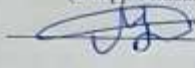
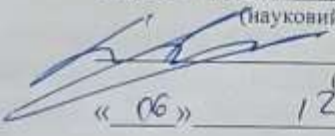


Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 2400 МВт З АНАЛІЗОМ ОБЛАДНАННЯ
РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ В УМЛВАХ РИЗИКІВ РУЙНУВАННЯ»**

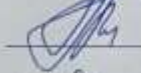
Виконав: студент 2-го курсу, групи ІЕС-23м
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Гуменюк Д.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
(науковий ступінь, учене звання, посада)
 Вишневський С.Я.
(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц., доц. каф. ЕССЕМ
(науковий ступінь, учене звання, посада)

 Вадченко О.П.
(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

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

 « 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти другий (магістерський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., професор В. О. Комар

«17» 2024 р.

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гуменюк Денис Анатолійович
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина теплової електростанції потужністю 2400 МВт з аналізом обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування»

Керівник роботи к.т.н., доцент, доцент ЕСС Вишневський С.Я.
 (прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом ВНТУ від «17» вересня 2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання [Орлов А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котин А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с. 2. Виробництво е/е в Україні у січні-квітні 2023 року зменшилося на 19,4%. [Електронний ресурс]. URL: <https://uaenergy.org/uk/posts/vyrobnytstvo-ee-v-ukraini-u-sichni-kvitni-2023-roku-zmenshylosia-na-194>. Вихідні: Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 160 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1750 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 320 МВт; номінальна потужність системи 25000 МВА; номінальний опір системи 0,13 в.о.; номінальна напруга системи 330кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз обладнання РП. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень 1.Титулка. 2. Мета та задачі МКР. 3. Об'єкт та предмет дослідження. 4. Головна схема електричних з'єднань 900 МВт. 5. Схема власних потреб. 6. Спеціальна частина. 7. Техніко-економічні показники станції. 8. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

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

Дата видачі завдання «18» вересня 2024р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.24	20.09.24	вик
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	21.09.24	25.09.24	вик
3	Електротехнічна частина	26.09.24	26.10.24	вик
4	Дослідження стану енергосистеми	27.10.24	10.11.24	вик
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	11.11.24	15.11.24	вик
6	Техніко-економічна частина	16.11.24	20.11.24	вик
7	Оформлення пояснювальної записки	21.11.24	24.12.24	вик
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	вик
	Захист МКР	I декада грудня (за графіком)		

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Гуменюк Д.А.

(ініціали та прізвище)

Вишневський С.Я.

(ініціали та прізвище)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	6
ABSTRACT.....	7
ВСТУП.....	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ	12
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	15
2.1 Графіки електричних і теплових навантажень.....	15
2.2 Вибір основного обладнання.....	20
2.2.1 Вибір турбін	20
2.2.2 Вибір котельних агрегатів	20
2.2.3 Вибір електричних генераторів	21
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції	21
2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи.....	21
2.3.2 Проектування структурної схеми станції	22
2.3.3 Вибір блочних трансформаторів.....	23
2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку.	24
2.3.5 Вибір трансформаторів власних потреб	26
2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб	27
2.3.7 Техніко-економічне порівняння структурних схем станцій.....	27
2.4 Вибір електричних схем станції	30
2.4.1 Вибір схем РП станцій	30
2.4.2 Техніко-економічне порівняння варіантів схем РП.....	31
2.4.3 Вибір системи електрозабезпечення власних потреб станції.....	37
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання	39
2.5.1 Електрична схема заміщення установки.....	39
2.5.3 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу	42
2.6 Розрахунок термічної дії струмів кз.....	45

2.7 Вибір струмоведучих частин.....	47
2.7.1 Вибір збірних шин 330 кВ	47
2.7.2 Вибір збірних шин 150 кВ	50
2.7.3 Вибір гнучких шин на інших ділянках схеми	52
2.7.4 Вибір жорстких шин	55
2.7.6 Вибір комплектних екранованих струмопроводів.....	57
2.8 Вибір електричних апаратів РП	58
2.8.1 Вибір вимикачів і роз'єднувачів.....	58
2.9 Вибір високочастотних загороджувачів	61
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів	62
2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	62
2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	64
2.10 Вибір установки постійного струму	65
<u>3 АНАЛІЗ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ В УМОВАХ</u> <u>РИЗИКІВ РУЙНУВАННЯ.....</u>	<u>69</u>
<u>3.1 Вплив ризиків руйнування на роботу розподільчих пристроїв 110–750 кВ</u>	
3.1.1 Вплив військових дій на функціонування розподільчих пристроїв	70
3.1.2 Значення розподільчих пристроїв різних класів напруги для енергосистеми	72
<u>3.2 Технічні рішення для покращення стійкості розподільчих пристроїв...75</u>	
3.2.1 Компактне розташування обладнання та його ефективність	76
3.2.2 Захист розподільчих пристроїв за допомогою спеціальних споруд	80
3.2.3 Вибір обладнання з урахуванням ризиків.....	83
<u>4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ</u> <u>ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК</u>	<u>88</u>
4.2 Розрахунок заземлення для вріп високої напруги	90
4.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги	91
<u>5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС.....</u>	<u>94</u>
<u>5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....</u>	<u>94</u>

<u>5.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕС.....</u>	<u>94</u>
5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	96
<u>ВИСНОВКИ.....</u>	<u>101</u>
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	103
<u>Додаток А.....</u>	<u>106</u>
<u>Додаток Б.....</u>	<u>107</u>

АНОТАЦІЯ

Гуменюк Д.А. «Електрична частина теплової електростанції потужністю 2400 МВт з аналізом обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування». Магістерська кваліфікаційна робота – Вінниця: ВНТУ, 2024. –105 с./ На Укр. мові, табл.: 25, рис.:42, бібліогр.:27 назв .

У магістерській кваліфікаційній роботі розглядаються такі розділи, як техніко – економічне обґрунтування, електротехнічна частина, спеціальна частина, заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок, розрахунок техніко – економічних показників станції.

У вступі обговорюється актуальність теми, визначаються цілі та завдання дослідження. У розділі "Техніко-економічне обґрунтування" представлено аналіз проекту теплової електростанції.

У розділі "Електротехнічна частина" розглядаються основні аспекти проектування електричної частини атомної електростанції. Аналізуються питання, пов'язані з графіками електричного і теплового навантаження, вибором обладнання, головними електричними схемами, електричними схемами станції, розрахунком струмів короткого замикання, розрахунком теплових ефектів струмів короткого замикання, вибором розподільчих пристроїв, струмоведучих частин і вимірювальних трансформаторів.

У розділі «Аналіз обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування» досліджено геополітичну ситуацію, зокрема війна на сході країни та анексія Криму, що спричинило втрату частини генеруючих потужностей і ускладнила енергозабезпечення окремих регіонів. Створення проектів підстанцій в умовах ризиків руйнування є стратегічними кроками для підвищення енергетичної незалежності.

У розділі «Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок» було розглянуто розрахунок параметрів заземлюючого обладнання.

Економічний розділ визначає собіартість виробленої електроенергії, включаючи амортизацію, витрати на паливо, заробітну плату та інші витрати. Таким чином, магістерська робота надає комплексний огляд проектування електричної частини атомної електростанції, з особливим акцентом на дослідженні стану енергосистеми. Результати дослідження сприятимуть підвищенню якості проектування та експлуатації електростанцій, забезпеченню надійної та безпечної роботи електричної частини електростанції в різних умовах експлуатації.

Ключові слова: електростанція, синхронні генератори, струмоведучі частини, енергосистема.

ABSTRACT

Humeniuk D.A. "Electrical Part of a 2400 MW Thermal Power Plant with an Analysis of Switchgear Equipment under the Risks of Destruction." Master's Qualification Thesis – Vinnytsia: Vinnytsia National Technical University, 2024. – 105 pages. / In Ukrainian, Tables: 25, Figures: 42, References: 27 titles.

The master's qualification thesis explores several key sections, including technical and economic justification, the electrical part, a specialized section, measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations, and calculations of the station's technical and economic indicators.

The introduction discusses the relevance of the topic, defining the objectives and tasks of the research. The "Technical and Economic Justification" section presents an analysis of the thermal power plant project.

In the "Electrical Part" section, the primary aspects of designing the electrical component of the power station are examined. Topics covered include electrical and thermal load schedules, equipment selection, main electrical schemes, station electrical schemes, short-circuit current calculations, thermal effects of short-circuit currents, selection of switchgear, current-carrying parts, and measuring transformers.

The "Analysis of Switchgear Equipment under the Risks of Destruction" section investigates geopolitical challenges, such as the war in Eastern Ukraine and the annexation of Crimea, which resulted in the loss of part of the generating capacity and complicated energy supply to specific regions. Designing substations under destruction risk conditions is identified as a strategic step toward enhancing energy independence.

The "Measures to Ensure Reliable and Safe Operation of Electrical Installations" section addresses the calculation of grounding equipment parameters.

The economic section determines the cost of electricity production, including depreciation, fuel costs, wages, and other expenses. Overall, the thesis provides a comprehensive overview of the design of the electrical part of a thermal power plant,

with a particular focus on examining the state of the energy system. The research findings contribute to improving the quality of power plant design and operation, ensuring reliable and safe operation of the electrical part of power plants under various operating conditions.

Keywords: power plant, synchronous generators, current-carrying parts, energy system.

ВСТУП

Енергетика є основою сучасного суспільства, виступаючи життєво важливим сегментом економіки, який забезпечує виробництво, транспортування та постачання електроенергії. У цьому контексті теплові електростанції (ТЕС) продовжують відігравати одну з ключових ролей у генерації електроенергії, підтримуючи стабільність енергетичної системи та задовольняючи потреби як промислових, так і побутових споживачів. Незважаючи на активний розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), ТЕС залишаються незамінними в умовах критичних навантажень і обмежених резервів енергетичної системи України.

Ця магістерська робота спрямована на дослідження проектування електричної частини теплової електростанції потужністю 2400 МВт. Основна увага зосереджена на оптимізації схемних рішень, підвищенні ефективності та надійності електричних систем, а також на адаптації станції до викликів, які постали перед українською енергетикою у 2024 році.

Сучасний стан енергосистеми України характеризується суттєвими втратами генеруючих потужностей через тривалу геополітичну кризу, зокрема війну на сході країни та анексію Криму. У цих умовах зростає потреба у нових технологічно прогресивних проєктах, здатних зміцнити енергетичну безпеку країни. Інтеграція з ENTSO-E відкриває нові можливості для експорту та імпорту електроенергії, але також висуває жорсткі вимоги до надійності, стабільності та екологічності роботи енергетичних об'єктів.

Проектування електричної частини ТЕС потужністю 2400 МВт має стратегічне значення, адже такі станції можуть виконувати роль маневрової генерації, здатної швидко реагувати на зміни навантажень. Окрім цього, вони можуть слугувати основою для модернізації енергосистеми, впровадження нових технологій автоматизації та покращення стійкості до зовнішніх впливів.

Актуальність дослідження

Розробка ефективних схем електричної частини теплових електростанцій є актуальним завданням у контексті енергетичної трансформації України. Країна стикається з низкою викликів: зменшенням залежності від імпорту енергоресурсів, підвищенням надійності енергопостачання та переходом до стандартів ENTSO-E. Сучасна ситуація вимагає розробки рішень, які не лише відповідають поточним потребам енергосистеми, але й враховують перспективи її розвитку.

Значна частина ТЕС в Україні морально та фізично застаріла, що створює додаткові ризики для стабільності енергосистеми. Більшість таких станцій мають низький коефіцієнт корисної дії, високий рівень викидів і недостатню гнучкість для інтеграції з сучасними мережами. У цьому контексті проектування нових станцій з урахуванням найкращих світових практик є важливим кроком на шляху до енергетичної незалежності України.

Інтеграція з ENTSO-E вимагає модернізації не лише існуючих генеруючих потужностей, але й побудови нових, що відповідають вимогам стабільності, автоматизації та гнучкості. Проєкт ТЕС потужністю 2400 МВт є особливо актуальним, оскільки станція такої потужності здатна ефективно працювати в ролі базового або маневрового генератора, задовольняючи потреби в пікових навантаженнях та компенсуючи нестабільність виробництва від ВДЕ.

Мета та задачі дослідження

Метою дослідження є проектування електричної частини теплової електростанції потужністю 2400 МВт, здатної ефективно працювати в сучасних умовах енергосистеми України. Для досягнення цієї мети вирішуються такі завдання:

- Проведення аналізу сучасного стану енергосистеми України, включно з технічними викликами та перспективами інтеграції нових ТЕС.

- Розробка схем електричних розподільних пристроїв, які забезпечують стабільну та ефективну роботу станції, а також вибір обладнання, що відповідає сучасним технічним стандартам.
- Розрахунок техніко-економічних показників роботи станції, включно з оцінкою екологічних аспектів.

Об'єкт і предмет дослідження

Об'єктом дослідження є електрична частина теплової електростанції потужністю 2400 МВт, яка включає розподільчі пристрої, електричні схеми, устаткування та системи управління.

Предметом є проектування цих компонентів з урахуванням сучасних викликів енергетичної галузі України.

Практичне значення

Результати цього дослідження можуть бути використані для створення нових та модернізації існуючих ТЕС в Україні. Запропоновані схеми та технічні рішення сприятимуть підвищенню надійності та ефективності енергетичної системи, зменшенню її залежності від імпорту електроенергії та відповідності європейським стандартам.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Енергетична галузь України у 2024 році функціонує в умовах значних викликів, спричинених військовою агресією, масштабними пошкодженнями інфраструктури та нерівномірним розподілом виробничих потужностей. Незважаючи на ці труднощі, енергетична система залишається фундаментально важливою для економічної стабільності, забезпечення життєдіяльності населення та підтримки стратегічного розвитку держави. У цьому контексті теплові електростанції (ТЕС) відіграють критичну роль, забезпечуючи гнучкість та надійність роботи енергосистеми, особливо в умовах дефіциту інших джерел генерації.

Розподіл виробництва електроенергії в Україні у 2023 році демонструє значну залежність від атомних електростанцій, на які припадає близько 47,6% загального обсягу генерації. Теплові електростанції посідають друге місце з часткою 27,8%, тоді як гідроелектростанції забезпечують 14,1%, а решта джерел, включаючи відновлювані, становлять 10,5%. Зупинка Запорізької АЕС у 2022 році, спричинена пошкодженням інфраструктури, значно вплинула на загальний обсяг генерації та підвищила енергетичне навантаження на інші види генерації, зокрема ТЕС [3]. Це, у свою чергу, загостило питання забезпечення стабільності енергосистеми та ефективності її роботи.

Споживання електроенергії в Україні також зазнало суттєвих змін. У першому кварталі 2023 року воно скоротилося до 32,2 ТВт·год, що на 18,9% менше, ніж за аналогічний період 2022 року. Основними чинниками такого скорочення стали зниження енергоспоживання промисловими підприємствами на 45% та домогосподарствами на 16% [2]. Такі показники свідчать про поглиблення енергетичної кризи та необхідність зміцнення потужностей, здатних забезпечувати стабільність енергопостачання навіть у критичних умовах.

Модернізація теплових електростанцій виступає стратегічно важливим завданням, що спрямоване на підвищення ефективності їхньої роботи, зниження викидів та адаптацію до сучасних вимог. Впровадження інноваційних технологій дозволить значно підвищити ефективність ТЕС. Зокрема, інтеграція парогазових установок сприятиме більш ефективному використанню палива, а впровадження систем уловлювання та зберігання вуглецю зменшить екологічний вплив. Удосконалення систем релейного захисту та автоматики забезпечить вищу надійність функціонування електростанцій навіть за умов підвищених навантажень чи аварійних ситуацій. Використання сучасних матеріалів та обладнання дозволить зменшити втрати енергії та підвищити загальний коефіцієнт корисної дії (ККД) ТЕС.

Собівартість виробництва електроенергії на ТЕС перебуває на середньому рівні порівняно з іншими видами генерації. Хоча атомна та гідрогенерація мають нижчу вартість, їхні обмежені можливості через втрати потужностей підвищують значення ТЕС для енергосистеми. Розвиток теплових електростанцій дозволяє забезпечити оперативність реагування на змінні енергетичні потреби, диверсифікувати енергетичний баланс країни та гарантувати стабільність роботи енергосистеми під час сезонних піків або раптових дефіцитів.

Модернізація теплових електростанцій також відповідає міжнародним екологічним стандартам. Використання технологій уловлювання та зберігання вуглецю, оптимізація процесів спалювання палива та оновлення котельного обладнання дозволять значно зменшити викиди парникових газів і шкідливих речовин. Така екологічна трансформація не лише мінімізує вплив на довкілля, але й створює передумови для гармонізації української енергосистеми зі стандартами Європейського Союзу, що є важливим кроком на шляху інтеграції з ENTSO-E.

Балансування енергосистеми є ключовим викликом для забезпечення її стабільної роботи. Теплові електростанції відіграють важливу роль у цьому процесі, оскільки забезпечують гнучкість, необхідну для компенсації

нерівномірності генерації відновлюваних джерел енергії. Вони також здатні швидко реагувати на зміну навантаження, виконуючи функцію резервних потужностей у випадках дефіциту або аварій. Ефективне управління цими процесами потребує впровадження сучасних систем моніторингу та автоматизованих рішень, що дозволяють оперативно реагувати на зміну умов і підтримувати стабільність енергопостачання.

Регіональні аспекти також потребують уваги. Географічна прив'язка до основних споживачів електроенергії знижує втрати під час її транспортування, що підвищує ефективність роботи ТЕС. Розвиток теплових електростанцій у регіонах із високим попитом сприяє забезпеченню надійності енергозабезпечення та скороченню витрат. Крім того, забезпечення належної логістики постачання палива є важливим фактором для підтримки безперебійної роботи ТЕС у віддалених регіонах або під час кризових ситуацій.

Модернізація теплових електростанцій є ключовим напрямком для зміцнення енергетичної незалежності України, підвищення стабільності енергосистеми та забезпечення відповідності сучасним технічним і екологічним стандартам. Інтеграція запропонованих заходів сприятиме розвитку енергетичного сектору, посиленню його стійкості та збільшенню конкурентоспроможності України на європейському енергетичному ринку.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних і теплових навантажень

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних і теплових навантажень що обслуговуються районом. Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності району $P_{P\text{ MAX}}$ системи $P_{C\text{ MAX}}$.

Передача електроенергії зв'язана з втратами, що діляться на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, і змінні ΔP_2 пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку величину втрат можна прийняти [3]:

- а) у мережах місцевого району $\Delta P'_1 = 0.01$;
 $\Delta P'_2 = 0.06$;
 б) у мережах системи $\Delta P''_1 = 0.02$;
 $\Delta P''_2 = 0.14$;

Постійні втрати для району і систем підраховуються по формулах

$$\Delta P_{1P} = \Delta P'_1 P_{P\text{ MAX}} = 0.01 \cdot 300 = 3 \text{ (МВт)} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1C} = \Delta P'_1 P_{C\text{ MAX}} = 0.02 \cdot 1500 = 30 \text{ (МВт)} \quad (2.2)$$

і залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати в будь-якій частині доби

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \frac{P_{pt}^2}{P_{p\text{ max}}}; \quad \Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \frac{P_{ct}^2}{P_{c\text{ max}}}; \quad (2.3)$$

Наприклад, 0-4 зима:

$$\Delta P_{2pt} = 0.06 \cdot \frac{\left(\frac{80 \cdot 300}{100}\right)^2}{300} = 11,52 \text{ (МВт)}$$

$$\Delta P_{2ct} = 0.14 \cdot \frac{\left(\frac{80 \cdot 1500}{100}\right)^2}{1500} = 134,4 \text{ (МВт)}$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

Потужність, що віддається в місцевий район та систему відповідно:

$$P_{p \text{ від } t} = P_{p \text{ т}} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p \text{ т}}; \quad (2.4)$$

$$P_{c \text{ від } t} = P_{c \text{ т}} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c \text{ т}}; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{p \text{ від } \tau} = \left(\frac{80 \cdot 300}{100} \right) + 3 + 11,52 = 254,52 \text{ (МВт)}$$

Наприклад, 0-4 зима:

$$\Delta P_{c \text{ від } \tau} = \left(\frac{80 \cdot 1500}{100} \right) + 30 + 134,4 = 1364,4 \text{ (МВт)}$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

Сумарна потужність, що віддається із шин електростанції:

$$P_{\text{від } t} = P_{p \text{ від } t} + P_{c \text{ від } t} \quad (2.6)$$

$$\text{Наприклад, 0-6 зима: } P_{\text{від } t} = 254,52 + 1364,4 = 1618,92 \text{ (МВт)}$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

В залежності від величини $P_{\text{від } t}$ приблизно визначається витрата електроенергії на власні потреби (в. п.) станції:

$$P_{\text{в.п.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{від } t}}{P_{\text{уст}}} \right) \cdot \frac{P_{\text{в.п.}} \cdot P_{\text{від.макс.}}}{100};$$

$$\text{Наприклад, 0-4 зима: } P_{\text{в.п.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1618,92}{2400} \right) \cdot \frac{5 \cdot 2061}{100} = 82,93 \text{ (МВт)},$$

де $P_{\text{уст}} = 2400$ (МВт) - встановлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{\text{вп}} = 5\%$ - максимальне навантаження власних потреб, %, стосовно встановленої потужності електростанції по [3, табл. 1.1]; $P_{\text{від max}} = 2061$ (МВт) - максимальна потужність що віддається із шин станції.

