні захисти. Дія основної і резервного захисту передбачається на різні електромагніти відключення (основний і резервний) лінійних вимикачів 750 кВ.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1, 2, 3 і 4 потрібно вказану реконструкцію кіл релейного захисту ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська».

3.1.4.4 Релейний захист шунтуючого реактора ПЛ 750 кВ ХАЕС - Західноукраїнська

Існуючий захист ШР ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська» виконана на базі пристроїв РЗА (на інтегральних мікросхемах) типу ПДЕ-2001, ПДЕ-2002, ПДЕ-2003, ПДЕ-2004, ПДЕ-2005 і ПДЕ-2006, що вичерпали свій термін експлуатації.

Для шунтуючого реактора ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська» має бути релейний захист в наступному об'ємі:

1. два взаємно дублюючих мікропроцесорних пристроїв, в яких повинні конфігуруватися:
 - подовжній і поперечний дифзахисти реактора;
 - УРОВ нового вимикача ШР 750 кВ;
 - автоматика шунтуючого реактора (АШР);
 - автоматика управління електромагнітами відключення і включення вимикача ШР (АУВ).
 - газовий захист;
 - пристрій контролю ізоляції високовольтних вводів 750 кВ типу КІВ-500Р.

При цьому пристрої захисту і автоматики, додатково створені в кожному з МП терміналів, а також газовий захист і КІВ-500Р діють через додаткові

вихідні електромеханічні реле на обоє електромагніти відключення вимикача 750 кВ шунтуючих реакторів.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1, 2, 3 і 4 потрібно вказану реконструкцію кіл релейного захисту ШР ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська».

3.1.4.5 Релейний захист ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Київська»

Відповідно до основних рішень проекту «Лінії електропередачі 750 кВ для видачі потужностей Рівненської та Хмельницької АЕС: реконструкція відкритої розподільчої споруди 750 кВ Хмельницької АЕС», за договором №56-900 розроблена робоча документація реконструкції ВРП 750 кВ ХАЕС у зв'язку з перезаведенням ПЛ-750 кВ ХАЕС - ЧАЕС на підстанцію «Київська». За станом на 15.06.2015 року вказана реконструкція не виконана і лінія «ХАЕС - ЧАЕС» на підстанцію «Київська» не перезаведена.

На ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Київську» потрібна заміна резервного захисту SA513 на нову МП захист інофірми, у зв'язку з установкою МП пристроїв УРОВ, АПВ, АУВ для елегазових лінійних вимикачів АВ04А і АВ05А, має бути виконане коригування кіл основного і резервного захисту, які запроектовані в робочій документації за договором №56-900 «Хмельницька АЕС. ВРП 750 кВ. Реконструкція. ПЛ 750 кВ «ХАЕС – Київська», комплекти №56-902.207.006.АЕ02 і №56-902.207.013.АЕ08.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1, 2, 3 і 4 потрібно вказану реконструкцію кіл релейного захисту ШР ПЛ 750 кВ ХАЕС - Київська.

3.1.4.6 Захист шин 750 кВ

Існуючий захист шин 750 кВ виконаний на базі пристроїв РЗА (на інтегральних мікросхемах) типу ПДЕ-2006, що вичерпали свій термін експлуатації.

Для захисту розділених систем шин 750 кВ передбачаються взаєморезервуючий МП термінали диференціального захисту інофірми (основний захист і резервний захист).

При цьому для контролю відсутності напруги на відповідній системі шин 750 кВ в колах випробування системи шин 750 кВ повинне встановлюватися мікропроцесорне реле напруги, індивідуальне для кожного комплекту захистів шин 750 кВ ХАЕС.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1 і 2 потрібна установка 3-х дубльованих комплектів МП терміналів диференціального захисту шин інофірми (всього шість терміналів) і 3-и мікропроцесорні реле контролю відсутності напруги.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 3 і 4 потрібна установка 4-х дубльованих комплектів МП терміналів диференціального захисту шин інофірми (всього вісім терміналів) і 4-и мікропроцесорні реле контролю відсутності напруги.

3.1.4.7 Захист трансформаторів 750/24 кВ і 24/6,3-6,3 кВ

Пристрої захисту використовуваних як резервні трансформатори власних потреб енергоблока №2 (тимчасово, до введення енергоблока №3 або 4) підвищуючого трансформатора 24/750 кВ і трансформаторів 24/6,3-6,3 кВ повинні включати наступні групи захистів:

- захист ошиновки високої напруги трансформатора 750/24 кВ 3GT (чи 4GT); захист трансформатора 24/6,3-6,3 кВ 3VT01 (чи 4VT01);
- захист трансформатора 750/24 кВ 3GT (чи 4GT);
- захист трансформатора 24/6,3-6,3 кВ 3VT02 (чи 4VT02).