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

Потужність, що виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир.т}} = P_{\text{від } t} + P_{\text{в.п.т}}; \quad (2.7)$$

$$\text{0-4 зима } P_{\text{вир.т}} = 1618,92 + 82,93 = 1701,85 \text{ (МВт)}$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби. Дані зводяться в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого р-ну, %	зима	80	100	100	100	95	95	85	95
	літо	75	95	95	95	90	90	80	90
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима	240	300	300	300	285	285	255	285
	літо	225	285	285	285	270	270	240	270
Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	3	3	3	3	3	3	3	3
	літо	3	3	3	3	3	3	3	3
Змінні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	11,52	18	18	18	16,24	16,24	13,01	16,24
	літо	10,13	16,24	16,24	16,24	14,58	14,58	11,52	14,58
Потужність, що видається до місцевого району, МВт	зима	245,52	321	321	321	304,25	304,25	271	304,25
	літо	238,13	304,25	304,25	304,25	287,58	287,58	254,52	287,58
Навантаження системи, %	зима	80	90	100	80	90	100	80	60
	літо	75	85	95	75	85	95	75	55
Навантаження системи, МВт	зима	1200	1350	1500	1200	1350	1500	1200	900
	літо	1125	1275	1425	1125	1275	1425	1125	825
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	30	30	30	30	30	30	30	30
	літо	30	30	30	30	30	30	30	30
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	134,4	170,1	210	134,4	170,1	210	134,4	75,6
	літо	118,13	151,73	189,53	118,13	151,73	189,53	118,13	63,53
Потужність, що видається до системи, МВт	зима	1364,4	1550,1	1740	1364,4	1550,1	1740	1364,4	1005,6
	літо	1273,13	1456,72	1644,53	1273,13	1456,72	1644,53	1273,13	918,53
Сумарна потужність, що видається з шин станції, МВт	зима	1618,92	1871,1	2061	1685,4	1854,35	2044,25	1635,41	1309,85
	літо	1511,25	1760,97	1948,77	1577,37	1744,3	1932,11	1527,64	1206,11
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима	82,93	89,42	94,32	84,64	88,99	93,88	83,35	74,96
	літо	80,15	86,59	91,43	81,86	86,16	91	80,58	72,29
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима	1701,85	1960,52	2155,32	1770,04	1943,34	2138,13	1718,76	1384,81
	літо	1591,4	1847,56	2040,2	1659,23	1830,46	2023,1	1608,22	1278,4

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

- Максимальне навантаження станції $P_{\max} = 2155,31(\text{МВт})$

- Річний виробіток електроенергії $E_{\Gamma} = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир},i} \cdot t_i;$

$$E_{\Gamma} = 15366576,7 (\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

- Установлена потужність станції $P_{\text{уст}} = 2400 \text{ МВт}$

- Середнє навантаження станції $P_{cp} = \frac{E_{\Gamma}}{T}$;

$$P_{cp} = \frac{15366576,7}{8760} = 1754,17 \text{ (МВт)}$$

- Коефіцієнт заповнення графіка $K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}$;

$$K_3 = \frac{1754,17}{2155,3} = 0,813$$

- Коефіцієнт використання встановленої потужності $K_y = \frac{P_{cp}}{P_{уст}}$;

$$K_y = \frac{1754,17}{2400} = 0,73$$

- Число годин використання максимальної потужності $T_{\max} = \frac{E_{\Gamma}}{P_{\max}}$;

$$T_{\max} = \frac{15366576,7}{2155,31} = 7129,6 \text{ (г)}$$

- Число годин використання встановленої потужності $T_{уст} = \frac{E_{\Gamma}}{P_{уст}}$

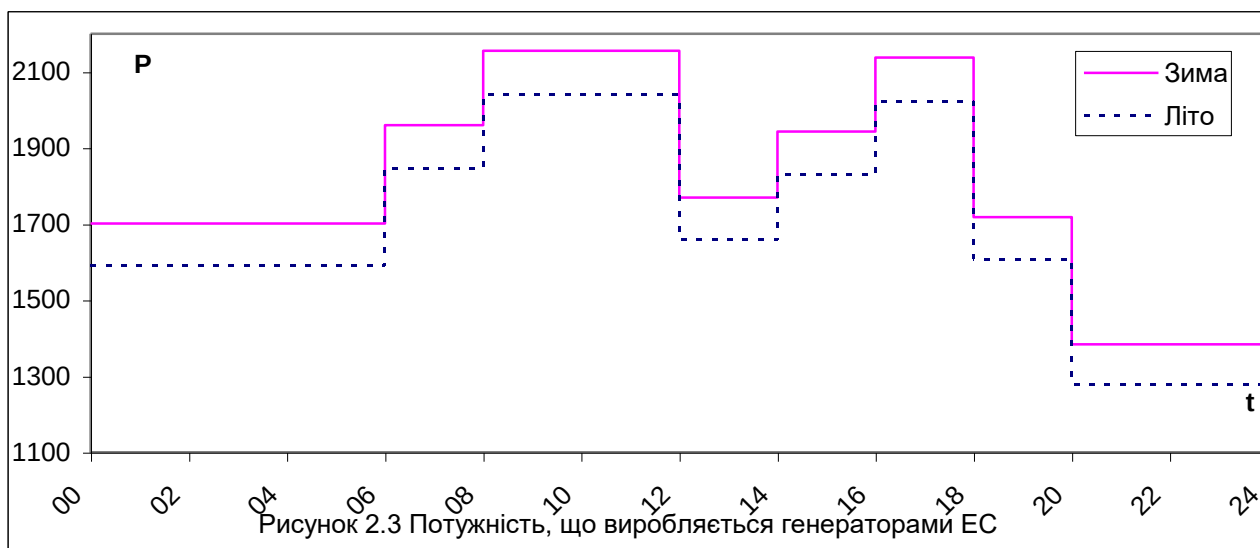
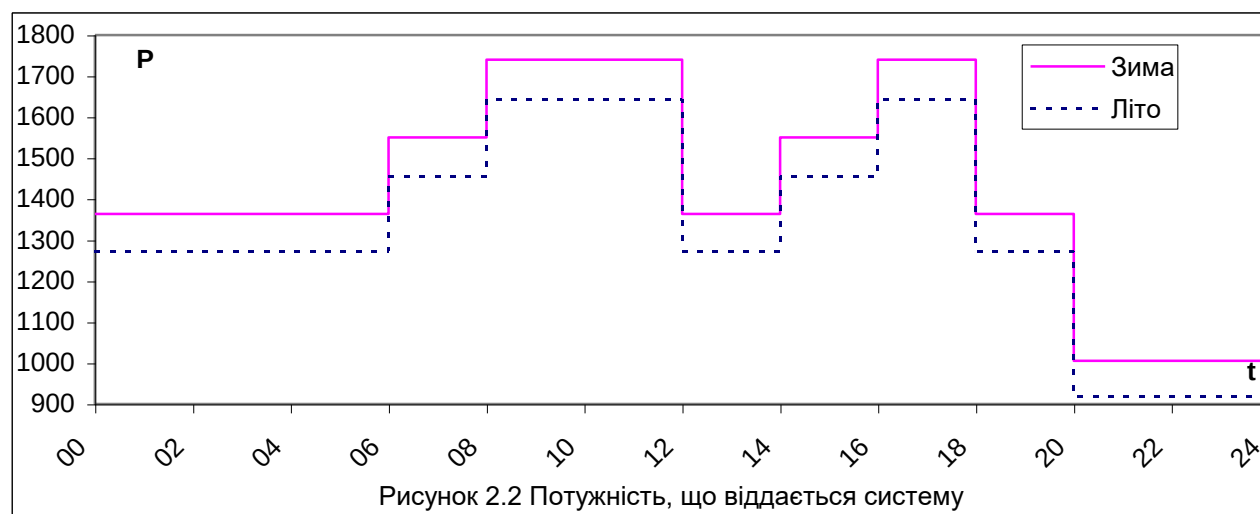
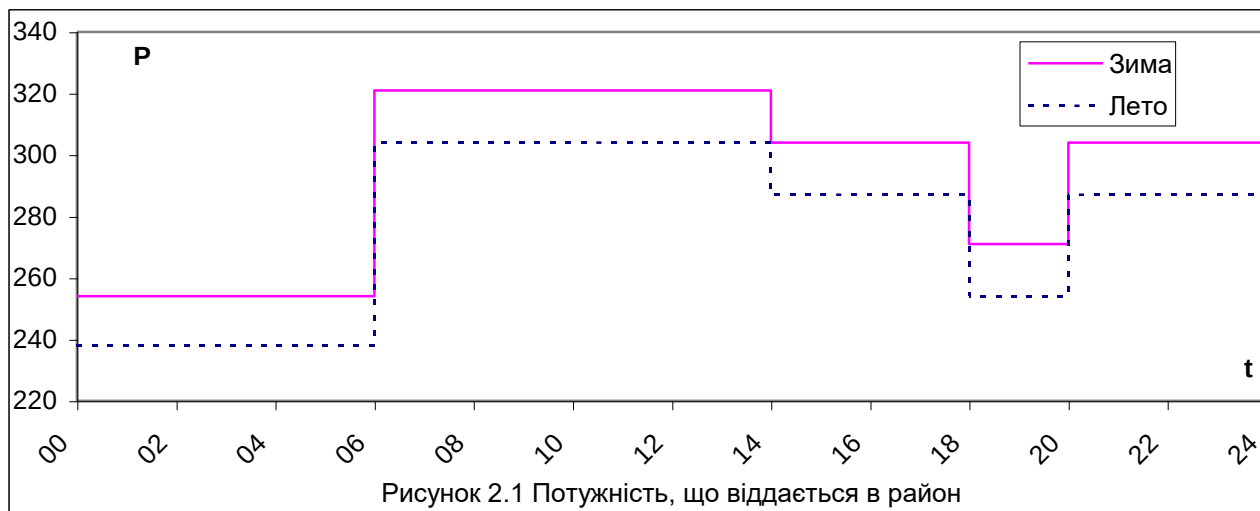
$$T_{уст} = \frac{15366576,7}{2400} = 6402,7 \text{ (г)}$$

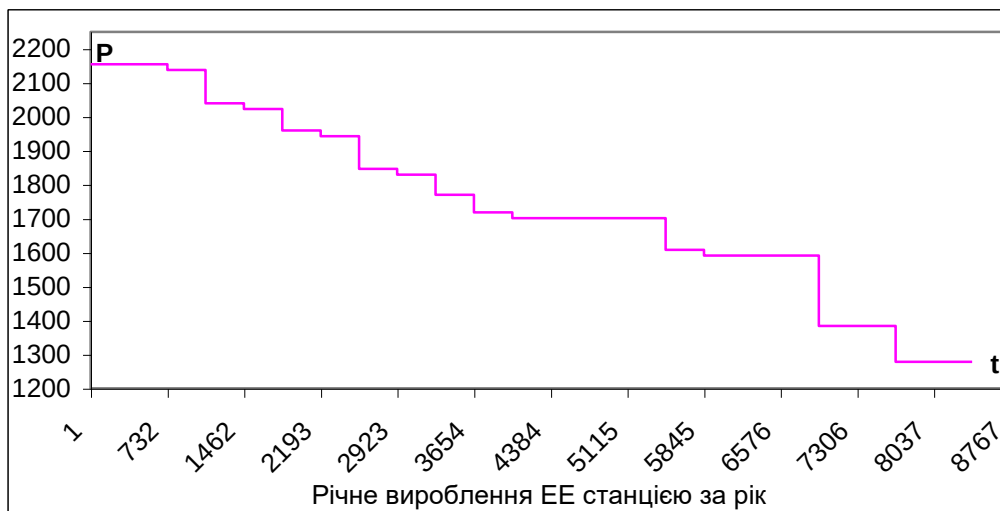
- Коефіцієнт резерву $K_{рез} = \frac{P_{уст}}{P_{\max}}$;

$$K_{рез} = \frac{2400}{2155,31} = 1,11$$

По даним розрахунку будуюмо добові графіки навантаження системи, місцевого району і генераторів електричної станції для зими та літа (рисунки 2.1, 2.2 та 2.3) та річний графік по тривалості, приймаючи тривалість зимового періоду 183, а літнього 182 дні. (рисунк 2.4)

Для побудови графіків навантаження, використовуємо таблицю 2.1.





2.2 Вибір основного обладнання

2.2.1 Вибір турбін

Відповідно до завдання вибираємо 4 конденсаційні турбіни типу К-200-130 і 2 конденсаційні турбіни типу К-800-240.

Таблиця 2.2

ТИП ТУРБИНИ	К-200-130	К-800-240
Номінальна потужність, МВт	200	800
Тиск свіжої пари, Атм	130	240
Температура свіжої пари, °C	564	560
Температура проміжного перегріву, °C	565	565
Витрати свіжої пари при номінальному навантаженні, т/ч	564	2560
Кількість	4	2

2.2.2 Вибір котельних агрегатів

Параметри пари (температура, тиск) і кількість котлів на КЕС визначаються зробленим раніше вибором конденсаційних турбін. Паровиробництво парогенераторів для блокових КЕС вибирається по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з обліком власних потреб і запасом до 5%.

Приймаємо до установки котли ПП-660/140ГМ у кількості 4 шт. та котли ПП-2550/255 ГМ у кількості 2 шт.

Таблиця 2.2.

Марка котла-агрегата	Вир.-во пари, т/год	Ел. потужн., МВт	Параметри пари			Паливо	К-ть
			Тиск	Температура пари			
				Первинної	Вторинної		
ПП-660/140 ГМ	660	200	140	540	540	Мазут	4
ПП-2550/255 ГМ	2500	800	255	270	265	Мазут	2

2.2.3 Вибір електричних генераторів

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

Вибираємо турбогенератори типу ТГВ-200-2У3 та ТГВ-800 із номінальними параметрами:

Таблиця 2.4.

Тип генератора	ТГВ-200-2У3	ТГВ-800-2ЕУ3
Повна номінальна потужність, МВА	235,3	941
Активна номінальна потужність, МВт	200	800
Номінальна напруга U_n , кВ	15,75	24
Коефіцієнт потужності $\cos \phi$	0,85	0,85
Надперехідний індуктивний опір x_d''	0,19	0,272
Кількість	4	2

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції і вид палива; число і потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів і їхній склад; дані про систему.

2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає у виборі напруг, на яких буде видаватися електроенергія числа і пропускної спроможності ліній на кожній напрузі.

Відповідно до завдання приймаємо відстань до системи 160 км.

Кількість ЛЕП визначаємо по наступних формулах:

Для системи:

$$n_{\text{леп}330} = \frac{P_{\text{с.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (2.8)$$

$$n_{\text{леп}330} = \frac{1740}{400} + 1 = 6 (\text{ліній});$$

Для місцевого району:

$$n_{\text{леп}150} = \frac{P_{\text{р.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (2.9)$$

$$n_{\text{леп}150} = \frac{321}{100} + 1 = 5 (\text{ліній});$$

2.3.2 Проектування структурної схеми станції

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

Розподіл генераторів між РП різних напруг робиться з обліком потужності, що віддається із шин різної напруги $P_{\text{отд}}$. При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік із РП однієї напруги в РП іншої напруги в нормальному й аварійному режимах був мінімальним.

Перетік надлишкової потужності буде здійснюватися через АТ зв'язку, який з'єднує РП 330 і 150 кВ. АТ вибирається з умови надійності. Таким чином, структурна схема КЕС складається з двох РП – 330 і 150 кВ, які з'єднані через АТЗ.

Оберемо можливі варіанти структурної схеми електричної станції:

- а) Блоки між РП розподілені наступним чином: до РП 330 кВ – два блоки по 800 МВт та один блок 200 МВт, до РП 150 кВ – три блоки 200 МВт (рис. 2.5 а).
- б) Блоки між РП розподілені наступним чином: до РП 330 кВ – два блоки по 800 МВт та укрупнений блок два по 200 МВт, до РП 150 кВ – два блоки 200 МВт (рис. 2.5 б).

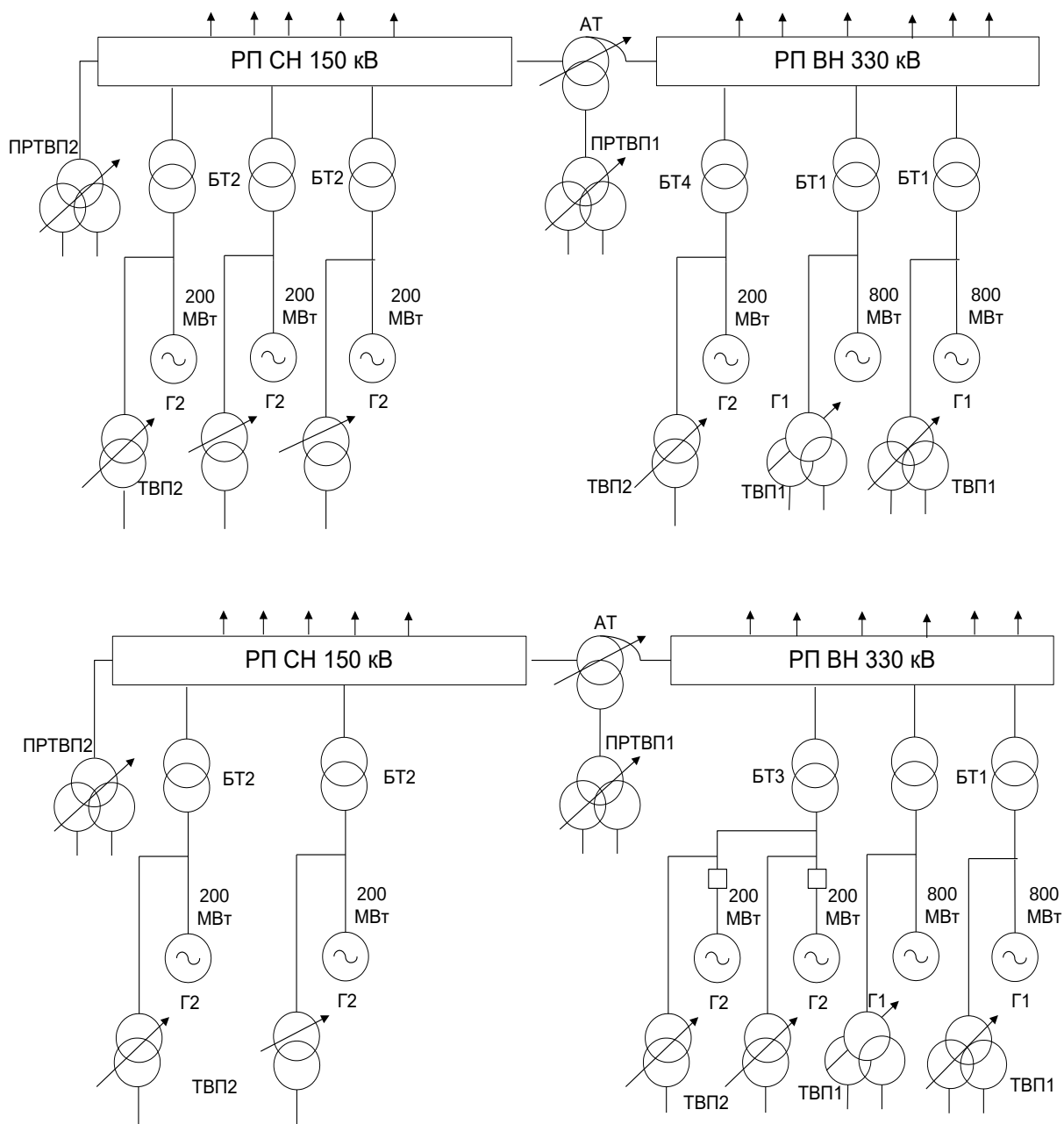


Рисунок 2.5 Структурні схеми КЕС.

2.3.3 Вибір блочних трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності.

При виборі потужності блочного трансформатора (автотрансформатора) враховуються наступні умови:

а) якщо генератор включається в блок із трансформатором і на відгалуженні до блока підключене тільки навантаження власних потреб (P'_{en} [3, таблиця 1.1])

$$S_{\text{ном Т1}} \geq S_{\text{ном Г}} - S_{\text{вп}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{ном Т1}} \geq 941 - 47,05 = 894 (\text{МВА});$$

де

$$S_{\text{вп}} = \frac{P'_{\text{вп}} \% \cdot S_{\text{ном Г}}}{100}; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{вп}} = \frac{5 \cdot 941}{100} = 47,05 (\text{МВА});$$

де

$$S_{\text{ном Т2,Т4}} \geq 235,3 - 11,765 = 223,53 (\text{МВА});$$

$$S_{\text{вп}} = \frac{P'_{\text{вп}} \% \cdot S_{\text{ном Г}}}{100};$$

$$S_{\text{ен}} = \frac{5 \cdot 235,3}{100} = 11,765 (\text{МВА});$$

Для другого варіанту структурної схеми

$$S_{\text{ном Т3}} \geq 2 \cdot (235,3 - 11,765) = 447 (\text{МВА});$$

Отже вибираємо трансформатори для РП ВН 330 кВ: БТ1, типу ТНЦ-1000000/330 і БТ4, типу ТДЦ-250000/330 та для другого варіанту структурної схеми ЕС БТ3, типу ТНЦ-630000/330. Для РП СН 150 кВ: БТ2 трансформатори типу ТДЦ-250000/150. Параметри трансформаторів заносимо в таблицю 2.5.

2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку.

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

а) *режим максимальних навантажень в місцевому районі:*

$$S_{p(\max)} = \sum_{i=1}^n \left(S_{\text{ном.г.і.}} - \frac{P_{\text{в.п.ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) - \frac{P_{p.\text{отд.}\max}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \quad (2.12)$$

Таблиця 2.5.

Позначення в схемі	Тип	S _{ном} , МВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		U _к %	Вар-ть, тис. уо.
			ВН	НН	Р _х	Р _к		
БТ1	ТНЦ-1000000/330	1000	347	24	480	2200	11,5	3804,6
БТ3	ТНЦ-630000/330	630	347	15,75	345	1300	11,5	2952,9
БТ2	ТДЦ-250000/150	250	165	15,75	170	640	11	1448,4
БТ4	ТДЦ-250000/150	250	347	15,75	214	605	11	1558,5

Варіанти структурної схеми:

$$S_{p(\max)} = 3 \cdot (235,3 - 11,76) - \frac{321}{0,85} = 293 \text{ (МВА)}$$

$$S_{p(\max)} = 2 \cdot (235,3 - 11,76) - \frac{321}{0,85} = 69,4 \text{ (МВА)}$$

де $S_{ном.г.}$ - номінальна потужність генераторів, включених на шини місцевого району; $S_{с.н.ном}$ - потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням; $S_{p.отд.мак}$ - максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

б) *режим мінімальних навантажень в місцевому районі* при роботі генераторів з номінальною потужністю

$$S_{p.(min)} = \sum_{i=1}^n \left(S_{ном.г.i} - \frac{P_{в.п.ном}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) - \frac{P_{p.отд.min}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \quad (2.13)$$

Варіант структурної схеми:

$$S_{p.(min)} = 3 \cdot (235,3 - 11,76) - \frac{238,13}{0,85} = 390 \text{ (МВА)}$$

$$S_{p.(min)} = 2 \cdot (235,3 - 11,76) - \frac{238,13}{0,85} = 167,1 \text{ (МВА)}$$

де $S_{в.п.ном}$ - мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

в) *аварійний вихід в період максимальних навантажень самого потужного генератора, який включений на шини місцевого району*

$$S_{p.(ав)} = \sum_{i=1}^{n-1} (S_{ном.г.i-1} - S_{в.п.ном.i-1}) - S_{p.отд.мак} \quad (2.14)$$

Варіант структурної схеми:

$$S_{p.(ав)} = 2 \cdot (235,3 - 11,76) - \frac{321}{0,85} = 69,4 (МВА)$$

$$S_{p.(ав)} = 1 \cdot (235,3 - 11,76) - \frac{321}{0,85} = -154,1 (МВА)$$

де $S_{e.n.}$ - потужність власних потреб блоків місцевого району, які залишились в роботі.