Релейний захист вказаних елементів має бути виконаний відповідно до ПУЕ [10] і Керівними технічними матеріалами «Релейний захист елементів мережі 6,3 кВ і 0,4 кВ електростанцій з турбогенераторами» [18], із застосуванням мікропроцесорних дублюючих пристроїв. Кожен із захистів повинен складатися з двох комплектів, які максимально незалежні один від

одного по вхідних і вихідних колах. Відповідно, має бути забезпечене незалежне живлення від різних, незалежних один від одного джерел оперативного постійного струму, а також дублювання вихідних реле, на які діють захисти цих двох груп.

Дифзахист ошиновки 750 кВ трансформатора спільно з УРОВ прилеглих вимикачів 750 кВ забезпечить захист від усіх видів КЗ ошиновки 750 кВ.

Захисти трансформатора 750/24 кВ:

- подовжній диференціальний струмовий захист трансформатора від усіх видів КЗ в обмотках трансформатора;
- газовий захист;
- струмовий захист нульової послідовності від КЗ на виводах трансформатора і в мережі 750 кВ;
- пристрої контролю ізоляції вводів 750 кВ.

Захисти трансформатора 24/6,3-6,3 кВ на високій стороні:

- диференціальний струмовий захист;
- газовий захист;
- газовий захист відсіку РПН;
- дистанційний захист на стороні ВН трансформатора.

Також передбачається пуск схеми автоматичного пожежогасіння блокового трансформатора 750/24 кВ і трансформаторів 24/6,3-6,3 кВ при спрацьовуванні газового або дифзахисту відповідного трансформатора.

Апаратура комплектів захистів трансформаторів 750/24 кВ і 24/6,3-6,3 кВ встановлюються на панелях БВС ВРП 750 кВ і споруджуваної будівлі введення зборок резервного живлення 6 кВ.

При підключенні енергоблока №2 до «Бурштинського острова» по варіантах 1, 2, 3 і 4 потрібно установку, як мінімум, 8-ми дубльованих комплектів МП терміналів захисту інофірм.

3.1.4.8 Автоматика електрична

Автоматика електрична (вторинні з'єднання) - це сукупність рядів затисків, електричних дротів і кабелів, що сполучають прилади і пристрої управління, кіл електроавтоматики, блокування, виміру, релейного захисту, контролю і сигналізації.

Дії використовуваних пристроїв автоматики погоджені між собою, з релейним захистом, з режимами роботи енергосистеми. Передбачаються наступні види автоматичних пристроїв:

- пристрій автоматичної і напівавтоматичної синхронізації для включення генератора в мережу;
- пристрій точної ручної синхронізації з блокуванням від несинхронних включень;
- пристрій автоматичного включення резервного живлення (АВР) шин власних потреб 6 кВ і 0,4 кВ;
- захист мінімальної напруги на секціях шин ВП 6 і 0,4 кВ;
- пристрій регулювання напруги (коефіцієнта трансформації) трансформаторів 24/6,3-6,3 кВ;
- автоматичне включення і відключення охолоджувальних пристроїв трансформаторів по температурі і навантаженню;
- пристрій пожежогасінні.

Документація в частині автоматики електричної включає, як мінімум:

- схеми електричні повні;
- схеми електричні підключення;
- схеми електричні розташування;
- кабельні журнали контрольних кабелів.

Заміна і установка вимикачів 750 кВ

На ВРП-750 кВ встановлені:

- повітряні вимикачі АВ01А (В-11), АВ03А (В-12), АВ11А (В-40) і АВ12А (В-42) типу ВНВ-750-3150-40У1;

- вмикачі - вимикачі АВ04А01, АВ05А01, АВ06А01, АВ12А01 типу ВО-750У14
- елегазові вимикачі АВ07А (В-32), АВ08А (В-31), АВ04А (В-21), АВ05А (В-20), АВ06А (В-22) типу GL318 фірми Areva.

Кожен вимикач ВРП 750 кВ має один електромагніт включення і два електромагніти відключення - основний електромагніт і резервний електромагніт. При роботі пристроїв релейного захисту, з дією на відключення вимикача приєднання 750 кВ:

- I комплект захистів діє на основний електромагніт відключення елегазового вимикача;
- II комплект захистів діє на резервний електромагніт відключення елегазового вимикача.

Панелі автоматики вимикачів ВРП 750, із застосуванням традиційних реле, встановлені у БВС ВРП 330/750 кВ.

Інформація про роботу автоматики вимикачів ВРП 750 кВ видається в існуючий інформаційно-діагностичний комплекс (ІДК) «Регіна».

Залежно від варіантів 1, 2 або 3, 4 підключення енергоблока №2 до «Бурштинського острова», має бути розроблена документація:

- заміни існуючих повітряних вимикачів АВ01А (В-11), АВ03А (В-12), АВ11А (В-40), АВ12А (В-42) на вимикачі типу GL318 (аналогічні вже встановленим);
- установки нових елегазових вимикачів ШР АВ04А01, АВ05А01, АВ06А01, АВ11А01 на вимикачі типу GL318;
- установки нових елегазових вимикачів АВ09А (В-51), АВ10А (В-52) і вимикача В-30 типу GL318.

Для елегазових вимикачів 750 кВ передбачаються дубльовані мікропроцесорні пристрої УРОВ, АПВ, АУВ, що встановлюються в шафах автоматики вимикачів на БВС ВРП 330/750 кВ.