Так як в нормальному режимі роботи мають місце достатньо великі перетоки потужності, то для варіантів обираємо а) два автотрансформатори зв'язку АТДЦТН-250000/330/150; б) один автотрансформатор зв'язку АТДЦТН-250000/330/150.

Таблиця 2.6

Тип	S _{НОМ} , МВА	Напруга			Втрати, кВт				Ук %			Вар- ть, тис. уо.
		ВН	СН	НН	Р _х	Р _к			ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
						ВН- СН	ВН- НН	СН- НН				
АТДЦТН- 250000 /330/150	250	330	158	15,8	160	620	—	—	10,5	54	42	1484

2.3.5 Вибір трансформаторів власних потреб

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

$$S_{ТВП} \geq P'_{ВП} \cdot P_{ном.г.} \cdot K_{П} \quad (2.15)$$

$$S_{ТВП200} \geq 0,05 \cdot 200 \cdot 0,9 = 9 (МВА)$$

$$S_{ТВП800} \geq 0,05 \cdot 800 \cdot 0,9 = 36 (МВА)$$

Отже вибираємо трансформатори власних потреб ТВП1 та ТВП2 типу ТРДНС-40000/35 та ТРДНС-25000/35 відповідно.

Таблиця 2.7

Тип	S _{ном} ,	Напруга		Втрати, кВт		U _к %	I _х %
		ВН	НН	P _х	P _к		
ТРДНС-	40	24	6,3-6,3	36	170	12,7	0,5
ТДНС-	10	15,75	6,3	25	115	10,5	0,65

2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і одночасний пуск другого і зупинку третього реакторних блоків:

$$S_{\text{пртвп}} = 1,3 \cdot S_{\text{в.п.розр.}} \quad (2.16)$$

$$S_{\text{пртвп}} = 1,3 \cdot 36 = 46,8 (\text{МВА})$$

Отже вибираємо пускорезервні трансформатори власних потреб ПРТВП1 типу ТРДНС-63000/35 і ПРТВП2 типу ТРДН-63000/150

Таблиця 2.8

Тип	S _{ном} ,	Напруга		Втрати, кВт		U _к %	I _х %
		ВН	НН	P _х	P _к		
ТРДНС-	63	158	6,3-6,3	52	235	10,5	0,65
ТРДНС-	63	15,75	6,3-6,3	44	250	12,7	0,35

2.3.7 Техніко-економічне порівняння структурних схем станцій.

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними витратами:

$$\min \{ Z = p_n \cdot K + B + M(Z_6) \},$$

де K - капіталовкладення; p_n - нормативний коефіцієнт ефективності ($p_n=0,12$); B - річні експлуатаційні витрати; $M(Z_6)$ - математичне сподівання збитків, які викликаються відмовами в електроустановці.

Для техніко-економічного порівняння структурних схем приймаємо:

$$M(3_6)=0$$

Річні експлуатаційні витрати складаються з трьох складових:

$$B = B_a + B_o + B_v,$$

де $B_a = aK$ - амортизаційні відрахування (реновація, капітальний ремонт); a - норма амортизаційних відрахувань ($a=7,4\%$); $B_o = vK$ - витрати на обслуговування електроустановки (поточний ремонт, заробітна плата); v - норма відрахувань на обслуговування ($v=2\%$); $B_v = \beta \cdot \Delta W$ - витрати, обумовлені втратами енергії в установці, що проектується; β - питомі витрати на відшкодування втрат ($\beta = 200 \left(\frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \right)$); ΔW - річні втрати енергії.

Визначимо капіталовкладення в спорудження станції. Враховуючи однаковість генераторів, трансформаторів власних потреб та пускорезервних трансформаторів розрахуємо капіталовкладення по витратах на блочні трансформатори та автотрансформатори і занесемо дані в таблицю:

Таблиця 2.9

Елемент електричної установки	К, тис. грн.		Вартість елементу, тис. уо.
	1 варіант	2 варіант	
БТ1	2	2	3804,6
БТ2	3	2	1448,4
БТ3	0	1	2952,9
БТ4	1	0	1558,5
АТ1	2	0	1484
АТ2	0	1	1484
Ген.вим.	0	2	88,9
Σ	16480,9	15120,7	

Річні втрати електроенергії визначаються за формулою:

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.17)$$

де τ – час максимальних втрат.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 \quad (2.18)$$

Для $T_{\max} = 7130(^{\circ}\text{C})$ час максимальних втрат становить: $\tau=6137$

Визначимо річні втрати електроенергії для кожного з варіантів структурної схеми:

а)

$$\Delta W_{b1} := \left[2 \cdot 480 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 2200 \left(\frac{1810}{1000} \right)^2 \cdot 6137 \right] \quad \Delta W_{b1} = 3.053 \times 10^7$$

$$\Delta W_{b4} := \left[1 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 605 \left(\frac{226}{250} \right)^2 \cdot 6137 \right] \quad \Delta W_{b4} = 4.909 \times 10^6$$

$$\Delta W_{b2} := \left[3 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 640 \left(\frac{388}{250} \right)^2 \cdot 6137 \right] \quad \Delta W_{b2} = 7.621 \times 10^6$$

$$\Delta W_{at} := \left[2 \cdot 160 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 620 \left(\frac{10.7}{2 \cdot 250} \right)^2 \cdot 6137 \right] \quad \Delta W_{at} = 2.804 \times 10^6$$

$$\Delta W := \Delta W_{b1} + \Delta W_{b2} + \Delta W_{b4} + \Delta W_{at} \quad \Delta W = 45859648.062$$

б)

$$\Delta W_{b1} := \left[2 \cdot 480 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 2200 \left(\frac{1810}{1000} \right)^2 \cdot 6137 \right] \quad \Delta W_{b1} = 3.053 \times 10^7$$

$$\Delta W_{b3} := \left[1 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 1300 \left(\frac{237}{630} \right)^2 \cdot 6137 \right] \quad \Delta W_{b3} = 4.151 \times 10^6$$

$$\Delta W_{b2} := \left[2 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 640 \left(\frac{377}{250} \right)^2 \cdot 6137 \right] \quad \Delta W_{b2} = 7.444 \times 10^6$$

$$\Delta W_{at} := \left[1 \cdot 160 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 620 \left(\frac{0}{250} \right)^2 \cdot 6137 \right] \quad \Delta W_{at} = 1.402 \times 10^6$$

$$\Delta W := \Delta W_{b1} + \Delta W_{b2} + \Delta W_{b3} + \Delta W_{at} \quad \Delta W = 43522721.039$$

Визначимо річні експлуатаційні витрати для кожного з варіантів:

а)

$$B = B_a + B_o + B_b$$

$$B = \frac{a+b}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W = \frac{9,4}{100} \cdot 16480,9 + 200 \cdot 10^{-5} \cdot 45859648,06 = 6783,6 \text{ (тис.уо.)}$$

б)

$$B = \frac{a+b}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W = \frac{9,4}{100} \cdot 15120,7 + 200 \cdot 10^{-5} \cdot 43522721,04 = 6334,2 \text{ (тис.уо.)}$$

Визначимо мінімальні приведені витрати для кожного варіанту структурної схеми:

а)

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 16480,9 + 6783,5 = 8761,2 \text{ (тис.уо.)}$$

б)

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 15120,7 + 6334,2 = 8148,6 \text{ (тис.уо.)}$$

Таким чином мінімальні приведені витрати кожного варіанту відрізняються між собою на: $100 - \frac{8761,2}{8148,6} \cdot 100 = 6,99\% > 5\%$

Отже, варіанти структурних схем не є рівноцінними, так як їх мінімальні приведені витрати відрізняються більше ніж на 5%.

Для подальшого розгляду обираємо варіант схеми б).

2.4 Вибір електричних схем станції

2.4.1 Вибір схем РП станцій

Для того щоб уникнути можливості втрати великої кількості блоків при відмові вимикача, збірні шини в схемах можуть секціонувати.

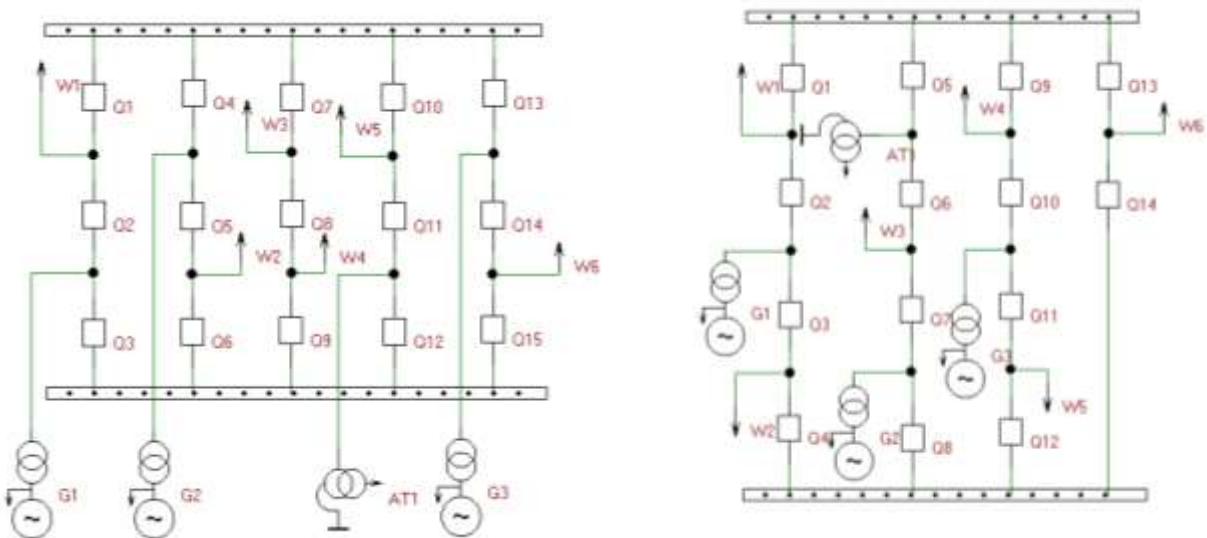


Рисунок 2.6 Схеми розподільчих пристроїв

а) та б) – варіанти для високої напруги

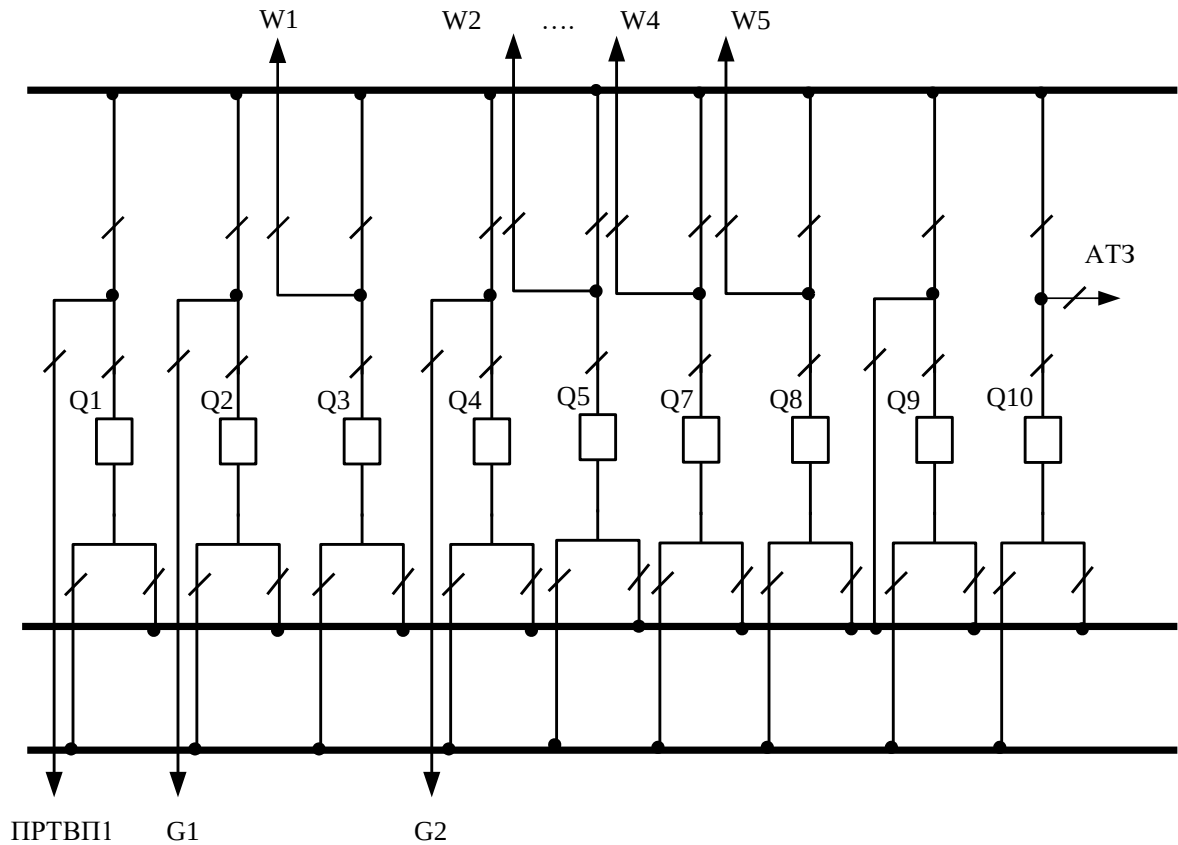


Рисунок 2.7 Схема розподільчого пристрою СН

2.4.2 Техніко-економічне порівняння варіантів схем РП

Для вибору схеми електричних з'єднань РП станції передбачається не менше ніж два конкурентоспроможних варіанти. Економічна доцільність схеми визначається за мінімальними приведеними затратами:

$$Z = p_n K + B + M(Z_6) \rightarrow \min,$$

де p_n - нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n=0,12$); K - капіталовкладення в спорудження електроустановки; B - річні експлуатаційні витрати; $M(Z_6)$ - очікувані збитки від недопостачання електроенергії.

Капіталовкладення K в РП оцінюються за числом комірок вимикачів:

$$K = n \cdot C_{\text{ком}},$$

де $C_{\text{ком}}$ - вартість комірки.

Друга складова розрахункових витрат - річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.19)$$

де α_a, α_o - відрахування на амортизацію і обслуговування, % ($\alpha_a + \alpha_o = 9,4\%$); β - вартість 1 кВт·год. втрат електроенергії; ΔW - втрати електроенергії.

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

Розрахуємо капіталовкладення K та річні експлуатаційні витрати для кожного варіанту схеми РП, враховуючи, що вартість однієї комірки 330 кВ становить $C_{\text{ком}}=1107,7$ тис. уо.:

Для варіанту а):

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} = 15 \cdot 1107,7 = 16615,8 \text{ (тис. уо.)}$$

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K = \frac{9,4}{100} \cdot 16615,8 = 1395,7 \text{ (тис. уо.)}$$

Для варіанту б):

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} = 14 \cdot 1107,7 = 15507,8 \text{ (тис. уо.)}$$

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K = \frac{9,4}{100} \cdot 15507,8 = 1302,6 \text{ (тис. уо.)}$$

Розрахунок очікуваних збитків здійснюється формалізованим таблично-логічним методом.

Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку відмов вимикачів РП ω_1 та ω_2 , час відновлення вимикача T_v , що відмовив, періодичності μ та тривалості планових ремонтів T_p . Вказані величини наведені в табл. 2.10

Таблиця 2.10

Нап- руга, кВ	Тип вимикача або мережі	Складова параметра потоку від- мов, 1/рік		Час віднов- лення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год.
		ω_1	ω_2			
330	Елегазовий	0,03	0,01	200	0,3	350

Для врахування в розрахунках очікуваного збитку відмов трансформаторів та ліній слід використовувати їх показники надійності, наведені в .

Розрахунок очікуваного збитку $M(3)$ здійснюється за таким алгоритмом.

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

позначивши їх на схемі РП

2. Визначаються параметри потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{Г.В} = k_{рв} \omega_1; \quad \omega_{Л.В} = k_{рв} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right), \quad (2.20)$$

де $k_{рв} = 0,6$ - коефіцієнт, що характеризує долю раптових відмов; ω_1, ω_2 - параметри потоку відмов вимикача (таблиця 2.10); l - довжина лінії електропередачі, км.

Визначимо параметри потоку відмов:

$$\begin{aligned} \omega_{Г.В} &= k_{рв} \omega_1 = 0,6 \cdot 0,03 = 0,018 \text{ (1/ рік)} \\ \omega_{Л.В} &= k_{рв} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right) = 0,6 \cdot \left(0,03 + 0,01 \cdot \frac{160}{100} \right) = 0,0276 \text{ (1/ рік)} \end{aligned}$$

3. Обчислюються коефіцієнти ремонтного k_p і нормального k_o режимів роботи РП:

$$\begin{aligned} k_p &= \frac{\mu T_n}{8760}; \\ k_o &= 1 - n k_p, \end{aligned} \quad (2.21)$$

де n - кількість вимикачів в РП.

Обчислимо коефіцієнти ремонтного k_p і нормального k_o режимів роботи для кожного з варіантів РП:

$$k_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760} = \frac{0,3 \cdot 350}{8760} = 0,011986$$

Для варіанту а):

$$k_o = 1 - n k_p = 1 - 15 \cdot 0,011986 = 0,82021$$

Для варіанту б):

$$k_o = 1 - n k_p = 1 - 14 \cdot 0,011986 = 0,8322$$

4. Якщо відмовляє вимикач, то елемент (блок, ЛЕП та ін.) може бути введений в роботу через час T_o (після виконання перемикачів в РП) або через час $T_{в,п}$ (після введення в роботу одного з двох вимикачів у випадку, якщо один був в плановому ремонті, а інший - в аварійному простої):

$$T_o = T_{вим} + m \cdot T_p + T_{бл}, \quad (2.22)$$

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

роз'єднувачів, які повинні бути відключені для відокремлення пошкодженого вимикача після відключення струму приєднання; T_p - час для відключення роз'єднувача ($T_p = 0,1$ год.); $T_{\text{бл}}$ - час пуску блока з гарячого стану після зняття навантаження через відмову вимикача ($T_{\text{бл}} = 0,5$ год.).

Тоді:

$$T_o = T_{\text{вим}} + m \cdot T_p + T_{\text{бл}} = 0,3 + 2 \cdot 0,1 + 0,5 = 1 (\text{год.})$$

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

$$T_{\text{в;п}} = T_{\text{в}} - \frac{T_{\text{в}}^2}{2 \cdot T_{\text{п}}}. \quad (2.23)$$

В нашому випадку:

$$T_{\text{в;п}} = T_{\text{в}} - \frac{T_{\text{в}}^2}{2 \cdot T_{\text{п}}} = 200 - \frac{200^2}{2 \cdot 350} = 142,857 (\text{год.})$$

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

$$k_0 \omega_{\text{г.в}}; \quad k_p \omega_{\text{г.в}}. \quad (2.24)$$

Аналогічно для лінійних вимикачів

$$k_0 \omega_{\text{л.в}}; \quad k_p \omega_{\text{л.в}}. \quad (2.25)$$

6. Розрахунок ведеться у вигляді табл. 2.11 та 2.12 для варіанту схеми РП а) та б) відповідно, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються, та відповідні параметри потоку раптових відмов, в верхньому рядку - вимикачі, що ремонтуються, та відповідні коефіцієнти K_j режимів роботи РП (K_0 або K_p).

7. Після заповнення таблиць 2.11 та 2.12 робиться вибірка у вигляді табл. 2.13 для варіанту схеми РП а) та б) відповідно, яка характеризує надійність схеми, що розглядається. Збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів можна визначити за виразом:

$$M(3) = y_0 \cdot \sum_{j=1}^n k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i P_i T_i, \quad (2.26)$$

де y_0 - питомий збиток, $y_0 = 6,2$ грн/кВт·год.; k_j - коефіцієнт режиму схеми (k_0 або k_p); P_i - потужність, яка втрачається; T_i - час простою елемента (T_0 або $T_{\text{в;п}}$).