У зв'язку з установкою МП терміналів УРОВ, АПВ, АУВ вимикачів АВ01А (В-11), АВ03А (В-12) необхідно скоректувати схеми електричної автоматики автотрансформатора 330/750 кВ АТ01.

У зв'язку з установкою МП терміналів УРОВ, АПВ, АУВ вимикача В-30 необхідно скоректувати схеми електричної автоматики блоку генератор-трансформатор 2GT.

У зв'язку з установкою МП терміналів УРОВ, АПВ, АУВ вимикачів АВ11А (В-40), АВ12А (В-42) необхідно скоректувати схеми електричної автоматики ПЛ 750 кВ ХАЕС - Жешув.

У зв'язку з установкою МП терміналів УРОВ, АПВ, АУВ вимикачів АВ09А (В-51), АВ10А (В-52) необхідно розробити схеми електричної автоматики трансформатора 3GT (чи 3GT).

3.1.5 Протиаварійна автоматика

Протиаварійна автоматика (ПА) призначена для обмеження розвитку і зупинки аварійних режимів в енергосистемі, і виконується відповідно до Норм технологічного проектування АЕС [8], на підставі принципів схем, розроблених Генеральним проектувальником енергосистеми.

Система протиаварійної автоматики складається з пристроїв, які вирішують наступні завдання:

- запобігання порушенню стійкості енергосистеми;
- ліквідацію асинхронного режиму;
- обмеження зниження частоти;
- обмеження зниження напруги;
- обмеження підвищення частоти;
- обмеження підвищення напруги;
- обмеження перевантаження устаткування.

Система протиаварійної автоматики в реальному часі здійснює:

- виявлення аварійної ситуації;
- визначення місця реалізації, виду і значення керуючої дії;

- реалізацію керуючої дії.

На релейному щиті БВС ВРП 330/750 кВ встановлені панелі з пристроями ПА на мікроелектронних пристроях і традиційних реле:

- АЛАР ПЛ-750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська»;
- фіксації відключення автотрансформатора АФОАТ-750;
- вихідних дій АРСОЛ-2;
- фіксації активної потужності ФАМ 4;
- фіксації активної потужності ФАМ 5;
- кола струму ФАМ 4;
- вихідні дії АЛАР №1;
- вихідні дії АЛАР №2;
- вихідні дії ПА №1;
- контроль кіл напруги ПА;
- кола струму ФАМ 4;
- кола струму ФАМ 5;
- вихідні дії ПА №2;
- кола напруги ПА ПЛ «ХАЕС - Західноукраїнська»;
- УФОЛ №2 ПЛ «ХАЕС - Західноукраїнська»;
- УКПР ТГ-1 (I, II);
- вихідних дій АРСОЛ-1 (АРС 2-1), УКПР ТГ-1 (рел.);
- підвищення напруги АПН ПЛ «ХАЕС - Жешув»;
- фіксації відключення лінії АФОЛ «ХАЕС - Жешув»;
- кола струму і напруги ПЛ «ХАЕС - Жешув»;
- кола струму і напруги ПЛ «ХАЕС - Жешув»;
- ліквідацію асинхронного режиму АЛАР ПЛ «ХАЕС - Жешув»;
- фіксація ремонтного режиму АЛАР додаткова ПЛ «ХАЕС - Жешув»;
- АРДПМ ПЛ «ХАЕС - Жешув»;
- УФПМ ПЛ «ХАЕС - Жешув»;
- УФТАМ, УФТАМ-2 (ТМ-36) ПЛ «ХАЕС - Жешув»;
- УФПФУ ПЛ «ХАЕС - Жешув»;

Вказані пристрої морально і фізично застаріли, і виробили встановлений ресурс більше двох термінів надійної роботи і вимагають реконструкції.

По варіантах 1, 2, і 3 4 підключення енергоблока №2 до «Бурштинського острова» необхідно виконати заміну існуючих пристроїв ПА на сучасні пристрої (вітчизняного або зарубіжного виробництва), виконані на базі мікропроцесорної техніки, які відповідають усім функціональним і технічним вимогам, вимогам по надійності і електромагнітній сумісності. Вказані МП пристрої ПА мають бути сертифіковані в Україні, і перевірені в експлуатації.

Реконструкції вимагають наступні пристрої ПА:

1. на ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Жешув»:

- пристрій фіксації відключення лінії (ФВЛ) комплект №1;
- пристрій фіксації відключення лінії (ФВЛ) комплект №2;
- пристрій автоматики від підвищення напруги (АПН);
- пристрій автоматики ліквідації асинхронного режиму (АЛАР);
- пристрій передачі команд РЗ і ПА по основному в.ч. каналу зв'язку;
- пристрій передачі команд РЗ і ПА по резервному в.ч. каналу зв'язку;
- пристрій прийому команд РЗ і ПА по основному в.ч. каналу зв'язку;
- пристрій прийому команд РЗ і ПА по резервному в.ч. каналу зв'язку;

2. на ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська»:

- пристрій фіксації відключення лінії (ФВЛ) комплект №1;
- пристрій фіксації відключення лінії (ФВЛ) комплект №2;
- пристрій автоматики від підвищення напруги (АПН);
- пристрій автоматики ліквідації асинхронного режиму (АЛАР);
- пристрій передачі команд РЗ і ПА по основному в.ч. каналу зв'язку;
- пристрій передачі команд РЗ і ПА по резервному в.ч. каналу зв'язку;
- пристрій прийому команд РЗ і ПА по основному в.ч. каналу зв'язку;

Крім того, на Хмельницькій АЕС на енергоблоці №2 необхідно замінити морально і фізично застарілий пристрій автоматики ліквідації асинхронного режиму (АЛАР), а також АЛАР при неповнофазному режимі (АЛАР НПФ), на сучасне, виконане на мікропроцесорній базі.

Також необхідно виконати коригування схем автоматики розвантаження станції відключення ліній АРС ОЛ (комплект №1, комплект №2).

Нові шафи пристроїв протиаварійної автоматики встановлюються в приміщенні існуючого релейного щита БВС ВРП 750 кВ.

3.2 Телемеханізація

На об'єкті є система телемеханіки для видачі точної достовірною інформації по приєднаннях головної схеми ХАЕС в Південно-західну енергосистему і НЕК «Укренерго» для диспетчерського управління і контролю відповідно до ПУЕ [10].

Збір даних по телевимірюваннях (ТВ) здійснюється від вимірювальних трансформаторів струму і вимірювальних трансформаторів напруги. Сигнали ТВ, що передаються в енергосистему, містять інформацію про величини діючих значень струму, активної і реактивної потужності елементів генераторів енергоблоків, автотрансформатора, елементів ВРП 330 і 750 кВ. Ввід вимірів здійснюється від вимірювальних трансформаторів струму класу точності 0,2S, 0,5S і вимірювальних трансформаторів напруги класу точності 0,2, 0,5. Відповідно до [10], передбачається робота вимірювальних трансформаторів струму і напруги в необхідному класі точності.

Збір даних по телесигналізації (МС) здійснюється від комутаційних апаратів приєднань ВРП 330 і 750 кВ. Сигнали МС, що передаються на щит диспетчерської служби, містять інформацію про наступні параметри:

- положення усіх нових вимикачів і роз'єднувачів ВРП 330 і 750 кВ;
- положення вимикачів генератора кожного енергоблока;
- аварійна телесигналізація, що містить аварійні сигнали про виникнення ненормальних ситуацій.

На даний час експлуатується апаратура телемеханіки типу МКТ-2 (дата введення в експлуатацію – 1985 р.).

У зв'язку з перемиканням існуючої ПЛ-750 кВ ХАЕС-ЧАЕС на підстанцію 750 кВ Київська розроблена робоча документація реконструкції системи збору і передачі режимної телеінформації. Планується заміна існуючого облаштування МКТ-2 «ПО» на пристрої телемеханіки УКП «Корунд-М» з передачею інформації по протоколу МЕК-870-5-101. Передбачається створення робочого місця телемеханіка в приміщенні № 25/1 БДС ВРП-750/330 кВ.

Передбачається передача телеінформації від пристрою телемеханіки УКП «Корунд-М»:

- по фізичній парі на персональний комп'ютер в приміщення № 31 на автоматизоване робоче місце інженера БДС ВРП-750/330 кВ;
- по фізичній парі на персональний комп'ютер в приміщення № 603 ЛБК для можливості отримання телеінформації на моніторі ЦЩУ;
- по каналах телемеханіки - в Південно-західну енергосистему НЕК «Укренерго».

На вимогу НЕК «Укренерго», в системі телемеханіки ХАЕС встановлюється джерело безперебійного живлення з можливістю живлення (при відключенні основного) впродовж 20 годин.

Також при вводі в експлуатацію ПЛ-750 кВ «ХАЕС - Київська» в апаратному зв'язку БВС має бути встановлена апаратура ВЧ зв'язки АВС1-ЦМ.

По варіантах 1, 2, 3 і 4 підключення енергоблока №2 до «Бурштинського острову» необхідно скоректувати проектну документацію в частині організації сигналів ТВ - МС від енергоблока №2. На подальших стадіях проектування і узгодження основних технічних рішень, мають бути вирішені питання передачі інформації ТВ - МС на протилежну сторону: передача може здійснюватися безпосередньо з ХАЕС, або з НЕК «Укренерго».

3.3 АСКОЕ

На ХАЕС встановлена АСКОЕ відповідно до [19], [20], яка забезпечує збір, зберігання, обробку, представлення і документування в АСКОЕ ГП НАЕК «Енергоатом» інформації про вироблену електроенергію, її відпуск, а також споживання на власні потреби. Представляє собою дворівневу, розподілену, масштабовану, ієрархічну систему реального часу. Кожен рівень ієрархії будується на основі уніфікованих програмних і технічних засобів з максимальним використанням існуючих серійних технічних засобів (мікропроцесорних лічильників, мікропроцесорної техніки і ліній зв'язку).