Визначимо збиток від перерви електропостачання в результаті відмов

вимикачів для кожного варіанту схеми РП:

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 186,210$$

$$M(y) = y_0 \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 597,735$$

Для варіанту а)

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 209,533$$

$$M(y) = y_0 \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 672,601$$

Для варіанту б)

Визначимо мінімальні приведені затрати для кожного варіанту схеми РП:

Для варіанту а):

$$З = p_n K + B + M(З_6) = 0,12 \cdot 16615,8 + 1395,7 + 597,7 = 3987,3 \text{ (тис. уо.)}$$

Для варіанту б):

$$З = p_n K + B + M(З_6) = 0,12 \cdot 15507,8 + 1302,6 + 672,6 = 3836,1 \text{ (тис. уо.)}$$

Таблиця 2.13 - Розрахункові показники надійності схем 3/2 та 4/3

Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [год]	Ко		Кр		Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [год]	Ко		Кр	
			Wлв	Wгв	Wлв	Wгв				Wлв	Wгв	Wлв	Wгв
G1, W1	137	1	1	0	15	1	G1, W1	137	1	1	0	13	0
G1	137	1	0	1	0	5	W2, G1	137	1	1	0	13	0
G2	523	1	0	1	0	5	G2, W3	523	1	1	0	12	1
W2, G2	523	1	1	0	15	1	G2	523	1	0	1	0	6
W4, W3	140	1	1	0	16	0	G3, W4	523	1	1	0	13	0
G3	523	1	0	1	0	5	W5, G3	523	1	1	0	13	0
W6, G3	523	1	1	0	15	1	W2, G1, W1	140	1	0	0	2	0
G2, W1	523	1	0	0	1	1	G2, D (G1, W2)	523	1	0	0	0	1
W2, G1	137	1	0	0	1	1	W4, W1	140	1	0	0	2	0
W3, W1	140	1	0	0	2	0	W6, W1	140	1	0	0	2	0
W4, G1	137	1	0	0	1	1	G2, W2	523	1	0	0	1	1
W5, W1	140	1	0	0	2	0	W5, W2	140	1	0	0	2	0
AT1, G1	200	1	0	0	0	2	W6, W2	140	1	0	0	2	0
G3, W1	523	1	0	0	1	1	G2, W3, AT1	586	1	0	0	2	0
W6, G1	137	1	0	0	1	1	G2, D (AT1, W3)	523	1	0	0	0	1
G2, D (W1, G1)	523	1	0	0	0	1	W2, D (W3, G2)	123	1	0	0	1	0
G3, D (W1, G1)	523	1	0	0	0	1	W5, D (W3, G2)	123	1	0	0	1	0
G1, D (G2, W2)	507	1	0	0	0	1	W6, D (W3, G2)	123	1	0	0	1	0
W4, D (G2, W2)	123	1	0	0	1	0	W1, D (AT1, W3)	77	1	0	0	1	0
AT1, D (G2, W2)	186	1	0	0	0	1	W4, D (AT1, W3)	77	1	0	0	1	0
W6, D (G2, W2)	123	1	0	0	1	0	W5, G2	523	1	0	0	1	1
W3, G2	523	1	0	0	1	1	W6, G2	523	1	0	0	1	1
W4, W2	140	1	0	0	2	0	W5, G3, W4	523	1	0	0	2	0

W5, G2	523	1	0	0	1	1	W5, D(W4,G3)	123	1	0	0	1	0
G3, G2	1293	1	0	0	0	2	W2, D(G3,W5)	123	1	0	0	1	0
W6, W2	140	1	0	0	2	0	G2, D(G3,W5)	893	1	0	0	0	1
W1, D(G2,W2)	123	1	0	0	1	0	W6, D(G3,W5)	123	1	0	0	1	0
W3, D(G2,W2)	123	1	0	0	1	0	W1, D(W4,G3)	123	1	0	0	1	0
W5, D(G2,W2)	123	1	0	0	1	0	AT1, D(W4,G3)	186	1	0	0	0	1
G3, D(G2,W2)	893	1	0	0	0	1	W6, W5	140	1	0	0	2	0
G1, D(W3,W4)	140	1	0	0	0	1	G1	137	142,8	0	0	2	0
W2, D(W3,W4)	540	1	0	0	1	0	D(W3,G2)	123	142,8	0	0	1	1
AT1, D(W3,W4)	140	1	0	0	0	1	G2	523	142,8	0	0	1	1
W6, D(W3,W4)	540	1	0	0	1	0	D(W4,G3)	123	142,8	0	0	2	0
W5, W3	140	1	0	0	2	0	G3	523	142,8	0	0	2	0
G3, W3	523	1	0	0	1	1	D(G3,W5)	123	142,8	0	0	2	0
W6, W4	140	1	0	0	2	0	W4, D(G3,W6)	123	1	0	0	1	0
W1, D(W3,W4)	540	1	0	0	1	0							
G2, D(W3,W4)	523	1	0	0	0	1							
W5, D(W3,W4)	540	1	0	0	1	0							
G3, D(W3,W4)	523	1	0	0	0	1							
G1, D(W5,AT1)	137	1	0	0	0	1							
W2, D(W5,AT1)	77	1	0	0	1	0							
W4, D(W5,AT1)	77	1	0	0	1	0							
W6, D(W5,AT1)	77	1	0	0	1	0							
G3, W5	523	1	0	0	1	1							
W1, D(W5,AT1)	77	1	0	0	1	0							
G2, D(W5,AT1)	523	1	0	0	0	1							
W3, D(W5,AT1)	77	1	0	0	1	0							
G3, D(W5,AT1)	523	1	0	0	0	1							
G1, D(G3,W6)	507	1	0	0	0	1							
W2, D(G3,W6)	123	1	0	0	1	0							
W4, D(G3,W6)	123	1	0	0	1	0							
AT1, D(G3,W6)	186	1	0	0	0	1							
W1, D(G3,W6)	123	1	0	0	1	0							
G2, D(G3,W6)	893	1	0	0	0	1							
W3, D(G3,W6)	123	1	0	0	1	0							
W5, D(G3,W6)	123	1	0	0	1	0							
G1	137	142,8	0	0	1	1							
G2	523	142,8	0	0	1	1							
D(G2,W2)	123	142,8	0	0	1	1							
D(W3,W4)	140	142,8	0	0	2	0							
G3	523	142,8	0	0	1	1							
D(G3,W6)	123	142,8	0	0	1	1							

Кінцевий вибір варіанта виконаємо за даними табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. уо	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати	16615,8	15507,7
Щорічні витрати	1395,7	1302,6
Очікуваний збиток	597,7	672,6
Розрахункові затрати	3987,3	3836,1

Варіанти відрізняються за розрахунковими затратами Z_1 та Z_2 менше, ніж на 5%, тому кінцевим варіантом обираємо варіант а) схеми РП 3/2, як більш надійний та більш широковживаний.

2.4.3 Вибір системи електрозабезпечення власних потреб електричної станції

Всі власні потреби на електричній станції поділяються на блочні та загально станційні, що живляться від робочих трансформаторів власних потреб:

- блочне навантаження власних потреб живиться від відповідного блочного трансформатора власних потреб;
- загальностанційне навантаження ВП рівномірно розподіляється між робочими трансформаторами ВП всіх блоків.

Резервне живлення ВП здійснюється від резервних магістралей, які підключені до пускорезервних трансформаторів власних потреб. Резервні магістралі секціонуються через 2-3 блоки.

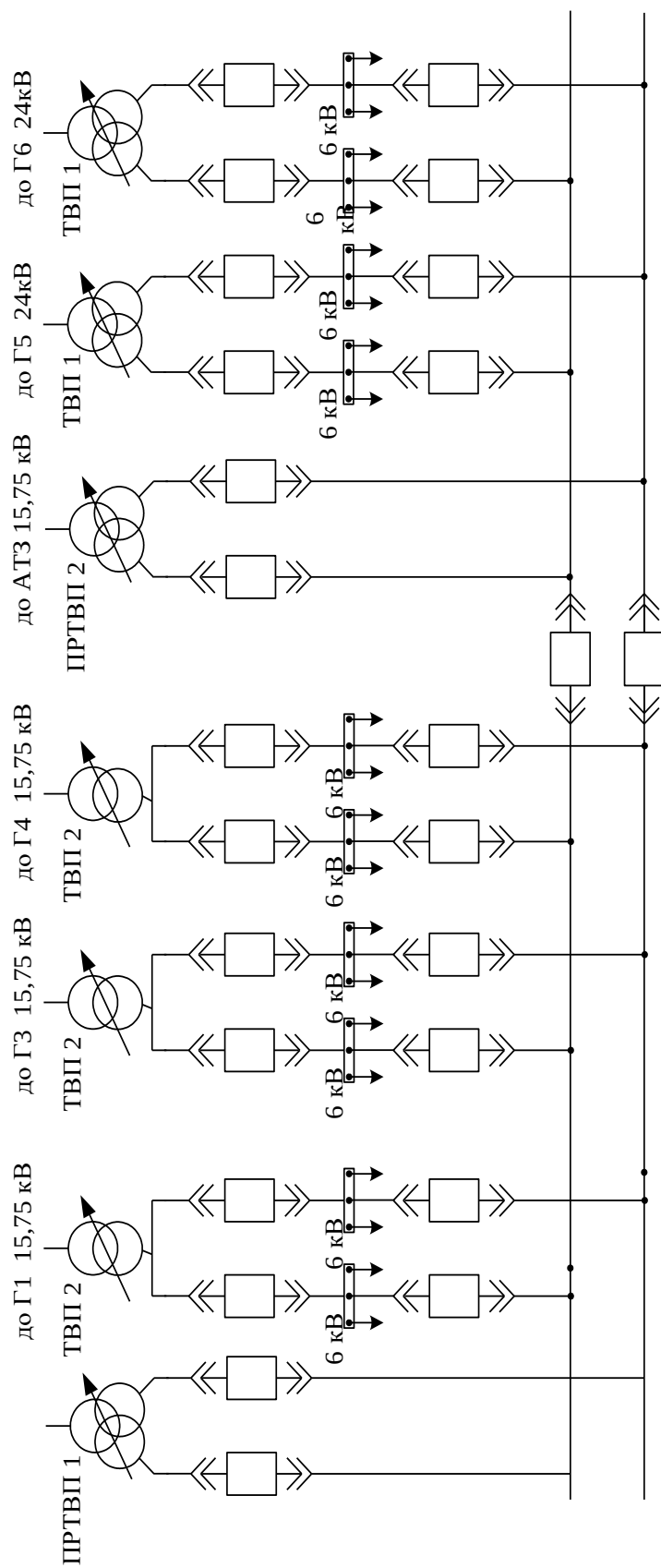


Рисунок 2.8-Система електрозабезпечення власних потреб електричної станції

2.5 Розрахунок струмів короткого замикання

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

2.5.1 Електрична схема заміщення установки

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. При розрахунку в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь звести всі опори елементів схеми заміщення до однакових же базових умов.

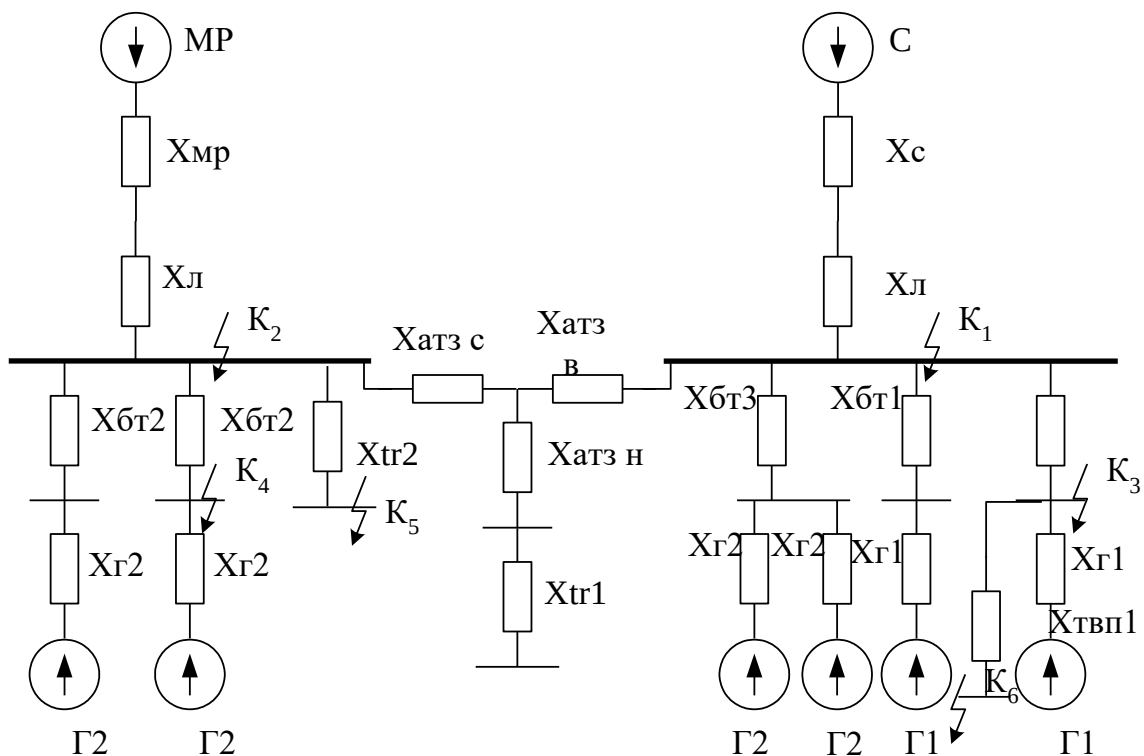


Рисунок 2.9 - Електрична схема заміщення станції

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

$$\text{- системи: } X_{*c \text{ ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} \quad (2.26)$$

$$X_{*c \text{ ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} = 0,13 \cdot \frac{1000}{25000} = 0,0052;$$

$$\text{ЛЕП 150: } X_{*л150} = X_{y\partial} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}; \quad (2.27)$$

$$X_{*л150} = X_{y\partial} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2} = 0,4 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,13;$$

$$\text{ЛЕП 330: } X_{*л330} = X_{y\partial} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}; \quad (2.28)$$

$$X_{*л330} = X_{y\partial} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2} = 0,32 \cdot 160 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,443;$$

$$\text{блочних трансформаторів БТ1: } X_{*6800} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.29)$$

$$X_{*6800} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{1000} = 0,115;$$

$$\text{блочних трансформаторів БТ2: } X_{*6200} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.30)$$

$$X_{*6200} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44;$$

$$\text{блочних трансформаторів БТ3: } X_{*6200} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.30)$$

$$X_{*6200} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,183;$$

$$\text{генераторів Г1: } X_{*Г800} = X_{d*ном}'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.31)$$

$$X_{*Г800} = X_{d*ном}'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,272 \cdot \frac{1000}{941} = 0,289;$$

$$\text{генераторів Г2: } X_{*Г200} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,803;$$

$$\text{ТВП1: } X_{*ТВП1} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.32)$$

$$X_{*ТВП1} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} \cdot 1,875 = 5,953;$$

$$\text{ТВП2: } X_{*ТВП2} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{25} \cdot 1,875 = 6;$$

$$\text{ПРТВП 1: } X_{*ГР1} = 1,875 \cdot \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 1,875 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,78;$$

$$\text{ПРТВП 2: } X_{*ГР2} = 1,875 \cdot \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,125;$$

- АТЗ:

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}) = 0,5 \cdot (54 + 10,5 - 42) = 11,25\%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}) = 0,5 \cdot (10,5 + 42 - 54) = 0;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}) = 0,5 \cdot (54 + 42 - 10,5) = 42,75\%.$$

$$X_{*B} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,23;$$

$$X_{*C} = 0;$$

$$X_{*H} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{42,75}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,855.$$

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

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

$$I_{по} = \frac{E''}{x_{рез*}} \cdot I_B, \quad (2.33)$$

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

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (2.34)$$

К₁ Складаємо розрахункову схему K_1 (рисунок 2.10). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.11).

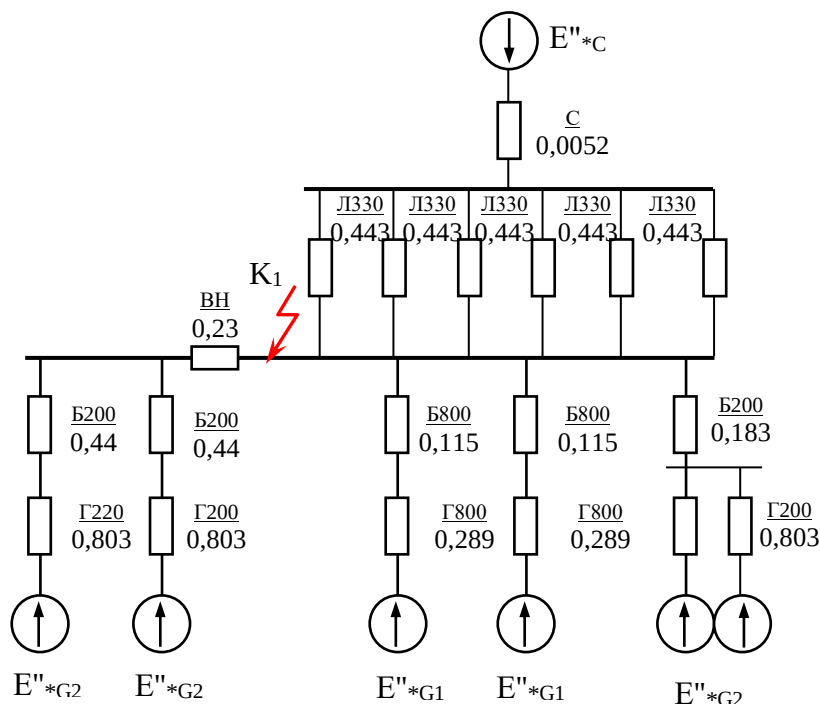


Рисунок 2.10

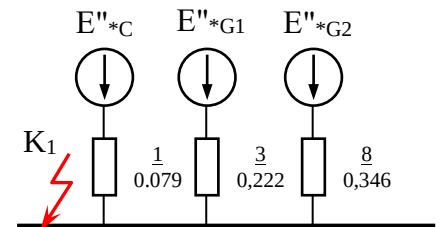


Рисунок 2.11

$$X_{*1} = X_{*C} + \frac{x_{*Л330}}{6} = 0,0052 + \frac{0,443}{6} = 0,079;$$

$$X_{*2} = X_{*Б800} + X_{*Г800} = 0,115 + 0,289 = 0,444$$

$$X_{*3} = \frac{X_{*2}}{2} = \frac{0,444}{2} = 0,222;$$

$$X_{*4} = X_{*Б200} + X_{*Г200} = 0,44 + 0,803 = 1,243$$

$$X_{*5} = \frac{X_{*4}}{2} = \frac{1,243}{2} = 0,62;$$

$$X_{*6} = X_{*5} + X_{*ВН} = 0,62 + 0,23 = 0,85;$$

$$X_{*7} = X_{*бм3} + \frac{X_{*с200}}{2} = 0,183 + \frac{0,803}{2} = 0,584;$$

$$X_{*8} = \frac{X_{*7} \cdot X_{*6}}{X_{*7} + X_{*6}} = \frac{0,584 \cdot 0,85}{0,584 + 0,85} = 0,346;$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 1,698 \text{ (кА)}.$$

$$I_{ПOC} = \frac{E''_{*C}}{X_{*1}} \cdot I_B = \frac{1}{0,079} \cdot 1,698 = 21,49 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG1} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*3}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,222} \cdot 1,698 = 8,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOG3} = \frac{E''_{*G3}}{X_{*8}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,346} \cdot 1,698 = 5,54 \text{ (кА)};$$

Аналогічним чином виконуємо розрахунок за аналогічною методикою, коли джерела що живлять точку КЗ, в кінцевому вигляді схеми (рис 5.2.2), приєднані до шин кожен через свій опір.

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

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y \quad (2.35)$$

де I_{no} - початкове значення періодичної складової струму КЗ; k_y - ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [3, таблиця 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a и k_y беремо з [3, таблиця 5.7].

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

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як $\tau = t_{\text{вл відк}} + 0,01 \text{ с}$,

де $t_{\text{вл відк}}$ - власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів не перевищує 0,2 с.

$$\text{Аперіодична складова струму КЗ: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (2.36)$$

Для вибору τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.15.

НА ВРП 330 кВ	ВНВ – 330А – 40/3150×У1	$t_{\text{вл відк}} = 0,025 \text{ с}$	$\tau = 0,035 \text{ с}$
На ВРП 150 кВ	ВНВ – 220А - 63/3150×У1	$t_{\text{вл відк}} = 0,025 \text{ с}$	$\tau = 0,035 \text{ с}$
Для ВП 6.3 кВ	ВЭ – 6 – 40 / 2000 УЗ	$t_{\text{вл відк}} = 0,075 \text{ с}$	$\tau = 0,085 \text{ с}$

Підберемо всі необхідні величини з [3] і занесемо в таблицю 2.16.

Виконаємо розрахунок складових СКЗ і ударного СКЗ для точки КЗ₁:

Ударний струм:

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot I_{noc} \cdot k_{yc} = \sqrt{2} \cdot 21,49 \cdot 1,78 = 54,097 \text{ (кА)}$$

$$i_{y\Gamma 2} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 800} \cdot k_{y\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 8,64 \cdot 1,967 = 24,03 \text{ (кА)}$$

$$i_{y\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 150} \cdot k_{y\Gamma 2} = \sqrt{2} \cdot 5,54 \cdot 1,965 = 15,39 \text{ (кА)}$$

Аперіодична складова:

$$i_{a,\tau c} = \sqrt{2} \cdot I_{noc} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 21,49 \cdot 0,417 = 12,669 \text{ (кА)}$$

$$i_{a,\tau\Gamma 2} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 800} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 8,64 \cdot 0,89 = 10,87 \text{ (кА)}$$

$$i_{a,\tau\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 150} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,54 \cdot 0,874 = 6,84 \text{ (кА)}$$

Періодична складова для τ :

$$I_{n\tau} = I_{no} \text{ (кА)}$$

Таблиця 2.16.

Точка	Вітка	τ, c	T_a, c	K_y	$e^{-\tau/T_a}$	I_{no}, kA	I_{yo}, kA	I_{at}, kA	$\frac{I_{no}}{I_{ном}}$	$\gamma_{пт}$	I_{nt}, kA
КЗ1	Система	0,035	0,04	1,78	0,417	21,49	54,097	12,669	-	1	21,49
	Генератор 800	0,035	0,3	1,97	0,890	8,64	24,034	10,873	-	1	8,64
	Генератор 200	0,035	0,26	1,97	0,874	5,54	15,395	6,848	-	1	5,54
	Σ					35,67	93,526	30,39			35,67
КЗ2	Система	0,035	0,04	1,78	0,417	8,926	22,469	5,2622	-	1	8,926
	М.Район	0,035	0,03	1,72	0,311	5,53	13,428	2,4354	-	1	5,53
	Генератор 800	0,035	0,3	1,97	0,890	3,56	9,9031	4,4802	-	1	3,56
	Генератор 200	0,035	0,26	1,97	0,874	8,2	22,787	10,136	-	1	8,2
	Σ					26,216	68,588	22,314			26,216
КЗ3	Система	0,035	0,04	1,78	0,417	57,27	144,17	33,762	-	1	57,27
	Генератор 800	0,035	0,3	1,97	0,890	66,62	185,32	83,84	2,94	0,97	64,621
	Генератор Гкз	0,035	0,33	1,97	0,899	94,04	262	119,61	4,15	0,94	88,398
	Генератор Г200	0,035	0,26	1,97	0,874	25,89	71,946	32,003	1,14	0,98	25,372
	Σ					149,78	401,43	149,61			147,26
КЗ4	Система	0,035	0,04	1,78	0,417	30,05	75,645	17,715	-	1	30,05
	Генератор Г800	0,035	0,3	1,97	0,890	11,97	33,298	15,064	1	1	11,97
	Генератор Г200	0,035	0,26	1,97	0,874	16	44,463	19,778	1	1	16
	Генератор Гкz	0,035	0,326	1,97	0,898	51,57	143,67	65,507	5,98	0,92	47,444
	Σ					58,02	153,41	52,557			58,02
КЗ5	Система	0,085	0,077	1,88	0,332	27,61	67,48	12,947	-	1	27,61
	Двигун	0,085	0,04	1,65	0,119	25	58,336	4,2226		1	7,4231
	Σ					52,61	125,82	17,169			35,033
КЗ6	Система	0,085	0,067	1,86	0,281	15,12	39,815	6,0131	-	1	15,12
	Двигун	0,085	0,04	1,65	0,119	12,7	29,635	2,1451	-	-	3,7709
	Σ					27,82	69,45	8,1581			18,891

Виконаємо розрахунок складових СКЗ і ударного СКЗ для точки КЗ6:

Знаходимо початкове значення періодичної складової струмів КЗ:

$$I_{noC} = 15,12 \text{ (кА)}$$

$$I_{noD} = 12,7 \text{ (кА)}$$

Обрахуємо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{ntC} = I_{noC} = 15,12 \text{ (кА)}$$

$$I_{ntD} = I_{noD} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,07}} = 12,7 \cdot e^{\frac{-0,085}{0,07}} = 3,77 \text{ (кА)}$$

де при визначенні $e^{\frac{-\tau}{0,07}}$ можна використовувати криві [3. Рис 5.5.], представляючи замість T_a значення $T'_d = 0,07 \text{ c}$

Визначаємо аперіодичну складову струму КЗ до моменту τ :

$$i_{ac} = \sqrt{2} \cdot I_{ноC} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 15,12 \cdot 0,28 = 6,01 \text{ (кА)}$$

$$i_{acД} = \sqrt{2} \cdot I_{ноД} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}} = \sqrt{2} \cdot 12,7 \cdot 0,119 = 2,14 \text{ (кА)}$$

де T_{ac} , можна визначити по кривим [3. Рис. 5.5.] в залежності від потужності що живить обмотки трансформатора в.п. $S_{ном}$. В розрахунку також доцільно використовувати криві [3. Рис. 5.2.]

Знаходимо ударний струм КЗ:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{ноC} \cdot k_{yC} = \sqrt{2} \cdot 15,12 \cdot 1,862 = 39,815 \text{ (кА)}$$

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot I_{ноД} \cdot k_{yД} = \sqrt{2} \cdot 12,7 \cdot 1,65 = 29,63 \text{ (кА)}$$

де k_{yC} визначаємо по кривим [3. Рис. 5.5.]; $k_{yД} = 1,65$.

Розрахуємо інші точки короткого замикання аналогічно, та занесемо дані в таблицю 2.16

2.6 Розрахунок термічної дії струмів кз

При протіканні струму КЗ провідник додатково нагрівається понад нормальну робочу температуру. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, доводячи до плавлення або обвуглювання ізоляції, до деформації і плавлення токоведучих частин, і т.п.

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерні випадки:

- 1) віддалене КЗ,
- 2) КЗ поблизу генераторів ;
- 3) КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться з виразу

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{відк} + T_a) \quad (2.37)$$

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

Даний спосіб рекомендується при обчисленні теплового імпульсу в ланцюгах ВРП.

K_1 (шини РП ВН)

$$t_{відк} = 0,2 \text{ (див. [3] табл. (6.2.))}$$

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

$$B_k = 35,67^2 \cdot (0,2 + 0,3) = 636,17 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)}$$

K₂ (шини РП СН)

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

$$B_k = 26,216^2 \cdot (0,2 + 0,3) = 343,64 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)}$$

K₃ (на шинах Г800)

Імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи має три складові, обумовлені періодичним струмом системи Впс, періодичним струмом генераторів Впг і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів Впгс:

$$B_{кп} = B_{кпс} + B_{кпг} + B_{кпг+с} \quad (2.38)$$

$$B_{кп} = 89736,2 + 11324,52 + 59734,42 = 160795,14 (\kappa A^2 \cdot c)$$

де $B_{кпс} = I_c^2 t_{відк}$ $B_{кпс} = 149,78^2 \cdot 4 = 89736,2 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)}$

$$B_{кпг} = B_{*пг} I_{ног}^2 t_{відк} \quad B_{кпг} = 0,32 \cdot 94,06^2 \cdot 4 = 11324,52 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)}$$

$$B_{кпг+с} = 2 I_c \cdot T_* \cdot I_{ног} \cdot t_{відк} \quad B_{кпг+с} = 2 \cdot 149,78 \cdot 0,53 \cdot 94,06 \cdot 4 = 59734,42 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)}$$

$$t_{відк} = 4 \text{ (с)}$$

$T_* = 0,53$ $B_{*пг} = 0,32$ — відносні тепловий і токовий імпульси періодичної складової струму генератора [3]

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають

$$B_{ка} = I_c^2 T_{ac} + I_{ног}^2 T_{ag} + \frac{4 I_c I_{ног}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{ag}}} \quad (2.39)$$

з виразу:

$$B_{ка} = 149,78^2 \cdot 0,04 + 94,06^2 \cdot 0,33 + \frac{4 \cdot 149,78 \cdot 94,06}{\frac{1}{0,04} + \frac{1}{0,33}} = 5827,4 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)}$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$B_{к} = B_{кп} + B_{ка} \quad (2.40)$$

$$B_{к} = 160795,14 + 5827,4 = 166622,54 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)}$$

K₆ (на шинах ТВП2)

$$B_{к} = I_{нос}^2 \cdot (t_{відк} + T_{acx}) + I_{нод}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{д} + T_{acx}) + 2 \cdot I_{нод} \cdot I_{нос} \cdot (T'_{д} + T_{acx}) \quad (2.41)$$

$$B_{\kappa} = 15,12^2 \cdot (0,2 + 0,068) + 12,7^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,068) + \\ + 2 \cdot 12,7 \cdot 15,12 \cdot (0,07 + 0,068) = 130,88 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$\text{де} \quad T_{a \text{ cx}} = \frac{T_{ac} I_{noc} + T_{a \text{ Д}} I_{no \text{ Д}}}{I_{noc} + I_{no \text{ Д}}} \quad (2.42)$$

$$T_{a \text{ cx}} = \frac{0,067 \cdot 15,12 + 0,07 \cdot 12,7}{12,7 + 15,12} = 0,068 \text{ (с)}$$

$$t_{\text{відк}} = 0,2 \text{ с (див. [3] табл. (6.2.))}$$

$I_{noc}, I_{no \text{ Д}}, T_{ac}, T_{a \text{ Д}}, T'_{\text{Д}}$ - параметри режиму КЗ.

$$T'_{\text{Д}} = 0,07 \text{ с}$$

Результати розрахунків теплових імпульсів зводимо до таблиці 2.17

Таблиця 2.17 – Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6
Вк, кА ² ·с	636,17	343,64	166622,54	30983,91	130,88	316,26

2.7 Вибір струмоведучих частин

2.7.1 Вибір збірних шин 330 кВ

Оскільки збірні шини по економічній густині струму не вибираються, приймаємо переріз по допустимому струму при максимальному навантаженні на шинах, рівному струму найбільш потужного приєднання, у нашому випадку блоку генератор- трансформатор.

$$I_{p.\text{макс}} = \frac{S_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 10^3 = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 1,713 \text{ (кА)} \quad (2.43)$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 400/64 (2 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 860 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп. max}} = 860 \cdot 2 = 1720 \text{ А}$$

$$q = 390 \text{ мм}^2$$

$$d = 27,7 \text{ мм}$$

$$r_0 = 13,85 \text{ мм}$$

Перевірка на термічну дію струму КЗ не робиться тому що шини виконані голими проводами на відкритому повітрі .

Перевірка за умовами корони

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,385}}\right) = 31,16 \text{ (кВ/см)} \quad (2.44)$$

де m - коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу (для багатодровових проводів $m = 0,82$); $r_0 = 1,385$ - радіус проводу

Розрахункова напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається по формулі:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ek}}} = 1,069 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{2 \cdot 1,385 \cdot \lg \frac{567}{7,442}} = 25,1 \text{ (кВ/см)} \quad (2.45)$$

де $U_{\max}$ - максимальна напруга на яку розраховане обладнання напруга ($U_{\max} = 347$ кВ);

r_{ek} - еквівалентний радіус розщеплених проводів

$$r_{ek} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,385 \cdot 40} = 7,442 \text{ (см)}, [3. \text{ Табл. 4.6., стор. 47}] \quad (2.46)$$

$a = 40$ (см) - згідно з [3. Табл. 4.6.]

D_{cp} - середня геометрична відстань між проводами фаз.

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)} \quad (2.47)$$

де D - відстань між сусідніми фазами.

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,385}{40} = 1,069 \quad (2.48)$$

k - коефіцієнт який враховує число проводів n в фазі.

Дроти не будуть коронувати якщо найбільша напруженість поля в поверхні будь-якого дроту не більше $0,9E_0$. Таким чином, умова утворення корони можна записати у вигляді:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (2.49)$$

$$1,07 \cdot 25,1 \leq 0,9 \cdot 31,15$$

$$26,857 \text{ (кВ/см)} < 28,035 \text{ (кВ/см)}$$

Таким чином, провід АС-400/64 за умовою корони проходить.

Перевірка на електродинамічну дію струмів КЗ

$$\Sigma I_{no} > 20 \text{ кА і } \Sigma I_y > 50 \text{ кА}$$

Визначимо зусилля від тривалого протікання струмів двохфазного КЗ:

$$f = 0.15 \cdot \frac{I_{no}^2}{D} = 0.15 \cdot \frac{24.04^2}{4.5} = 16,92 \text{ (Н / м)} \quad (2.50)$$

де I_{no} -періодична складова струму при трифазному КЗ, кА;

D - відстань між сусідніми фазами, м.

Визначимо силу тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням міжфазних розпорок:

$$q = 1.1 \cdot 9.8 \cdot m \cdot n = 1.1 \cdot 9.8 \cdot \frac{(1074 + 498)}{1000} \cdot 2 = 33,89 \text{ (кґ)} \quad (2.51)$$

де m - маса 1 м струмопроводу, кг;

n - кількість проводів у фазі.

Визначимо еквівалентний по імпульсу час швидкодії захисту:

$$t_{екв} = t_3 + 0,05 = 0,15 + 0,05 = 0,2 \text{ (с)}$$

де t_3 - дійсна витримка часу захисту від струмів КЗ, ($t_3=0,1 \div 0,2$) с;

$$\begin{aligned} \frac{\sqrt{h}}{t_{екв}} &= \frac{\sqrt{2}}{0,2} = 7,07; \\ \text{Визначимо співвідношення} \quad \frac{f}{q} &= \frac{16,92}{33,89} = 0,5 \end{aligned} \quad (2.52)$$

де h - максимальна розрахункова стріла провісу в кожному прольоті при максимальній розрахунковій температурі, ($h=2 \div 2.5$) м;

Визначимо максимальну відстань на яку може відхилитись провід [3, рис.7.2, стор. 45]

$$b/h = 0.15 \Rightarrow b = 0.3 \text{ (м)}$$

Визначимо максимальнодопустиме значення відстані на яку може відхилитись провід:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2} = \frac{4,5 - 0,4 - 1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)} \quad (2.53)$$

де d -діаметр струмопроводу, (при $n \geq 2$ $d=a$), м;

$a_{доп}$ - найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого сближення

$$\begin{aligned} b &< b_{доп} \\ 0,3 &< 1,35 \end{aligned}$$

Таким чином, провід АС-400/64 за умовою електродинамічної дії струмів КЗ проходить.

2.7.2 Вибір збірних шин 150 кВ

Оскільки збірні шини по економічній густині струму не вибираються, приймаємо переріз по допустимому струму при максимальному навантаженні на шинах, рівному струму найбільш потужного приєднання, у нашому випадку автотрансформатор зв'язку.

$$I_{p.макс} = 1,5 \frac{S_{ном. АТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,5 \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 150} = 1,44 \text{ (кА)}$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 185/43 (2 на фазу)

$I_{доп} = 515 \text{ А}$

$I_{доп. макс} = 515 \cdot 3 = 1545 \text{ А}$

$q = 185 \text{ мм}^2$

$d = 19,6 \text{ мм}$

$r_0 = 9,8 \text{ мм}$

Перевірка на термічну дію струму КЗ не робиться тому що шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка за умовами корони

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,98}} \right) = 32,35 \text{ (кВ/см)}$$

де m - коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу (для багатодровових проводів $m = 0,82$); $r_0 = 0,98$ - радіус проводу, см.

Розрахункова напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається по формулі:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}} = 1,113 \cdot \frac{0,354 \cdot 154}{3 \cdot 0,98 \cdot \lg \frac{441}{9,59}} = 12,41 \text{ (кВ/см)}$$

де U_{max} - максимальна напруга на яку розраховане обладнання напруга ($U_{max} = 154 \text{ кВ}$);

$r_{ек}$ - еквівалентний радіус розщеплених проводів

$$r_{ек} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2} = \sqrt[3]{0,98 \cdot 30^2} = 9,59 \text{ (см)}, [3. Табл. 4.6., стор. 47]$$

$a = 30 \text{ (см)}$ - згідно з [3. Табл. 4.6.]

D_{cp} - середня геометрична відстань між проводами фаз.

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ (см)}$$

де D - відстань між сусідніми фазами.

$$k = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{0,98}{30} = 1,113$$

k - коефіцієнт який враховує число проводів n в фазі.

Дроти не будуть коронувати якщо найбільша напруженість поля в поверхні будь-якого дроту не більше $0,9E_0$. Таким чином, умова утворення корони можна записати у вигляді:

$$\begin{aligned} 1,07 \cdot E &\leq 0,9 \cdot E_0 \\ 1,07 \cdot 12,41 &\leq 0,9 \cdot 32,35 \\ 13,28 \text{ (кВ/см)} &< 29,115 \text{ (кВ/см)} \end{aligned}$$

Таким чином, провід АС 185/43 за умовою корони проходить.

Перевірка на електродинамічну дію струмів КЗ

$$\Sigma I_{no} > 20 \text{ кА і } \Sigma I_y > 50 \text{ кА}$$

Визначимо зусилля від тривалого протікання струмів двохфазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{no}^2}{D} = 0,15 \cdot \frac{26,216^2}{3,5} = 29,45 \text{ (Н / м)}$$

де I_{no} -періодична складова струму при трифазному КЗ, кА;

D - відстань між сусідніми фазами, м.

Визначимо силу тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням міжфазних розпорок:

$$q = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m \cdot n = 1,1 \cdot 9,8 \cdot \frac{(509 + 337)}{1000} \cdot 3 = 27,36 \text{ (кГ)}$$

де m - маса 1 м струмопроводу, кг;

n - кількість проводів у фазі.

Визначимо еквівалентний по імпульсу час швидкодії захисту:

$$t_{екв} = t_3 + 0,05 = 0,15 + 0,05 = 0,2 \text{ (с)}$$

де t_3 - дійсна витримка часу захисту від струмів КЗ, ($t_3=0,1 \div 0,2$) с;

$$\begin{aligned} \frac{\sqrt{h}}{t_{екв}} &= \frac{\sqrt{2}}{0,2} = 7,07; \\ \text{Визначимо співвідношення} \quad \frac{f}{q} &= \frac{29,45}{27,36} = 1,08 \end{aligned}$$

де h - максимальна розрахункова стріла провісу в кожному прольоті при максимальній розрахунковій температурі, ($h=2 \div 2,5$) м;

Визначимо максимальну відстань на яку може відхилитись провід [3, рис.7.2, стор. 45]

$$b/h = 0.54 \Rightarrow b = 1,08 \text{ (м)}$$

Визначимо максимальнодопустиме значення відстані на яку може відхилитись провід:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3,5 - 0,3 - 0,6}{2} = 1,3 \text{ (м)} \quad (2.53)$$

де d-діаметр струмопроводу, (при $n \geq 2$ $d=a$), м;

$a_{\text{доп}}$ - найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення

$$b < b_{\text{доп}}$$

$$1,08 < 1,3$$

Таким чином, провід АС 185/43 за умовою електродинамічної дії струмів КЗ проходить.

2.7.3 Вибір гнучких шин на інших ділянках схеми

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ек}}},$$

де $I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму (без перевантажень); $J_{\text{ек}}$ – нормована густина струму, [А/мм²], [3, табл. 4.5].

Ділянка ВРП150–АТЗ та ВРП150–БТ2

$$I_{\text{АТЗ}} = \frac{S_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 150} = 0.96 \text{ [кА]}$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{960}{1} = 960 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 500/27 (2 на фазу)

$I_{\text{доп}} = 960 \text{ А}$

$I_{\text{доп. макс}} = 960 \cdot 2 = 1920 \text{ А}$

$q = 481 \text{ мм}^2$

$d = 29,4 \text{ мм}$

$r_0 = 14,7 \text{ мм}$

$q_{\Sigma} = 962 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{\text{ек}} = 960 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід меншого перерізу не коронує.

Ділянка ВРП 150–ЛЕП

$$I_{ЛЕП} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0.85} = 0,45 \text{ [кА]}$$

$$q_{ек} = \frac{450}{1} = 450 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 240/32 (2 на фазу)

$I_{доп} = 605 \text{ А}$

$I_{доп. \max} = 605 \cdot 2 = 1210 \text{ А}$

$q = 244 \text{ мм}^2$

$d = 21,6 \text{ мм}$

$r_0 = 10,8 \text{ мм}$

$q_{\Sigma} = 488 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 450 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід меншого перерізу не коронує.

Ділянка ВРП330–АТЗ

$$I_{АТЗ} = \frac{S_{ном \Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,435 \text{ [кА]}$$

$$q_{ек} = \frac{435}{1} = 435 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Вибираємо

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 400/64 (2 на фазу)

$I_{доп} = 860 \text{ А}$

$I_{доп. \max} = 860 \cdot 2 = 1720 \text{ А}$

$q = 390 \text{ мм}^2 \Rightarrow q_{\Sigma} = 780 \text{ [мм}^2\text{]}$

$d = 27,7 \text{ мм}$

$r_0 = 13,85 \text{ мм}$

$q_{\Sigma} = 780 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 435 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід не коронує.

Ділянка ВРП330–ЛЕП

$$I_{ЛЕП} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0.85} = 0,72 \text{ [кА]}$$

$$q_{ек} = \frac{720}{1} = 720 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 400/64 (2 на фазу)

$I_{доп} = 860 \text{ А}$

$I_{доп. макс} = 860 \cdot 2 = 1720 \text{ А}$

$q = 390 \text{ мм}^2 \Rightarrow q_{\Sigma} = 780 \text{ [мм}^2\text{]}$

$d = 27,7 \text{ мм}$

$r_0 = 13,85 \text{ мм}$

$q_{\Sigma} = 780 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 720 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід не коронує.

Ділянка ВРПЗ30-блок генератор трансформатор 800 МВт

$$I_{р. макс} = 1 \cdot \frac{S_{ном Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 10^3 = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 1,713 \text{ (кА)}$$

$$q_{ек} = \frac{1713}{1} = 1713 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 600/72 (3 на фазу)

$I_{доп} = 945 \text{ А}$

$I_{доп. макс} = 945 \cdot 3 = 2835 \text{ А}$

$q = 580 \text{ мм}^2$

$d = 33,2 \text{ мм}$

$r_0 = 16,6 \text{ мм}$

$q_{\Sigma} = 1740 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 1713 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід меншого перерізу не коронує.

Ділянка ВРПЗ30-блок генератор трансформатор 2х200 МВт

$$I_{р. макс} = \frac{S_{ном Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,867 \text{ (кА)}$$

$$q_{ек} = \frac{867}{1} = 867 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 450/56 (2 на фазу)

$q = 434 \text{ мм}^2$

$d = 28,8 \text{ мм}$

$r_0 = 14,4 \text{ мм}$

$q_{\Sigma} = 868 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 867 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{умова виконується.}$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід меншого перерізу не коронує.

2.7.4 Вибір жорстких шин

У закритих РП 6-10 кВ ошиновка і збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами.

Визначимо розрахунковий струм:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{ном.Т}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,89 \text{ (кА)}$$

Приймаємо шини коробчастого перерізу Al а=100мм; в=45мм; с=6мм; r=8мм 1010 мм² з однією полозою на фазу $I_{дон} = 3500 \text{ (А)}$.

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ робиться за умовою:

$$q_{\min} \leq q_{вибр} \quad (2.54)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{316,26 \cdot 10^6}}{90} = 197,6 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (2.55)$$

де функція $C = 90 \left[\frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2} \right]$, згідно з [3. Табл. 6.3.]

$$197,6 \text{ мм}^2 < 1010 \text{ мм}^2$$

Перевірка шин на резонанс (електродинамічну стійкість).

Визначимо момент інерції та опору шин враховуючи, що шини розташовані по вершинам прямокутного трикутника:

$$I = 18,5 \text{ [см}^4\text{]}$$

$$W = 27 \text{ [см}^3\text{]}$$

Визначаємо довжину прольоту між ізоляторами l .

$$f = \frac{K}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q_{ном}}} \Rightarrow l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{18,5}{10,1}} = 1,172 \text{ (м}^2\text{)} \quad (2.56)$$

$$l = \sqrt{1,172} = 1,085 \text{ м}$$

Приймаємо відстань $l=1,1 \text{ м}$

Таким чином механічний резонанс є виключеним.

Перевірка на механічну стійкість.

Шини механічно стійкі, якщо виконується умова:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (2.57)$$

де $\sigma_{расч}$ - напруга в матеріалі шин при дії згинаючого моменту, визначається по формулі:

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi} + \sigma_n$$

Від взаємодії фаз

$$\sigma_{\phi} = Kp \cdot \frac{l^2 \cdot i_{yd}^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2} [МПа]$$

$W [см^3]$ – момент опору ($W=27 \text{ см}^3$);

$i_y [кА]$ – ударний струм в місці КЗ;

$a [м]$ – відстань між фазами ($a=0,8 \text{ м}$);

$l [м]$ – довжина прольоту між ізоляторами:

$$\sigma_{\phi} = 2.2 \cdot \frac{1,1^2 \cdot 131,82^2}{27 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 21,41 [МПа] \quad (2.58)$$

Так як шини зв'язані по всій довжині $\sigma_n = 0$

Тоді

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$$

$$\sigma_{расч} = 21,41 < 40 (МПа)$$

Отже шини механічно стійкі.