АСКОЕ ОП ХАЕС функціонально складається з двох складових:

- вимірювальна частина. Містить засоби виміру: вимірювальні трансформатори струму і напруги, цифрові лічильники електроенергії з функцією зберігання профілю навантаження. Вимірювальні канали обліку електроенергії організовуються відповідно до вимог чинних нормативних документів і забезпечують метрологічні характеристики відповідно до вимог нормативних документів;

- система збору і обробки даних (СЗОД). Містить технічні засоби, які забезпечують збір інформації від об'єктів обліку і подальшу її обробку, зберігання і відображення (концентратори К2, стійка СК5, інформаційні канали зв'язку, АРМ. Функціональні складові АСКОЕ ОП ХАЕС інформаційно взаємодіють між собою таким чином:

1. вимірювальна частина формує первинні бази даних вимірювальної інформації і передає їх для СЗОД;

2. СЗОД встановлює режими збору, зберігання, обробки, підготовки вимірювальної інформації від об'єктів обліку і передачі її в АСКОЕ НАЕК «Енергоатом».

АСКОЕ ОП ХАЕС охоплює комерційний і технічний облік електроенергії.

Комерційний облік електроенергії здійснюється на межі балансової приналежності між ОП ХАЕС і енергосистеми, а саме: в точках обліку ПЛ 330 кВ «ХАЕС - Шепетівка», ПЛ 330 кВ «ХАЕС - Рівне», ПЛ 330 кВ «ХАЕС - Хмельницька», ПЛ 750 кВ «ХАЕС - ЧАЕС», ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська», ПЛ-750 кВ «ХАЕС - Жешув». В усіх точках комерційного обліку встановлюються трансформатори струму класу точності 0,2S в трьох фазах і трансформатори напруги класу точності 0,2 в трьох фазах. Відповідно до [10], передбачається робота вимірювальних трансформаторів струму і напруги в необхідному класі точності. Електролічильники призначені для багатотарифного обліку активної і реактивної енергії в колах змінного струму. В точках комерційного обліку для верифікації встановлено два лічильники електроенергії (основний і дублюючий). До дублюючих лічильників, як і до основних, пред'являються однакові технічні і експлуатаційні вимоги. У якості основних лічильників на ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська» і ПЛ-750 кВ «ХАЕС - Жешув» передбачається установка багатофункціональних мікропроцесорних лічильників фірми Євро-альфа типу EA02RALX-P4CN-4 класу точності 0,2s, в якості дублюючих - лічильники фірми Шлюмберже типу SL761A071 класу точності 0,2s.

Технічний облік електроенергії здійснюється в наступних точках обліку: генератор 1G, генератор 2G, блоковий трансформатор 1GT, блоковий трансформатор 2GT, РТВП 0BT01 і 0BT02, РТВП 0BT03 і 0BT04, ТВП 1BT01, 1BT02, ТВП 2BT01, 2BT01. Для точок обліку на генераторі 2G і блоковому трансформаторі 2GT передбачається установка основних лічильників фірми Євро-альфа типу EA02RALX-P4CN-4 класу точності 0,2s, в якості дублюючих - лічильників фірми Шлюмберже типу SL761A071 класу точності 0,5s. На інших приєднання технічного обліку встановлені лічильники типу SL761A071 класу точності 0,5s.

Для точок обліку, де можливі перетікання електроенергії (прийом-віддача), лічильники забезпечують облік електроенергії в обох напрямках.

По варіантах 1, 2, 3 і 4 підключення енергоблока №2 до «Бурштинського острова» необхідно на подальших стадіях узгодження основних технічних рішень, мають бути вирішені питання (можливого) виділення комерційного обліку по ПЛ 750 кВ «ХАЕС - ЧАЕС», ПЛ 750 кВ «ХАЕС - Західноукраїнська», ПЛ-750 кВ «ХАЕС - Жешув» в окрему систему/підсистему.

3.4 Висновки до розділу

1. Розглянуто питання управління, автоматики, захисту, вимірювання і контролю елементів ВРП 750 кВ, а саме: центрального щита управління, вимірювання, синхронізації, релейного захисту і електричної автоматики, протиаварійної автоматики.
2. Розглянуто питання телемеханізації та АСКОЕ.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Впровадження сучасних методів системи управління охороною праці на атомних електростанціях України

На сьогоднішній день частка електроенергії, що вироблена на атомних електростанціях (АЕС) України становить близько 50% від усієї виробленої електроенергії. В Україні експлуатується 15 енергоблоків на чотирьох АЕС. Відповідно до Енергетичної стратегії України на період до 2035 року передбачається зростання виробництва електроенергії на АЕС до 55%, що в свою чергу приведе до збільшення працюючого персоналу, а також до посилення існуючих вимог з охорони праці [26].