2.7.5 Вибір ізоляторів.

В системі ВП ЕС шини закріплюються на опорних, прохідних та підвісних ізоляторах. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких виконуємо за наступними умовами:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; F_{розр} \leq F_{доп}, \quad (2.59)$$

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

Вибираємо по [2], с.282 опорний ізолятор ИО-10-7,50 УЗ.

$$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ} < U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$$

Розрахункова сила, що діє на ізолятор (при розташуванні в вершинах трикутника):

$$F_{роз} = 0,162 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l = 0,162 \cdot \frac{131,82^2}{0,8} \cdot 1,1 = 3897,34 \text{ Н}. \quad (2.60)$$

$$\text{Допустиме навантаження на ізолятор: } F_{доп} = 0,6 \cdot F_{руйн.}, \quad (2.61)$$

де $F_{руйн}$ – руйнівне навантаження на згин [2]:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}.$$

$$F_{розр} = 3897,344 \text{ Н} < F_{доп} = 4500 \text{ Н}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо по [2], с.288 прохідний ізолятор ИП-10/3150-3000 У, ХЛ, Т2.

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

$$I_{\max} = 2,886 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 3,15 \text{ кА.}$$

$$F_{\text{роз}} = 0,081 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l = 0,081 \cdot \frac{131,82^2}{0,8} \cdot 1,1 = 1624,76 \text{ Н.} \quad (2.62)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{розр}} = 1624,76 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 1800 \text{ Н,}$$

всі умови виконуються.

2.7.6 Вибір комплектних екранованих струмопроводів.

Комплектні екрановані струмопроводи використовуються для з'єднання виводів потужних генераторів з під'єднуючими трансформаторами та ТВП, кожна фаза яких розміщена в закритому металічному корпусі.

Основні технічні дані в таблицю 2.18:

2.7.7 Вибір кабеля

В залежності від місця прокладки, властивостей середовища, механічних зусиль, які діють на кабель, рекомендуються різні марки кабелів.

Вибір кабеля виконуємо для ЕД ВП АНЗ-2-15-69-10У3. Паспортні дані його беремо з табл. 4.21 [2]: $P_{\text{ном}} = 800 \text{ кВт}$; $I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$; $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,813$.

по напрузі установки: $U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$;

по конструкції (табл. 7.5 [3]): обираємо кабель ААГ;

по економічній густині струму: $q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{100}{1,4} = 71,429 \text{ мм}^2$,

де $J_e = 1,4$ – економічна густина струму, табл. 4.5, с. 233 [3].

Приймаємо трьохжильний кабель $3 \times 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп ном}} = 135 \text{ А}$, поправочний коефіцієнт на температуру повітря $k_2 = 0,87$ (с. 626–627 [3]).

По допустимому струму: $I_{\text{доп}} = k_2 \cdot I_{\text{доп ном}} = 0,87 \cdot 135 = 117,45 \text{ А.}$

$$I_{\text{доп}} = 117,45 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 100 \text{ А.}$$

Мінімальний переріз по термічній стійкості:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{316,26 \cdot 10^6}}{98} = 181,47 \text{ мм}^2.$$

Таблиця 2.18

Параметри	ГРТЕ-20-10000-300	ТЭКН-П-24-24000-560
Тип турбогенератора	ТГВ-200-2	ТГВ-800
Номинальна напруга кВ:		
Турбогенератора	15,75	24
Струмопроводу	20	24
Номинальний струм А:		
Турбогенератора	8625	22640
Струмопроводу	10000	24000
Електродинамічна	300	560
Тип опорного ізолятора	ОФР-24-750 кр	ОФР-24-750 кр
Крок між ізоляторами, мм	3000	3000
Тип трансформатора	ЗНОМ-20	ЗНОМ-24
Тип трансформатора	ТШВ-24-24000/5	ТШВ-24-30000/5

де $C = 98$ для кабелів з паперовою ізоляцією і алюмінієвими жилами.

Оскільки $q_{\min} > 70 \text{ мм}^2$, то приймаємо кабель з найближчим більшим перерізом жил 185 мм^2 . Таким чином, остаточно приймаємо кабель ААГ 3×185 . Обрані струмоведучі частини зможуть забезпечити передачу потужностей і надійну роботу усіх елементів схем.

2.8 Вибір електричних апаратів РП

2.8.1 Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Вибір вимикачів робитися для можливості відключення ними струмів КЗ.

Допускається робити вибір вимикачів по основних параметрах:

$$\text{по напрузі: } U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (2.63)$$

$$\text{по тривалому струмові: } I_{\text{норм}} \leq I_{1\text{ном}} \quad I_{\text{макс}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (2.63)$$

$$\text{по електродинамічній стійкості: } i_y \leq i_{\text{дин}} \quad I_{n0} \leq I_{\text{дин}} \quad (2.64)$$

$$\text{по термічній стійкості: } B_k \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} \quad (2.65)$$

$$\text{за умовою для симетричного струму відключення: } I_{n\tau} \leq I_{\text{откном}} \quad (2.66)$$

по можливості відключення аперіодичної складового струму КЗ

$$i_{a\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{отк.ном} / 100 \quad (2.67)$$

Якщо умова $I_{н\tau} \leq I_{отк.ном}$ дотримується, а $i_{a\tau} \geq i_{a,ном}$, то допускається робити перевірку по спроможності повного струму, що відключає КЗ

$$(\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_n / 100)) \quad (2.68)$$

Вибір роз'єднувачів набагато простіше вибору вимикачів:

по напрузі

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

по тривалому струмові

$$I_{норм} \leq I_{1ном} \quad I_{макс} \leq I_{1ном}$$

по електродинамічній стійкості

$$i_y \leq i_{дин}$$

по термічній стійкості

$$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$$

Розрахункові значення, необхідні для вибору величин, а також каталожні значення вимикачів і роз'єднувачів зводимо в таблицю 2.19

Вибираємо вимикач і роз'єднувач на ВРП 150 кВ та 330кВ.

Таблица 2.19.

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ЛТВ-400-40/3150	Роз'єднувач SGF-420/2000
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 400 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 420 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1733 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 35,67 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a,т} = 30,39 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном} / 100 =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 45 / 100 = 25,45 \text{ кА}$	—
$\sqrt{2} I_{п,т} + i_{a,т} = 80,83$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \beta_n / 100\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 1,45 = 82,02 \text{ кА}$	
$I_{п0} = 35,67 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 93,52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 636,17 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 t_{терм} = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2\text{с}$
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ЛТВ -170-40/2000	Роз'єднувач SGF-170/2000
$U_{уст} = 150 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 170 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 170 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1443 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$

$I_{п,τ} = 26,216 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a,τ} = 22,31 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном.}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 23 \cdot 40}{100} = 13 \text{ кА}$	—
$\sqrt{2} I_{п,τ} + i_{a,τ} = 59,35$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 1,23 = 69,58 \text{ кА}$	
$I_{п0} = 26,216 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 68,59 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 343,64 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВР 6-40/3200У3	Комірка КРП КУ
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2886 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_{п,τ} = 35,03 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a,τ} = 17,17 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном.}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 20}{100} = 17,2 \text{ кА}$	—
$I_{п0} = 52,61 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$	—
$i_y = 125,8 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	
$B_k = 316,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2\text{с}$	
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач МГУ-20-90/9500У3	Роз'єднувач РВПЗ.1-20/12500 У3
$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20,3 \text{ кВ}$
$I_{max} = 9080 \text{ А}$	$I_{ном} = 9500 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$
$I_{п,τ} = 58,02 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 90 \text{ кА}$	-
$i_{a,τ} = 52,5 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном.}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 90 \cdot 20}{100} = 25,45 \text{ кА}$	—
$\sqrt{2} I_{п,τ} + i_{a,τ} = 134,55$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 1,2 = 152,7 \text{ кА}$	
$I_{п0} = 58,02 \text{ кА}$	$I_{дин} = 105 \text{ кА}$	—
$i_y = 153,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 300 \text{ кА}$	$i_{дин} = 490 \text{ кА}$
$B_k = 30983,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер} = 180^2 \cdot 4 = 129600 \text{ кА}^2\text{с}$

2.9 Вибір високочастотних загороджувачів

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

Максимальний струм в лінії 330 кВ:

$$I_{\max.ЛЕП330} = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824 [\text{A}] \quad (2.69)$$

Вибираємо високочастотний загороджувач ВЗ-2000-0,5У1.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: 824 [\text{A}] < 2000 [\text{A}].$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: 330 [\text{kV}] = 330 [\text{kV}];$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$93,53 [\text{kA}] < 102 [\text{kA}].$$

– на термічну стійкість:

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

$$636,2 [(\text{kA})^2 \cdot \text{с}] < 40^2 \cdot 1 = 1600 [(\text{kA})^2 \cdot \text{с}].$$

Всі умови виконується.

Максимальний струм в лінії 150 кВ:

$$I_{\max.ЛЕП150} = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0,85} = 453 [\text{A}] \quad (2.70)$$

Вибираємо високочастотний загороджувач ВЗ-1250-0,5У1.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: 453 [\text{A}] < 1250 [\text{A}].$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: 150 [\text{kV}] = 150 [\text{kV}];$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$68,59 [\text{kA}] < 80 [\text{kA}].$$

– на термічну стійкість:

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

$$343,64 [(\text{kA})^2 \cdot \text{с}] < 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 [(\text{kA})^2 \cdot \text{с}].$$

Всі умови виконується.

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювальних трансформаторів струму проведемо на виводах генератора ТГВ-800.

Вибір проводимо за умовами:

По напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

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

$$I_{роб\,мах} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 24 \cdot 0.95} = 23,83 \text{ кА.}$$

Вибираємо трансформатор струму ТШВ-24/24000/5:

$$U_{ном} = 24 \text{ кВ}; \quad I_{ном} = 24000 \text{ А} > 23828 \text{ А.}$$

По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{пр} + R_k + R_{з.пров.}$ – розрахункове навантаження; $R_k = 0.1 \text{ Ом}$ – опір

контактів; $R_{з.пров.}$ – опір з'єднувальних проводів; $\Sigma Z_{пр} = \frac{\Sigma S_{пр}}{I_{2н}^2}$ – сумарний опір

приладів.

Для визначення сумарної потужності приладів скористаємося таблицею 2.21. Схема включення приладів приведена на рисунку 2.12.

Таблиця 2.21

№	Назва приладу	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н393	–	10	–
2	Ватметр	Д335	0.5	–	0.5
3	Ватметр (щит турбіни)	Д335	0.5	–	0.5
4	Варметр	Д304	0.5	–	0.5
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	–	10
6	Лічильник активної енергії	СА3-И680	2.5	–	2.5
Сумарне значення			14	10	14

Опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \frac{14}{5^2} = 0,56 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}} = 4 - 0,56 - 0,1 = 3,34 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_{\text{к}} + R_{\text{з.пров.}} = 0,56 + 0,1 + 3,34 = 4 \text{ Ом}$$

Таким чином обраний трансформатор проходить по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{н}},$$

$$4 = 4$$

Переріз з'єднувальних проводів:

$$F_{\text{з.н}} \geq \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 30}{3,328} = 0,2551 \text{ мм}^2,$$

де $\rho = 0,0283$ – питомий опір матеріалу проводу; $l_{\text{розр}} = 30 \text{ м}$ – довжина з'єднувальних проводів.

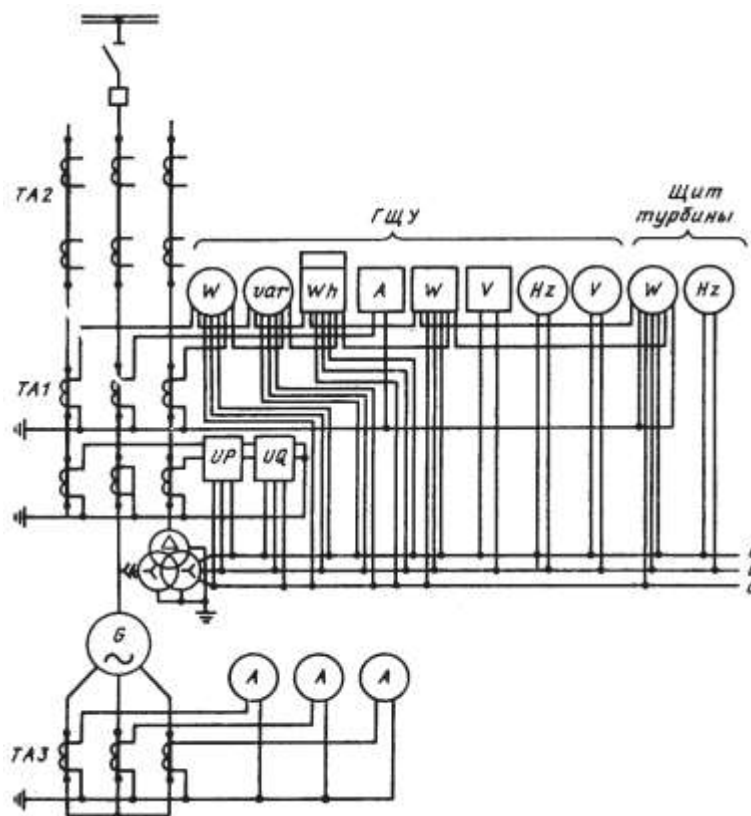


Рисунок 2.12. Схема включення вимірювальних приладів до трансформатора струму та напруги.

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з алюмінієвими жилами перерізом

1,5 мм².

№	Місце встановлення	Тип трансформатора Струму	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А
1	Виводах генератора ТГВ-800-2УЗ	ТШВ-24-30000/5	24	24000
2	Виводах генератора ТГВ-200-2ЕУЗ	ТШ20-10000/5	18	10000
3	Шини РП ВН –330 кВ	ТФРМ 330Б У1	330	2000
4	Шини РП СН –150 кВ	ТФЗМ 150Б У1	150	2000

2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вибір трансформаторів напруги проводимо виводах генератора ТГВ-800. Вибір проводимо по напрузі установки:

$$U_{н.тн} \geq U_{н.уст.}$$

Попередньо вибираємо трансформатор ЗНОЛ.06-24

$$U_{н.тн} = 20 \text{ кВ} = U_{н.уст.} = 24 \text{ кВ}.$$

Перевіримо вибраний трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в класі точності 0.5 [3]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги; $S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження на виводах генератора ТГВ-800 приведено в [3]. Схема включення приладів зображена на рисунку 2.12. Таблиця 2.22

Назва	Тип	Рав	Qав	Рвс	Qвс	Рса	Qса	Cos φ
Вольтметр	Э-335	-	-	2	-	-	-	1
Ватметр	Д-335	1.5	-	1.5	-	1,5	-	1
Варметр	Д-304	1.5	-	1.5	-	1,5	-	1
Датчик акт. Енергії	Е-825	-	-	10	-	-	-	1
Датчик реакт. енергії	Е-830	-	-	10	-	-	-	1
Лічильник акт. Потужності	И-680	2	4,85	2	4,85	2	4,85	0,38
Ватметр	Д-305	2	-	2	-	2	-	1

Частотомір	Э-371	-	-	3	-	-	-	1
Сумарне значення		7	4,85	32	4,85	7	4,85	

Розрахункове навантаження:

$$S_{a\phi} = \sqrt{P_{a\phi}^2 + Q_{a\phi}^2} = \sqrt{7^2 + 4,85^2} = 8,516 \text{ (ВА)}$$

$$S_{\phi c} = \sqrt{P_{\phi c}^2 + Q_{\phi c}^2} = \sqrt{32^2 + 4,85^2} = 32,365 \text{ (ВА)}$$

$$S_a = 0,5 S_{a\phi} = 4,258 \text{ (ВА)}$$

$$S_a = 0,5 \cdot (S_{a\phi} + S_{\phi c}) = 20,4405 \text{ (ВА)}$$

$$S_c = 0,5 \cdot S_{\phi c} = 16,183 \text{ (ВА)}$$

По більшому значенню перевіряємо умову: $S_{2H} \geq S_{2\text{розр.}}$,

$$S_{2\text{розр}} = 20,440 \text{ ВА} < S_{2H} = 75 \text{ ВА},$$

умова виконується.

№	Місце встановлення	Тип трансформатора напруги	U _{ном} , кВ
1	Виводах генератора ТГВ-800-2УЗ	ЗНОЛ.06-24УЗ	24
2	Виводах генератора ТГВ-200-2ЕУЗ	ЗНОЛ.06-20УЗ	18
3	Шини РП ВН –330 кВ	НКФ-330-73У1	330
4	Шини РП СН –150 кВ	НКФ-220-581	220

2.10 Вибір установки постійного струму

Для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, а також живлення найбільш відповідальних механізмів на КЕС передбачена установка постійного струму.

На проєктованій КЕС встановлюємо одну акумуляторну батарею на два енергоблоки, яка експлуатується в режимі постійного підзаряду .

Розрахунок струмів навантаження проведемо у табличній формі (таблиця 2.23).

Таблиця 2.23 - Навантаження установки постійного струму.

Назва	Кі- ть	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	I _{ав} , А	I _т , А
-------	-----------	---------------------------	-------------------------	--------------------------	--------------------------	------------------------	-----------------------

Постійне навантаження	-	-	-	35	-	35	35
Аварійне освітлення	-	-	-	180	-	180	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	32	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслососу ущільнень генератора	1	42	216	190	540	190	540
Електродвигун аварійного маслососу системи змазки турбін	1	42	216	140	540	140	140
Разом						575	1056

Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в режимі постійного підзаряду, зображено на рис.10.1.

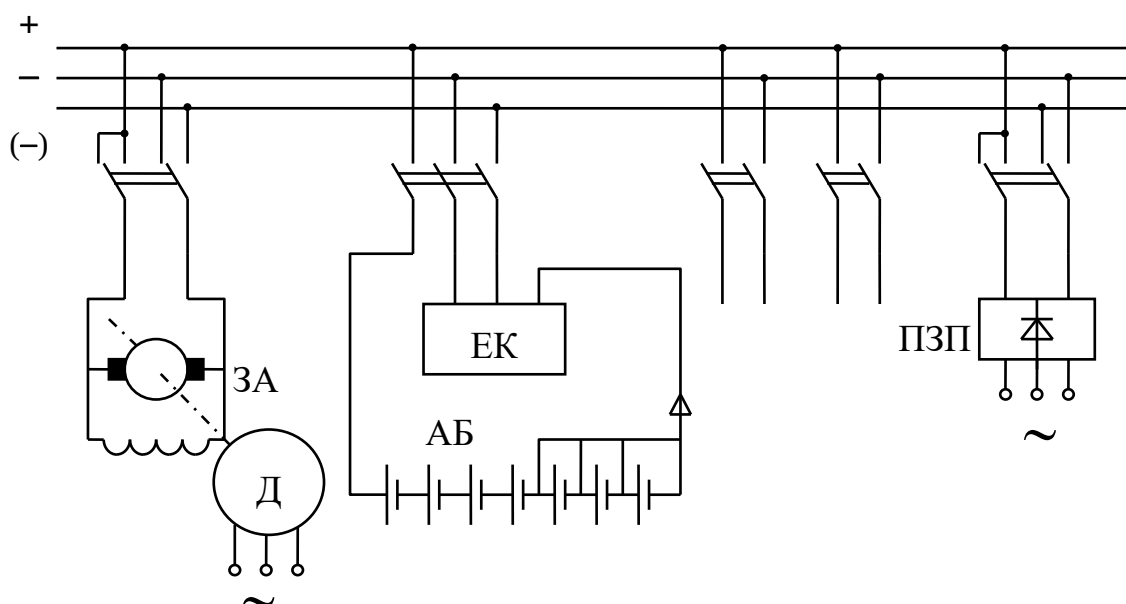


Рисунок 2.13-Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в режимі постійного підзаряду (АБ - акумуляторна батарея; ЕК - елементний комутатор; ПЗП - підзарядний пристрій; ЗА - зарядний агрегат; Д - привідний електродвигун змінного струму).

В режимі короточасного навантаження визначимо значення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача $85\% U_{ном}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі $5\% U_{ном}$. Розрахуємо кількість елементів батареї:

-основних (приєднаних до шин установки в режимі постійного підзаряду):

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}, \quad (2.71)$$

де $U_{ш} = 230$ В [3] – напруга на шинах; $U_{пз} = 2.15$ В[3] – напруга на елементі в режимі підзаряду.

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 107 \text{ шт.}$$

Загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p}, \quad (2.72)$$

де $U_p = 1.75$ В [3] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

$$n = \frac{230}{1.75} = 131 \text{ шт.};$$

-додаткових:

$$n_{доd} = n - n_0 = 131 - 107 = 24 \text{ шт.} \quad (2.73)$$

Виходячі із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1.05 \cdot \frac{575}{25} = 24.15; \quad (2.74)$$

де 1.05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів; $I_{ав}$ – допустимий струм півгодинного аварійного розряду, приведений до першого номера акумулятора; $j = 25$ А/Н [3] – розрахункова температура електроліту.

Приймаємо найближчий більший типовий номер:

$$N = 28 \text{ (СК-28).}$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N = \frac{I_T}{46} = \frac{1056}{46} = 22.95. \quad (2.75)$$

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > \frac{I_T}{N}, \quad (2.76)$$

де j визначається по кривим [3] для основних елементів із умови забезпечення:

$$j = \frac{A}{N} > \frac{1056}{28} = 37,7 \text{ A/N}.$$

Отже приймаємо для встановлення акумуляторну батарею типу СК-28.

Підзарядний пристрій вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги у нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо $0,15 \cdot N$ [3].

Розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{нзп} = I_{пост} + 0,15 \cdot N, \quad (2.77)$$

де $I_{пост}$ – струм постійно включеного навантаження.

$$I_{нзп} = 70 + 0,15 \cdot 28 = 74,2 \text{ A}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{нзп} = U_{зн} \cdot n_o = 2,15 \cdot 107 = 230,05 \text{ В}. \quad (2.78)$$

Приймаємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80.

Розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{ПЗП \text{ дод}} = 0,05 \cdot 28 = 1,4 \text{ A};$$

$$U_{ПЗП \text{ дод}} = U_{ПЗ} \cdot n_{\text{дод}} = 2,15 \cdot 24 = 51,6 \text{ В};$$

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

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{зн} = I_{пост} + 5 \cdot N = 75 + 5 \cdot 28 = 210 \text{ A}; \quad U_{зн} = U_z \cdot n = 2,75 \cdot 131 = 360,25 \text{ В}.$$

Вибираємо зарядний агрегат, що складається з генератора постійного струму типу П-101 ($P_{ном} = 65 \text{ кВт}$, $U_{ном} = 270 \text{ В}$, $I_{ном} = 296 \text{ А}$) і асинхронного двигуна типу А2-91-4 ($P_{ном} = 75 \text{ кВт}$).

3 АНАЛІЗ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ В УМОВАХ РИЗИКІВ РУЙНУВАННЯ

3.1 Вплив ризиків руйнування на роботу розподільчих пристроїв 110–750 кВ

Енергетична інфраструктура України зазнала масштабних пошкоджень внаслідок російської агресії, що розпочалася у 2022 році. Систематичні атаки на енергетичні об'єкти спричинили втрати значної кількості підстанцій і ліній електропередач. Згідно з даними Міністерства енергетики України, понад 60% розподільчих пристроїв класу напруги 110–750 кВ зазнали тих чи інших пошкоджень, від незначних збоїв до повного знищення.



Рисунок 3.1 – Зруйнований енергооб'єкт в Україні

Окремо слід зазначити значні труднощі з відновленням пошкоджених об'єктів. На початку 2024 року було завершено відновлення лише 30% сильно пошкоджених підстанцій, тоді як решта об'єктів залишаються в процесі відбудови через дефіцит обладнання, фінансування та складнощі з логістикою.

Ризики для функціонування розподільчих пристроїв не обмежуються фізичними руйнуваннями. Атаки на інформаційні системи управління також

створюють значні проблеми. У 2023 році було зафіксовано кілька кіберінцидентів, які вплинули на роботу диспетчерських пунктів. Наприклад, у жовтні 2023 року атака на підстанцію 330 кВ в одному з південних регіонів призвела до втрати контролю над її системами на кілька годин.

Розподільчі пристрої класів напруги 750, 330 і 110 кВ відіграють ключову роль у забезпеченні надійності та стійкості енергосистеми. Підстанції 750 кВ формують основний каркас високовольної мережі, яка зв'язує основні генераційні потужності, зокрема атомні електростанції, з великими регіональними вузлами споживання. Втрати або пошкодження цих об'єктів створюють серйозні виклики для стабільності системи.

Наприклад, у разі руйнування підстанції 750 кВ, що обслуговує атомну електростанцію, її енергопостачання може бути перерване на кілька днів, що вимагає зупинки реакторів. Це матиме катастрофічні наслідки для енергосистеми, особливо в умовах пікового споживання. Відповідно, забезпечення захисту підстанцій 750 кВ є першочерговим завданням.

Диверсифікація системи розподільчих пристроїв, включаючи впровадження нових технологій, таких як компактні елегазові розподільчі пристрої (КРУЕ), може значно знизити ризики. Важливим фактором є також інтеграція систем зберігання енергії, що можуть виконувати роль резерву в разі втрати ключових об'єктів.

3.1.1 Вплив військових дій на функціонування розподільчих пристроїв

Енергетична інфраструктура України в 2024 році опинилася у центрі енергетичної кризи, викликаной масованими військовими діями, систематичними атаками на критичні об'єкти та тривалим навантаженням на обмежені ресурси. Одним із ключових елементів енергосистеми, який зазнав значного впливу, є розподільчі пристрої напругою 110–750 кВ. Їхня стабільна робота є

вирішальною для підтримки надійності всієї енергосистеми, особливо в умовах, коли збої в роботі можуть призвести до масштабних відключень споживачів, порушення балансу потужностей та серйозних економічних втрат.

Військові дії створили унікальні загрози для функціонування розподільчих пристроїв. На відміну від природних катастроф, які мають локалізований і передбачуваний вплив, воєнні загрози характеризуються високою інтенсивністю, спрямованістю атак на ключові елементи інфраструктури та непередбачуваністю повторних руйнувань. Основними типами пошкоджень є фізичні руйнування внаслідок артилерійських та ракетних обстрілів, електричні перенапруги через масовані збої в роботі систем, а також кіберінциденти, які ускладнюють керування системами.

Фізичні руйнування стали основною проблемою для підстанцій 110–750 кВ. Підстанції 750 кВ, які забезпечують передачу майже половини електроенергії від атомних електростанцій, найбільше піддаються ризику через їхнє стратегічне значення. У разі руйнування таких об'єктів втрачається можливість транспортувати електроенергію від АЕС до великих промислових центрів та регіонів. Наприклад, унаслідок атаки на одну з підстанцій 750 кВ у західному регіоні України в грудні 2023 року робота двох атомних блоків була призупинена на 72 години, що призвело до втрати 3000 МВт потужності. Відновлення цього об'єкта триває досі через обмежену кількість доступного обладнання та складність заміни високовольтних трансформаторів.

Для підстанцій 330 кВ ситуація також є складною, хоча їхня кількість і поширеність забезпечують деяку диверсифікацію ризиків. Руйнування таких об'єктів впливає на регіональні енергосистеми, створюючи локальні дефіцити електроенергії. У 2023 році атака на три підстанції цього класу у південному регіоні призвела до знеструмлення кількох великих промислових підприємств та побутових споживачів, що створило значні економічні та соціальні проблеми.

Розподільчі пристрої 110 кВ, які обслуговують локальні мережі, зазнають менших пошкоджень через їхню велику кількість і меншу стратегічну важливість. Проте руйнування цих підстанцій часто стають причиною відключень електроенергії у містах і селах, створюючи значний дискомфорт для населення. Наприклад, у січні 2024 року атака на підстанцію 110 кВ у Київській області призвела до відключення електроенергії у трьох районах на 18 годин.

Окрім фізичних руйнувань, значним викликом стали електричні перенапруги, спричинені порушеннями балансу потужності в системі. Масовані збої в роботі великих підстанцій викликають неконтрольовані перетіки потужності, що може призвести до перевантаження інших об'єктів. Це створює додатковий тиск на розподільчі пристрої, підвищуючи ймовірність їхнього виходу з ладу. У лютому 2024 року така ситуація призвела до відключення одразу п'яти підстанцій 330 кВ у центральному регіоні України.

Кіберзагрози також стали важливим чинником, який ускладнює функціонування розподільчих пристроїв. Атаки на інформаційні системи управління підстанціями можуть призвести до втрати контролю над обладнанням, що є критично небезпечним у воєнний час. У 2023 році було зафіксовано кілька кібератак, які унеможливили нормальну роботу систем релейного захисту та автоматизації.

Загалом військові дії створили безпрецедентні виклики для функціонування розподільчих пристроїв 110–750 кВ. Для зменшення цих ризиків необхідно впроваджувати технічні, організаційні та інфраструктурні рішення, які дозволять підвищити стійкість розподільчих пристроїв до фізичних і кіберзагроз.

3.1.2 Значення розподільчих пристроїв різних класів напруги для енергосистеми

Розподільчі пристрої є ключовими елементами енергетичної інфраструктури, які забезпечують передачу, розподіл та трансформацію

електроенергії між різними рівнями напруги. В умовах війни їхнє значення зросло ще більше, адже забезпечення стабільної роботи енергосистеми стало критично важливим для функціонування країни.

Підстанції класу напруги 750 кВ формують основний каркас високовольтної мережі, яка забезпечує передачу електроенергії від великих генераційних потужностей до споживачів. Ці об'єкти є критично важливими для енергетичної безпеки, адже через них здійснюється передача до 50% всієї згенерованої енергії, переважно від атомних електростанцій. Наприклад, безперебійна робота підстанцій 750 кВ є вирішальною для забезпечення електроенергією індустриальних центрів на заході та півдні України. Їх втрата призводить до перебоїв у роботі всієї енергосистеми. Наприклад, атака на одну з таких підстанцій у центральній частині України в 2023 році спричинила багатогодинне відключення споживачів у трьох областях, що зумовило значні економічні втрати. Крім того, підстанції 750 кВ мають стратегічне значення для експорту електроенергії до європейських країн. Після інтеграції України до ENTSO-E у 2022 році такі об'єкти стали ключовими для забезпечення енергетичної співпраці з європейськими партнерами. Зокрема, підстанція 750 кВ на західному кордоні України забезпечує передачу енергії до Словаччини та Угорщини, що є важливим джерелом перетоків потужності.

Для підстанцій 330 кВ та 110 кВ ситуація дещо інша. Їх кількість у рази перевищує кількість підстанцій 750 кВ, але кожна з них має локальне значення. Наприклад, втрата підстанцій 330 кВ може суттєво вплинути на регіональні мережі, тоді як 110 кВ – на міські та промислові об'єкти. Такий розподіл створює різні пріоритети для захисту цих об'єктів.

Підстанції 330 кВ відіграють роль регіональних центрів передачі електроенергії. Вони забезпечують зв'язок між основними вузлами високовольтної мережі та місцевими мережами класу напруги 110 кВ. Їхня втрата може створити дефіцит енергії в окремих регіонах, особливо у великих

містах. Наприклад, у грудні 2023 року атака на підстанцію 330 кВ у східній частині країни призвела до значних перебоїв у постачанні електроенергії до промислових підприємств. Підстанції 110 кВ, хоча і мають менше стратегічне значення, є найпоширенішими в енергосистемі. Вони забезпечують електропостачання до побутових споживачів, малих і середніх підприємств, а також локальних інфраструктурних об'єктів. Через їхню кількість та широке географічне розташування вони менш уразливі до руйнування, однак їхня втрата створює значний дискомфорт для населення.

Різні класи розподільчих пристроїв мають різне значення для енергосистеми, що визначає пріоритетність їхнього захисту. Наприклад, підстанції 750 кВ потребують максимальної уваги через їхнє критичне значення для транспортування великих обсягів енергії. Для них необхідно розробляти спеціальні заходи фізичного захисту, включаючи укріплення конструкцій та використання підземних об'єктів.



Рисунок 3.2 Підземна підстанція Park Above США [25]

Для підстанцій 330 кВ акцент слід робити на швидкому відновленні після пошкоджень, адже їхня кількість дозволяє створити резервні потужності. У свою чергу, підстанції 110 кВ потребують більшої автоматизації та інтеграції з системами «розумних» мереж, що дозволить зменшити втрати під час аварій.

Таким чином, кожен клас розподільчих пристроїв відіграє важливу роль у забезпеченні стабільності енергосистеми. Розуміння їхніх функцій та впровадження відповідних рішень для захисту й модернізації є основою для підвищення стійкості всієї енергетичної інфраструктури України.

3.2 Технічні рішення для покращення стійкості розподільчих пристроїв

В умовах підвищених ризиків особливого значення набуває вибір обладнання, здатного витримувати фізичні та електричні навантаження. Елегазові розподільчі пристрої (КРУЕ) демонструють переваги у компактності, надійності та стійкості до зовнішніх впливів. Наприклад, підстанція 330 кВ у центральній Україні, обладнана КРУЕ, була лише частково пошкоджена завдяки мінімальній площі розташування обладнання.

Проте впровадження таких пристроїв має і свої обмеження. Висока вартість елегазового обладнання та його залежність від імпорتنих поставок створюють додаткові виклики. Крім того, використання елегазу (SF_6) як ізоляційного середовища вимагає додаткових заходів щодо екологічної безпеки через його високий потенціал глобального потепління.

У контексті підвищення надійності також важливо впроваджувати модульні рішення. Модульні підстанції можуть бути швидко зібрані та введені в експлуатацію у випадку втрати основних об'єктів. Наприклад, модульні підстанції або мобільні використовуються в Польщі та Німеччині як тимчасові рішення під час реконструкції основної інфраструктури.

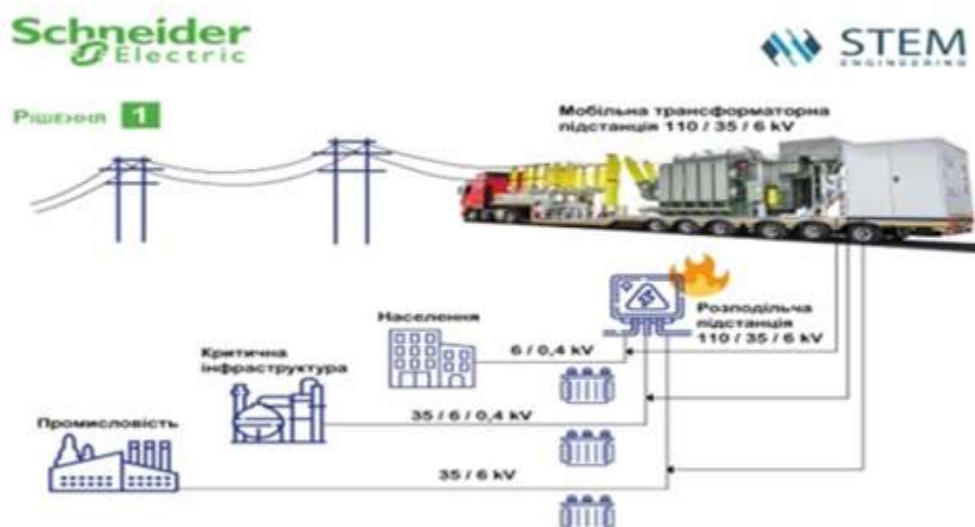


Рисунок 3.3 Приклад використання мобільної підстанції [26]



Рисунок 3.4 Мобільна підстанція фірми MEDELEC [27]

Фізичний захист розподільчих пристроїв є ключовим елементом забезпечення їхньої стійкості. У сучасних умовах розглядається кілька основних підходів, включаючи використання підземних укриттів, захисних оболонок і мобільних конструкцій. Підземні укриття є ефективним способом захисту від ракетних ударів, але їхнє впровадження обмежується високою вартістю будівництва та складністю обслуговування. Наприклад, будівництво підземної підстанції 330 кВ може зайняти до трьох років і коштувати вдвічі дорожче за традиційні наземні об'єкти. Мобільні захисні оболонки дозволяють швидко розгортати захист на існуючих об'єктах, але вони не забезпечують повної безпеки у разі потужних атак. Такі рішення є доцільними для підстанцій класу напруги 110 кВ, де ризики руйнування менші, ніж для високовольтних об'єктів.

Для підвищення стійкості також розглядається інтеграція кіберзахисту, зокрема шифрування даних та моніторинг систем управління. У сучасних умовах це є обов'язковим елементом захисту критично важливих об'єктів.

3.2.1 Компактне розташування обладнання та його ефективність

Компактне розташування обладнання розподільчих пристроїв 110–750 кВ є одним із ключових напрямів підвищення стійкості енергетичної інфраструктури в умовах ризиків руйнування. У сучасних умовах, коли

енергетична система України зазнає значних втрат через військові дії, необхідність оптимального використання простору та мінімізації ризиків від фізичних атак є критично важливою. Компактне розташування дозволяє зменшити площу, необхідну для розміщення підстанції, скоротити довжину комунікацій та спростити обслуговування. Утім, такий підхід має як переваги, так і недоліки, які необхідно враховувати при проектуванні нових об'єктів або модернізації існуючих.

Зменшення площі розташування обладнання досягається за рахунок використання сучасних технологій, таких як елегазові (SF_6) розподільчі пристрої. Елегазові пристрої мають високу електричну міцність і дозволяють зменшити габарити обладнання порівняно з традиційними пристроями. Наприклад, використання елегазових комірок у розподільчих пристроях 330 кВ дозволяє скоротити площу розташування обладнання втричі. Це має вирішальне значення для розміщення підстанцій у міських умовах або на обмежених територіях, де доступний простір є обмеженим.

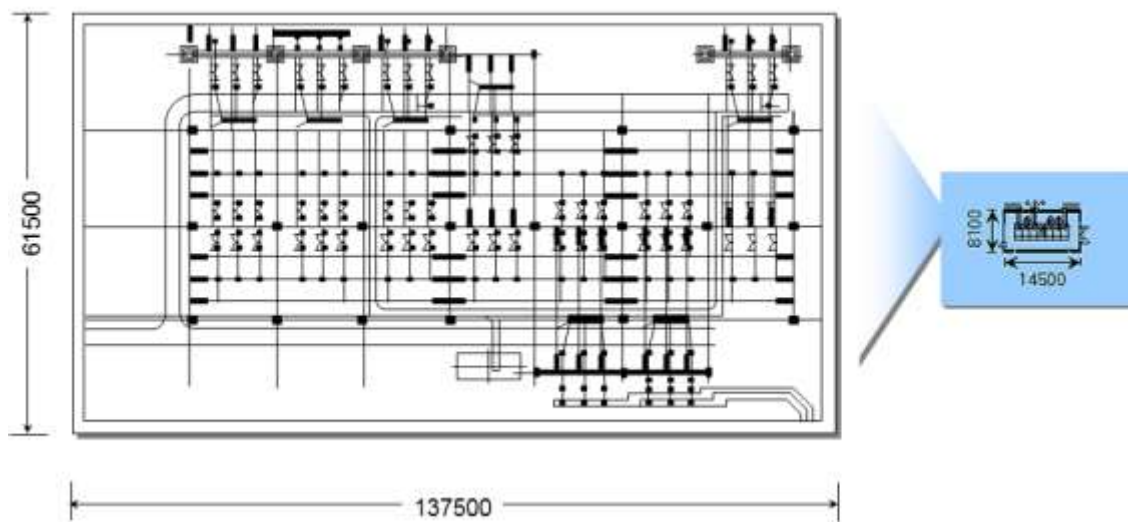


Рисунок 3.5 - ВРП 245кВ/КРУЕ Siemens 8DN9 на 245кВ. Відношення площ

Крім зменшення площі, компактне розташування сприяє зниженню втрат енергії. Завдяки меншій довжині комунікацій, таких як шини та з'єднувальні кабелі, зменшуються втрати потужності на їх опорах. Це особливо актуально для

підстанцій високих класів напруги, де значення струмів і втрат є суттєвими. Наприклад, у підстанціях 750 кВ скорочення довжини шинного з'єднання на 20% може знизити втрати енергії на 15%.

Водночас компактне розташування обладнання має і суттєві ризики. Основним викликом є підвищена вразливість до фізичних пошкоджень. У разі цілеспрямованої атаки руйнування однієї частини підстанції може спричинити ланцюгову реакцію, що призведе до виходу з ладу всієї інфраструктури. Наприклад, у випадку, якщо елегазовий розподільчий пристрій буде пошкоджено вибухом, газ може вивільнитися, спричинивши додаткові ризики для сусіднього обладнання.

Також слід враховувати особливості пожежної безпеки. Компактне розташування масляного обладнання, такого як трансформатори, значно ускладнює реалізацію заходів пожежогасіння. Відстані між одиницями обладнання у традиційних відкритих підстанціях дозволяють локалізувати пожежу на одній установці, тоді як у компактних підстанціях є ризик поширення вогню на сусідні елементи.

Економічна ефективність компактного розташування також є важливим фактором для оцінки доцільності впровадження таких рішень. З одного боку, менша площа підстанції знижує витрати на земельні ділянки та будівництво, зокрема на створення фундаментів і комунікацій. З іншого боку, вартість сучасного компактного обладнання, такого як елегазові пристрої, значно перевищує вартість традиційних елегазових розподільчих пристроїв.

Терміни будівництва компактних підстанцій також можуть бути коротшими за рахунок заводського виготовлення модульних елементів. Наприклад, сучасні елегазові розподільчі пристрої постачаються на об'єкт у вигляді готових модулів, що зменшує час монтажу на місці. Утім, необхідність висококваліфікованого персоналу для монтажу і введення в експлуатацію такого обладнання може вплинути на загальні строки реалізації проекту.

Умови використання компактного обладнання залежать від класу напруги. Наприклад, для підстанцій 110 кВ компактне розташування є найбільш доцільним через велику кількість таких об'єктів і відносно низький рівень стратегічної важливості кожної окремої підстанції. Для підстанцій 330 кВ і 750 кВ доцільність компактного розташування потребує детального аналізу з урахуванням ризиків і пріоритетності захисту цих об'єктів.



Рисунок 3.6 - КРУЕ 110 в приміщенні

Захист компактних підстанцій також вимагає спеціальних заходів. Наприклад, використання залізобетонних захисних споруд дозволяє знизити ризики фізичних пошкоджень, але це значно збільшує вартість будівництва. В умовах воєнних дій доцільно розглядати комбіновані варіанти, які поєднують компактне розташування з розміщенням ключових елементів обладнання під землею.

Компактне розташування обладнання розподільчих пристроїв 110–750 кВ має значний потенціал для підвищення ефективності енергетичної системи України. Однак цей підхід потребує комплексного аналізу з урахуванням технічних, економічних і безпекових аспектів.

3.2.2 Захист розподільчих пристроїв за допомогою спеціальних споруд

Захист розподільчих пристроїв 110–750 кВ є критично важливим для забезпечення стабільності енергосистеми України в умовах військових ризиків.

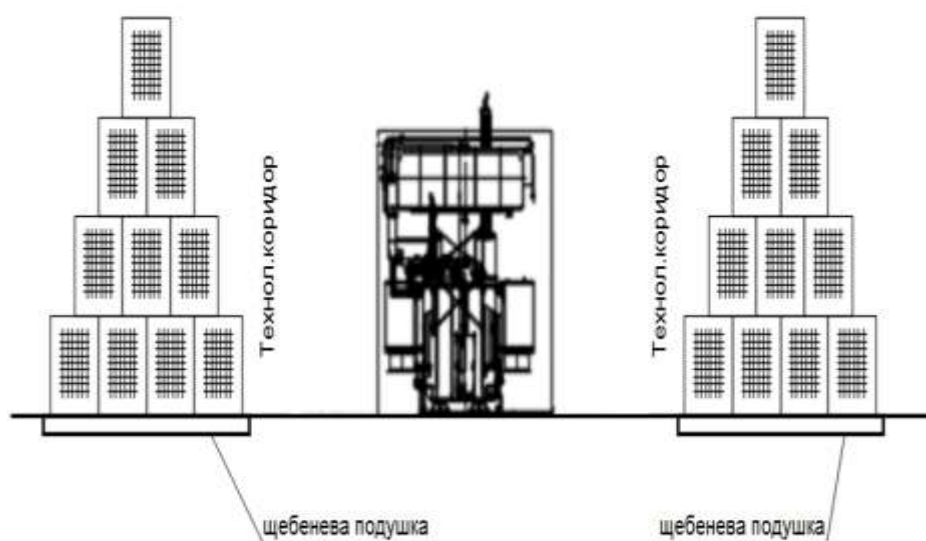


Рисунок 3.7 Загальний вигляд перерізу варіанту захисту 1 рівня із використанням габіонів: трансформатора

Використання спеціальних захисних споруд є одним із ключових методів зменшення впливу фізичних атак на інфраструктуру. Основною метою таких споруд є зниження ризику руйнування критичних елементів підстанцій, що дозволяє забезпечити їхню стійкість і працездатність навіть у разі прямого ураження. Захисні споруди для розподільчих пристроїв можуть бути реалізовані у вигляді відкритих, напівзакритих або повністю закритих конструкцій.