Відповідно до Закону України “Про охорону праці” [21] на АЕС України проводиться постійна робота з питань охорони праці, функціонує служба охорони праці ВП “АЕС”, розробляються та виконуються комплексні заходи щодо досягнення встановлених нормативів безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, підвищення існуючого рівня охорони праці та культури безпеки. Одним з основних показників стану охорони праці є рівень виробничого травматизму. Так протягом 2012-2016 років на АЕС України сталося 23 випадки виробничого травматизму. Система управління охороною праці в тому числі гігієни праці та безпеки на АЕС України діє відповідно до “Положення про систему управління охороною праці на АЕС” [22] із врахуванням міжнародних стандартів, зокрема OHSAS 18001:2007 [23] та є складовою частиною інтегрованої системи управління НАК “Енергоатома”.

Нагадаємо, що в НАЕК «Енергоатом» успішно проведені сертифікаційні аудити на відповідність вимогам міжнародних стандартів ISO 9001:2008 “Системи управління якістю. Вимоги” [24], ISO 14001:2004 “Системи екологічного керування. Вимоги та настанови щодо застосування” [25], а також проведено підготовку до сертифікації за міжнародним стандартом OHSAS

18001:2007 “Система управління гігієною та безпекою праці. Вимоги”. Отримані відповідні сертифікати та розроблені коригувальні заходи. Коригувальні заходи передбачали вирішення специфічних питань стандарту OHSAS 18001:2007 [23], а саме: завершення розробки та затвердження “Положення про систему управління охороною праці НАЕК “Енергоатом”; “Методики (процедури) ідентифікації небезпек, оцінювання та управління ризиками для життя та здоров’я персоналу енергокомпанії; розробку карт ідентифікації небезпек та оцінювання пов’язаних з ними ризиків для життя та здоров’я персоналу компанії, з урахуванням особливостей діяльності відокремлених підрозділів.

Для покращення існуючої системи управління охорони праці на АЕС проводяться навчання з охорони праці за новою сучасною методикою, а саме заняття за модулем “Ризик-орієнтовний підхід в системі менеджменту охорони праці”. Для інженерів з охорони праці, проводяться більш поглиблені курси навчання, які також включають “Ідентифікацію небезпек та оцінювання пов’язаних з ними ризиків”. При розробці першого модулю “Ризик-орієнтовний підхід в системі менеджменту охорони праці”, інструктори навчально-тренувального центру (НТЦ) АЕС досліджували світовий досвід впровадження ризик-орієнтовного підходу, положення міжнародних стандартів ISO 9001, ISO 14001 та OHSAS 18001, а також дані Міжнародної організації праці. При розробці другого модуля “Ідентифікація небезпек та оцінювання пов’язаних з ними ризиків” акцент був поставлений на вимогах “Методики ідентифікації небезпек, оцінювання та управління ризиками для здоров’я працівників НАЕК “Енергоатом”. При проведенні занять інструктори НТЦ АЕС намагаються донести до працівників усі переваги від впровадження сучасних підходів у сфері системи управління охороною праці для підприємства в цілому та окремо на кожному робочому місці. На другому навчальному модулі працівники мають можливість детально розглянути поетапне заповнення карти ідентифікації небезпек та оцінки ризиків.

Завдяки розробці модуля “Ідентифікація небезпек та оцінювання пов’язаних з ними ризиків” працівників, які братимуть участь у розробці карт ідентифікації небезпек та оцінки ризиків буде унікальна можливість посприяти ще більш ефективній діяльності існуючої системи управління охороною праці, завдяки якій буде сформоване в колективі АЕС ризико-орієнтовне мислення, яке стане фундаментом – основою для побудови та функціонування системи менеджменту.

Впровадження ризик-орієнтовного підходу на АЕС України надасть можливість підприємству: систематично виявляти та ефективно усувати недоліки, забезпечуючи охорону праці; ідентифікувати та оцінювати ризики небезпек, які можуть вплинути на результативність системи менеджменту гігієни та безпеки праці, а також визначати та впроваджувати запобіжні дії для усунення цих небезпек.

4.2 Оцінка стійкості об'єкта в умовах радіоактивного зараження

Радіоактивне зараження впливає на виробничу діяльність об'єкта шляхом дії на людей [27].

За критерій стійкості роботи промислового об'єкта в умовах радіоактивного зараження приймається допустима доза радіації ($D_{\text{доп}}$), яку можуть одержати люди під час роботи на зараженій місцевості.

Послідовність оцінки стійкості об'єкта до радіоактивного зараження така.

1. Виявляється максимальний рівень радіації, що очікується на об'єкті на одну годину після вибуху ($P_{\text{ши}}$).

Вихідними даними будуть:

- потужність ядерного боєприпасу (q , кт);
- вид вибуху (наземний, повітряний);
- віддалення об'єкта від центра міста (R , км);
- максимальне імовірне відхилення центру вибуху (ЦВ) боєприпасу від точки прицілювання (ТП) (Γ , км);

- швидкість середнього вітру ($V_{св}$, км/год).
- напрямок середнього вітру береться в бік об'єкта (в такому випадку об'єкт опиниться на осі сліду радіоактивної хмари з максимальним рівнем радіації);

- допустима доза радіації $D_{доп}$, Р.

Розраховують мінімальну відстань об'єкта від ймовірного центру вибуху

$$R_{min} = R_m - R_{відх}$$

За відповідною таблицею для заданих потужності боєприпасу та швидкості середнього вітру знаходять рівень радіації на одну годину після вибуху на осі сліду на відстані R_X , який приймається за P_{1max} .

2. Розраховується доза радіації, яку можуть одержати люди під час роботи зміни ($t_p=12$ год) і при перебуванні у сховищі за формулою:

$$D = \frac{5 \cdot P_{1max} \cdot (t_n^{-0.2} - t_k^{-0.2})}{K_{осл}}, \text{ Р}$$

де $K_{осл}$ - коефіцієнт ослаблення радіації будівлею (захисною спорудою);

t_n - час початку роботи в зоні зараження відносно вибуху, год;

t_k - час закінчення роботи, год.

Початок роботи t_n визначається за формулою:

$$t_n = \frac{R_x}{V_{св}} + t_{вип}$$

де $t_{вип}$ - час випадання радіоактивних речовин із хмари вибуху складає в середньому 1 год.

Час закінчення роботи $t_k = t_n + t_p$, год.

t_p - тривалість роботи робочої зміни.

3. Визначається границя стійкості роботи об'єкта в умовах радіоактивного зараження:

$$P_{lim} = \frac{D_{доп} \cdot K_{осл.бюд}}{5 \cdot (t_n^{-0.2} - t_k^{-0.2})}$$

До цієї граничної величини рівня радіації можлива робота об'єкта в звичайному режимі (наприклад, змінами по 12 год) і персонал отримує не більше допустимої дози радіації ($D_{\text{доп}}$).

4. Аналізують результати оцінки і роблять висновки:

- чи стійкий об'єкт до радіоактивного зараження (якщо $D < D_{\text{доп}}$ - стійкий; якщо $D > D_{\text{доп}}$ - не стійкий);
- чи забезпечує сховище надійний захист виробничого персоналу;
- чи забезпечують захисні якості цеху безперервну роботу зміни на протязі встановленого часу (якщо $P_{\text{lim}} \leq \Delta P_{\text{1max}}$ - не забезпечують).

Запропоновані заходи по підвищенні стійкості роботи об'єкта в умовах радіоактивного зараження:

- підвищити ступінь герметизації будівель (споруд) в яких працюють люди;
- підготувати системи вентиляції до роботи в режимі очистки повітря від радіоактивного пилу;
- застосовувати режими радіаційного захисту людей в умовах радіоактивного зараження місцевості.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Запропоновано чотири варіанти головної схеми підключення енергоблоку №2 до Бурштинського острова.

В першому варіанті пропонується розділити першу систему шин ВРП 750 кВ шляхом від'єднання шлейфів збірних шин в комірках № 6,7,8. Видача потужності ХАЕС з шин ВРП 750 кВ здійснюватиметься: у ОЕС України за схемою «блок автотрансформатор - через два послідовно включених вимикача; у енергосистему ЄС по ПЛ ПС «Західноукраїнська» (Бурштинський енергоострів) за схемою «друга система шин - вимикач-лінія» і по ПЛ «Жешув» за схемою «два вимикачі на одне коло». Трансформатор 3GT, що складається з трьох однофазних трансформаторів типу ОРЦ-417000/750 У1, приєднується до відокремлених ділянок першої і другої систем збірних шин ВРП 750 в комірці №10, за схемою «два вимикачі на одне коло» гнучким лінійним зв'язком з частковим використанням проектних лінійних опор.

В другому варіанті передбачається використання трансформаторів енергоблоку №4 – 4GT, 3BT01, 4BT02 з аналогічною схемою підключень.

В третьому варіанті передбачається перевід ПЛ 750 кВ «Західноукраїнська» в комірку №9, в якій встановлюється вимикач, монтується «косий зв'язок» з існуючим вимикачем в комірку №8. Енергоблок №2 від'єднується від першої системи шин, до якої приєднується ПЛ «Західноукраїнська-1». Створюється «півторачна» схема «Енергоблок №2 - ПЛ «Західноукраїнська». Відділення енергоблоку №2 від збірних шин ВРП 750 кВ виконується шляхом установки «секційних» роз'єднувачів, які встановлюються під збірними системами шин між комірками 6 - 7. У комірку №11 заводиться, передбачена в ТЕО будівництва енергоблоків №3,4, ГЛЗ 750 кВ від підвищуючого трансформатора 3GT. Створюється «півторачна» схема трансформатор 3GT-ПЛ «ХАЕС – Жешув».

В четвертому варіанті передбачається використання трансформаторів енергоблоку №4 – 4GT, 4BT01, 4BT02 з аналогічною схемою підключень.

2. Запропоновано два варіанти схем власних потреб 6 кВ енергоблоків №1,2
3. Розглянуто забезпечення безпечної роботи енергоблока №1 ХАЕС при умові повного відділення енергоблока №2 від енергосистеми України; забезпечення безпечної роботи енергоблока №2 ХАЕС при умові його повного відділення від енергосистеми України; забезпечення ВП енергоблока №2 ХАЕС при його відключенні від ENTSO-E.
4. Розглянуті компоновальні рішення для чотирьох варіантів.
5. Розглянуто питання управління, автоматики, захисту, вимірювання і контролю елементів ВРП 750 кВ, а саме: центрального щита управління, вимірювання, синхронізації, релейного захисту і електричної автоматики, протиаварійної автоматики.
6. Розглянуто питання телемеханізації та АСКОЕ.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Концепція підключення енергоблоку №2 ХАЕС до «Бурштинського острова» з метою експорту електроенергії до країн ЄС
2. Хмельницька АЕС. Техніко-економічне обґрунтування спорудження енергоблоків №3,4. Том7. Основні технологічні рішення. Частина 2. Електрична частина та зв'язок. 43-814.203.004.ОЕ.07.02
3. РД210.006-90. Правила технологічного проектування атомних станцій (з реакторами ВВЕР).
4. Котюк В.А. Атомна енергетика України / І.В. Белякова, І.М. Сисак, В.А. Котюк // Матеріали XII міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів. Актуальні задачі сучасних технологій – Тернопіль 6-7 грудня 2023. — Т : ТНТУ, 2022, ст. 239.
5. НП306.2.141-2008 "Загальні положення щодо забезпечення безпеки атомних станцій".
6. ПНАЕГ-9-027-91 "Правила проектування систем аварійного електропостачання атомних станцій".
7. ПНАЕГ-5-006-87 "Норми проектування сейсмостійких атомних станцій".
8. Норми технологічного проектування підстанцій з вищою напругою 35-500 кВ (видання 3-тє, перероблене та доповнене). ОНТП 5-78.
9. Схеми електричних з'єднань підстанцій 35-500 кВ. Інститут «Енергомережапроект», 1972.
10. Правила влаштування електроустановок
11. Блокові гнучкі зв'язки 750 кВ блоків 2-4 Хмельницької АЕС. Робоча документація. Комплект 336/2-26.
12. ВП ХАЕС. energoatom.com.ua.
13. URL: <https://www.energoatom.com.ua/xaes.html>.
14. Правила безпечної експлуатації електроустановок. ДНАОП 1.1.10-1.01-97

15. Технологічний регламент безпечної експлуатації енергоблоку №2. 2.ГТ.4270.РГ-10
16. Інструкція з ліквідації аварій в електричній частині ХАЕС.
17. Техніко-економічне обґрунтування синхронного об'єднання ЄЕС/ЩЕС із УСТЕ/
18. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009. «Методики та рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС»
19. Керівні вказівки «Релейний захист елементів мережі потреб 6,3 і 0,4 кВ електростанцій з турбогенераторами» 192713. 0000036. 02955. АЕ. 01, ВДПІ «Атоменергопроект», 23.12.87
20. 19 Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії . Додаток № 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії. Затверджене Рішенням Ради Оптового ринку електричної енергії від 08.10.98, протокол № 12 (затверджене постановою НКРЕ від 19.10.98 N 1349 (v1349227-98)
21. 20 Автоматизована система комерційного обліку електроенергії НАЕК "Енергоатом". Технічне завдання. 2005 р.
22. 21. ЗАКОН УКРАЇНИ Про охорону праці. zakon.rada.gov.ua. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text>.
23. 22. Наказ Про затвердження Положення про Систему управління охороною праці на підприємствах електроенергетики. zakon.rada.gov.ua. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0397-15#Text>.
24. 23. OHSAS 18001:2007. suprovid.dp.ua. URL: https://suprovid.dp.ua/iso-45001/?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=17070669327&utm_content=601380514441&utm_term=18001%20ohsas%202007&utm_gclid=Cj0KCQiAj_CrBhD-ARIsAlIMxT82H2hIIDTPKPuImChr-wf-hjMrw0tT1Lhkile4VgBOKfgudxJXbQcaAubiEALw_wcB.

26. 24. ISO 9001:2008 “Системи управління якістю. Вимоги”. viconsult.com. URL: https://www.viconsult.com/ua/sertyfikatsiia-iso-9001-2015-dstu-iso-9001-2015/?gclid=Cj0KCQiAj_CrBhD-ARIsAIiMxT_iRvFc3UT_XzOYvoPq3C9DgPTicXBxuHdYmkNrb-xAyWdBNHCA-1caAujtEALw_wcB

27. 25. ISO 14001:2004 “Системи екологічного керування. Вимоги та настанови щодо застосування”. viconsult.com. URL: https://www.viconsult.com/ua/sertyfikatsiia-iso-9001-2015-dstu-iso-9001-2015/?gclid=Cj0KCQiAj_CrBhD-ARIsAIiMxT_iRvFc3UT_XzOYvoPq3C9DgPTicXBxuHdYmkNrb-xAyWdBNHCA-1caAujtEALw_wcB

28. 26. Гурик О.Я. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 4656): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2017. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>.

29. 27. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання «БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ» / В.С. Стручок –Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., –156 с. Отримано з <https://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39196>.

30. Коваль В.П. Кваліфікаційна робота магістра [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 5619): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2020. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>.