Вибір типу споруд залежить від класу напруги, розташування підстанції, наявності доступних ресурсів та стратегічної важливості об'єкта. Для підстанцій 750 кВ, які забезпечують передачу великих обсягів енергії від атомних

електростанцій, перевага надається укріпленим спорудам із залізобетону, які здатні витримувати значні навантаження, включаючи вибухові хвилі.



Рисунок 3.8 Ґрунтомісткі системи із бігбегів

Одним із видів споруд другого рівня захисту є споруда типу “Шелтер”

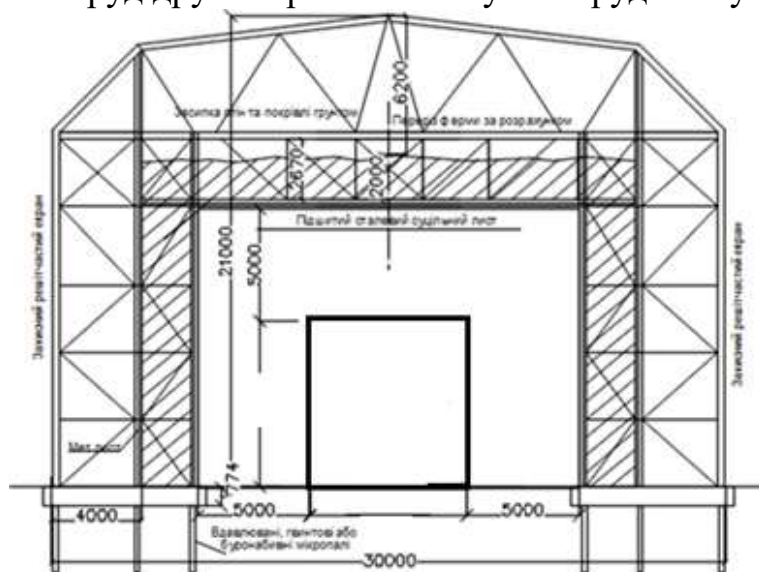


Рисунок 3.9 Шелтер із застосуванням металевих решітчастих рам і засипкою ґрунтом

Одним із перспективних напрямів є використання підземних споруд для розміщення ключових елементів підстанцій. Такий підхід забезпечує високий рівень захисту від фізичних атак, оскільки підземні об'єкти менш уразливі до артилерійських обстрілів та авіаударів. Наприклад, розташування

трансформаторів і високовольтних комірок під землею може знизити ймовірність їхнього пошкодження на 80%. Утім, будівництво підземних споруд є значно дорожчим і тривалішим, ніж традиційних відкритих підстанцій.

Підстанція Mainova Франкфурт-на Майні Німеччина [24].



Рисунок 3.10 Підстанція Mainova

Для підстанцій 330 кВ доцільним є використання комбінованого підходу, який передбачає укріплення окремих елементів обладнання захисними екранами або бетонними укріпленнями. Наприклад, розміщення силових трансформаторів у захищених камерах дозволяє локалізувати пошкодження в разі атаки, зберігаючи працездатність інших елементів підстанції. Підстанції 110 кВ, які є найбільш поширеними, можуть бути захищені за допомогою модульних споруд, які легко монтуються та забезпечують базовий рівень фізичного захисту. Такий підхід є економічно вигідним і дозволяє швидко відновлювати об'єкти після пошкоджень.

Окрім фізичного захисту, важливим є забезпечення швидкого виявлення та усунення пошкоджень. Використання систем моніторингу стану обладнання, таких як датчики вібрації, температури та рівня шуму, дозволяє оперативно виявляти пошкодження та вживати заходів для їхнього усунення.

Пожежна безпека є ще одним критично важливим аспектом захисту розподільчих пристроїв. Укриття повинні бути обладнані системами автоматичного пожежогасіння, які використовують негорючі речовини, такі як інертні гази або водяний туман. Це особливо актуально для підстанцій, де використовуються масляні трансформатори.

Для підвищення стійкості енергосистеми необхідно впроваджувати стандарти проектування захисних споруд, які враховують сучасні виклики, пов'язані з військовими ризиками. Наприклад, у європейських країнах успішно застосовуються норми, які передбачають багаторівневий захист критичної інфраструктури, включаючи розподільчі пристрої. Інтеграція цих стандартів у проектування українських підстанцій дозволить забезпечити їхню більшу стійкість і відповідність європейським вимогам. Захист розподільчих пристроїв за допомогою спеціальних споруд є необхідним кроком для забезпечення енергетичної безпеки України. Використання сучасних технологій та інженерних рішень дозволить зменшити ризики руйнувань і забезпечити стабільну роботу енергосистеми навіть у найскладніших умовах.

3.2.3 Вибір обладнання з урахуванням ризиків

Проектування розподільчих пристроїв 110–750 кВ із урахуванням ризиків руйнування є складним завданням, яке потребує ретельного аналізу обладнання, схемних рішень і технологічних підходів. Вибір обладнання, такого як елегазові КРУЕ, елегазові колонкові вимикачі та інші високотехнологічні компоненти, відіграє вирішальну роль у забезпеченні стійкості та надійності енергосистеми. Враховуючи сучасні виклики, що стоять перед енергетичною галуззю України, особливу увагу потрібно приділяти впровадженню сучасного обладнання світових виробників, яке забезпечує гнучкість у проектуванні та високу ефективність експлуатації.

Елегазові КРУЕ (комплектні розподільчі установки елегазові) є одним із найперспективніших рішень для створення компактних і захищених розподільчих пристроїв. Вони дозволяють суттєво зменшити площу, необхідну для розміщення підстанції, завдяки використанню елегазу (SF_6) як ізоляційного та дугогасного середовища. Елегазові КРУЕ характеризуються високою надійністю, низьким рівнем обслуговування та можливістю розташування як у закритих приміщеннях, так і на відкритих майданчиках. Наприклад, сучасні елегазові установки класу напруги 330–750 кВ від таких світових виробників, як Siemens, ABB і Hitachi Energy, забезпечують інтеграцію будь-яких схем, таких як "дві системи збірних шин із обхідною", "3/2" та "4/3".

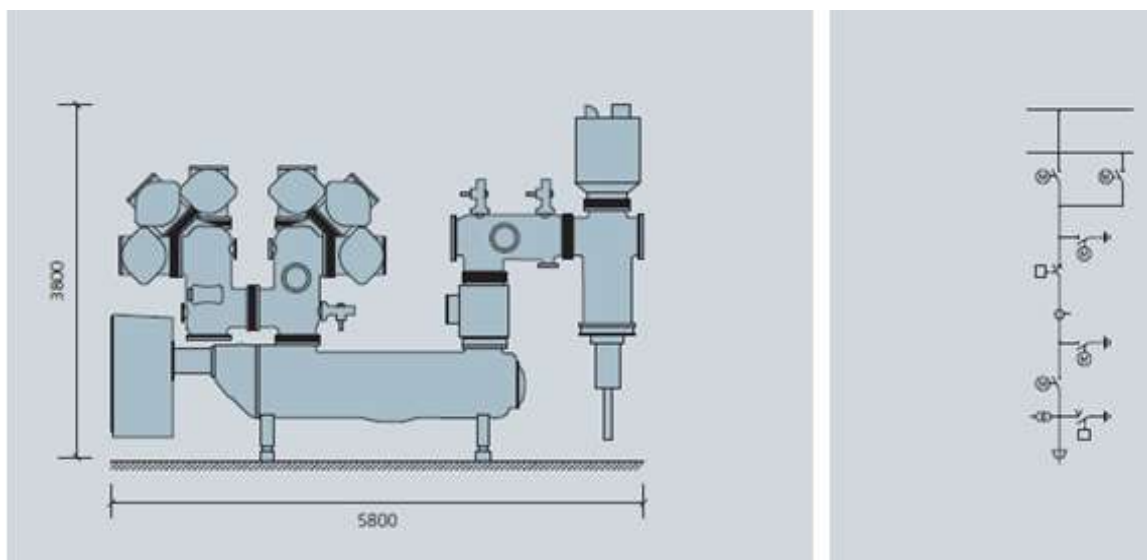


Рисунок 3.11 - Комірка з подвійною системою шин

Розташування обладнання на підстанціях може суттєво впливати на їхню стійкість до зовнішніх впливів. Застосування елегазових КРУЕ дозволяє розміщувати обладнання в модульних конструкціях, які легко транспортуються та швидко монтуються. У поєднанні з сучасними захисними спорудами це забезпечує значний рівень захисту від фізичних атак. Наприклад, у проєкті підстанції 400 кВ "Sundon" у Великій Британії використовували елегазові КРУЕ Siemens із компактним розташуванням та інтегрованими системами моніторингу стану обладнання.

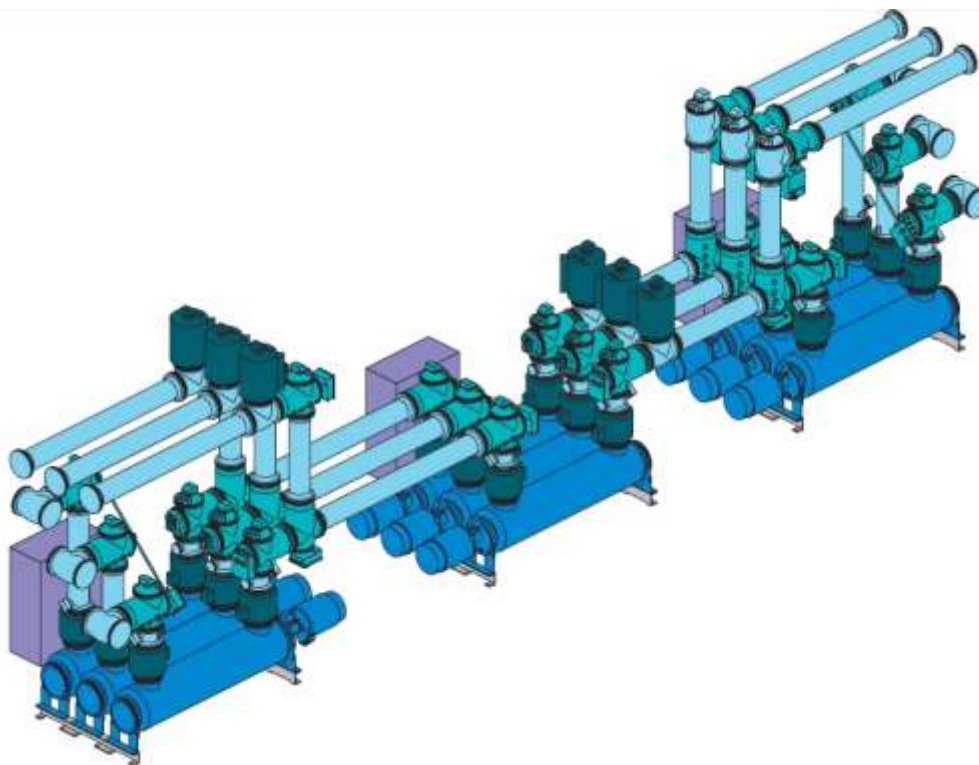


Рисунок 3.12 - Вид компонування з полуторною схемою

Схеми кільцевого типу, такі як "3/2" і "4/3", забезпечують високу надійність та гнучкість у роботі розподільчих пристроїв. Схема "3/2" дозволяє з'єднати дві лінії на три вимикачі, що дає змогу забезпечити резервування при пошкодженні одного з компонентів. Така схема широко використовується в Європі для підстанцій 245–500 кВ, де надійність має критичне значення. Схема "4/3", яка є варіантом із більшим ступенем резервування, застосовується на підстанціях 750 кВ, де забезпечується передача великих обсягів енергії.

Колонкові вимикачі також є важливим елементом у виборі обладнання для розподільчих пристроїв. Вони мають високу механічну міцність і здатність релізації схем з поокремим розташуванням, що робить їх особливо актуальними для регіонів із високими ризиками руйнування де потрібно виконання саме не зосередженого розташування. Наприклад, вимикачі серії LTB від ABB відомі своєю надійністю, тривалим терміном служби та можливістю інтеграції в різні електричні схеми.

І таких світових прикладів безліч. Зокрема КРУЕ використовується також і в Україні



Рисунок 3.13 - КРУЕ ELK-3 330кВ (ABB)

У процесі проектування підстанцій із урахуванням ризиків руйнування також слід враховувати вартість обладнання та терміни його поставки. Елегазові КРУЕ є значно дорожчими за традиційні колонкові вимикачі в розподільчих пристроях, але їхня висока надійність і тривалий термін служби виправдовують початкові інвестиції. Наприклад, у проекті модернізації підстанції 500 кВ "Фукусіма" в Японії застосування елегазових КРУЕ дозволило значно підвищити надійність енергопостачання в умовах підвищених ризиків природних катастроф.

Вибір обладнання для розподільчих пристроїв має також враховувати екологічні аспекти. Хоча елегаз є потужним ізоляційним середовищем, він має високий потенціал глобального потепління. У цьому контексті сучасні виробники, такі як Siemens і General Electric, розробляють альтернативи на основі екологічно безпечних газових сумішей, які знижують екологічний вплив обладнання.

Розташування та вибір обладнання для розподільчих пристроїв 110–750 кВ повинні базуватися на ретельному аналізі технічних, економічних і безпекових факторів. Використання сучасних елегазових КРУЕ, колонкових вимикачів та інших високотехнологічних компонентів у поєднанні з оптимальними схемами забезпечує не лише стійкість енергосистеми до ризиків руйнування, але й підвищує її ефективність та відповідність сучасним стандартам.

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

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

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2015 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

4.1 Нормативна база

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина теплової електростанції потужністю 2400 МВт з аналізом обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні обладнання черговим персоналом на ТЕС:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт за міждержавним «Небезпечні та шкідливі виробничі фактори. Класифікація».

- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт в машзалі. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРУ-150 кВ.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми [30]:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2013 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-17 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;

При роботі з електричним обладнанням слід користуватись такими нормативними документами:

Глава 4.2 ПУЕ: 2018 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ.

ГКД 34.20.507 – 2013 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 5-750 кВ.

ГНД 34.47.503-2014 Інструкція з експлуатації електричних вимикачів.

ГОСТ 12.1.007 Шкідливі речовини. Класифікація загальних вимог безпеки.

НПАОП 0.00-1.07-94 (ДНАОП 0.00-1.07-94) – Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском.

НПАОП 40.1-1-32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

ДБН В.2.5-23:2010 – Проектування електрообладнання об'єктів цивільного

призначення.

4.2 Розрахунок заземлення для вріп високої напруги

Площа ВРП [3]: $S = (134 \times 124) \text{ м}^2$. Приймаємо площу заземлюючого пристрою $S = (134 \times 124) \text{ м}^2$.

Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2 \text{ м}$. Питомий опір верхнього шару ґрунту $\rho_1 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; нижнього шару – $\rho_2 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних комірок і вертикальних провідників у кількості: $n = 54$ шт, довжиною $l = 9 \text{ м}$. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5 \text{ м}$ (рис. 4.1).

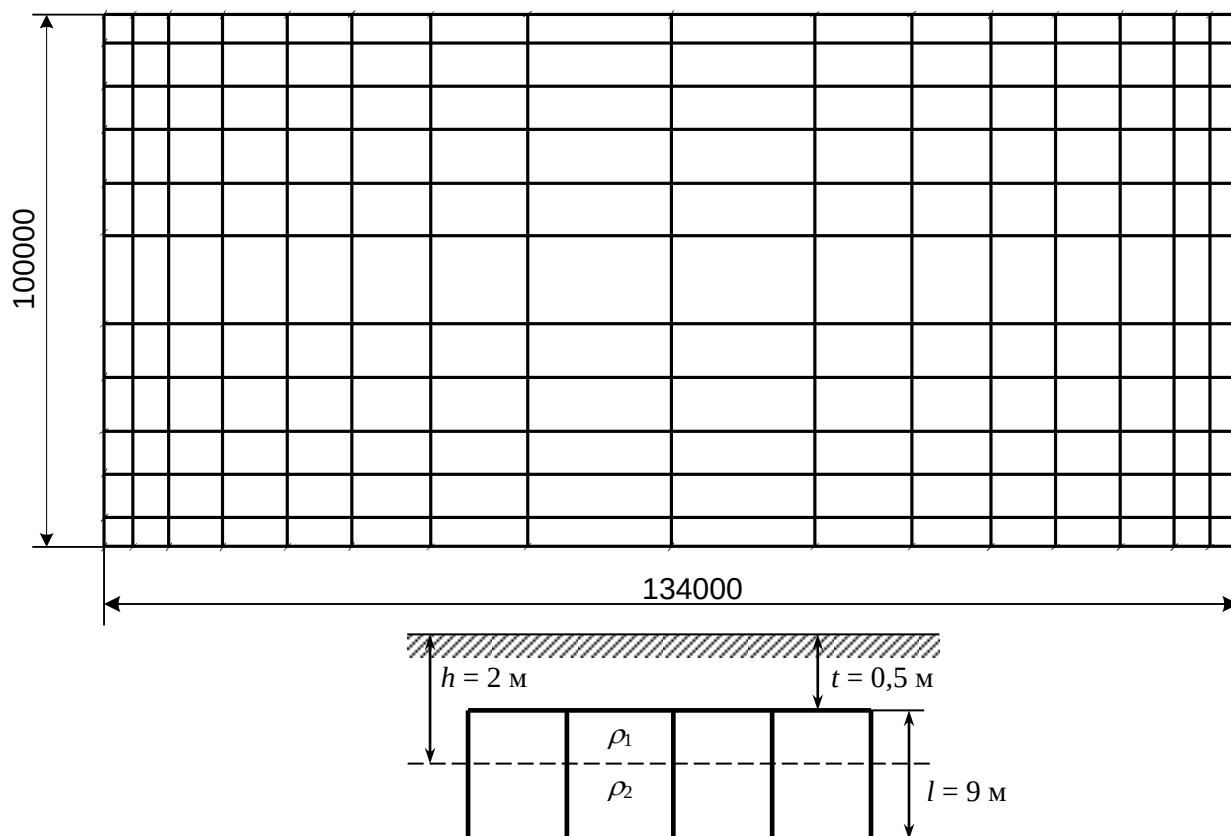


Рисунок 4.1- Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{13} / \rho_{23} = 150 / 30 = 5.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = L / n,$$

де L – периметр заземлювача.

$$a = L / n = 2 \cdot (134 + 124) / 54 = 9,55 \text{ (м)}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв}} = \rho_2 \cdot (\rho_1 / \rho_2)^\Delta,$$

$$\text{де } \Delta = 0,43 \cdot \frac{h-t}{l} + 0,27 \cdot \lg\left(\frac{a}{l}\right) + 0,04.$$

$$\Delta = 0,43 \cdot ((2-0,5)/9,55) + 0,27 \cdot \lg(9/9,55) + 0,04 = 0,11;$$

$$\rho_{\text{екв}} = 30 \cdot 5^{0,11} = 35,81 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}.$$

Опір заземлювача:

$$r = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв},c}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв},c}}{L_\Gamma + L_B},$$

де L_B, L_Γ – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

$$\begin{cases} A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t)/\sqrt{S}, & \text{при } 0 \leq (l+t)/\sqrt{S} \leq 0,1; \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot (l+t)/\sqrt{S}, & \text{при } 0,1 \leq (l+t)/\sqrt{S} \leq 0,5. \end{cases}$$

$$(l+t)/\sqrt{S} = (5+0,5)/\sqrt{16616} = 0,043 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t)/\sqrt{S} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,043 = 0,37;$$

$$r = 0,37 \cdot \frac{35,81}{\sqrt{16616}} + \frac{35,81}{(12 \cdot 124 + 15 \cdot 134) + 9 \cdot 54} = 0,133 \text{ (Ом)}.$$

$$r = 0,133 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \Rightarrow \text{заземлення відповідає нормам.}$$

4.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рисунок 2.15 а, б).

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами.

h_x, h, L – беруться на підставі обраної схеми ВРП [5].

r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

R – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, [\text{м}].$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$\begin{aligned} h_x &= 25 [\text{м}]; \quad h = 45 [\text{м}]; \quad L_{1-2} = 77,5 [\text{м}]. \\ r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (45 - 1,25 \cdot 25) = 20,6 [\text{м}]; \\ h_0 &= 4 \cdot 45 - \sqrt{9 \cdot 45^2 + 0,25 \cdot 77,5^2} = 39,5 [\text{м}]; \\ b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (45 - 1,25 \cdot 25) = 24,8 [\text{м}]; \\ R &= 4 \cdot 45 - 25 = 155 [\text{м}]. \end{aligned}$$

Результати всіх інших розрахунків зведені в таблиці 2.24. Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рисунок 2.16. а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.

Таблиця 4.1

$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$b_x, \text{ м}$	$r_x, \text{ м}$
$L_{1-2} = L_{4-5} = L_{7-8} = 77,5$	39,5	24,8	20,6
$L_{1-4} = L_{1-7} = L_{2-5} = L_{5-8} = L_{3-6} = L_{6-9} = 48$	42,9	35	20,6
$L_{1-5} = L_{2-4} = L_{4-8} = L_{6-7} = 91,2$	37,5	18,7	20,6
$L_{2-6} = L_{3-5} = L_{5-9} = L_{6-8} = 70,8$	40,4	27,45	20,6
$L_{2-3} = L_{5-6} = L_{8-9} = 52$	42,4	33,4	20,6

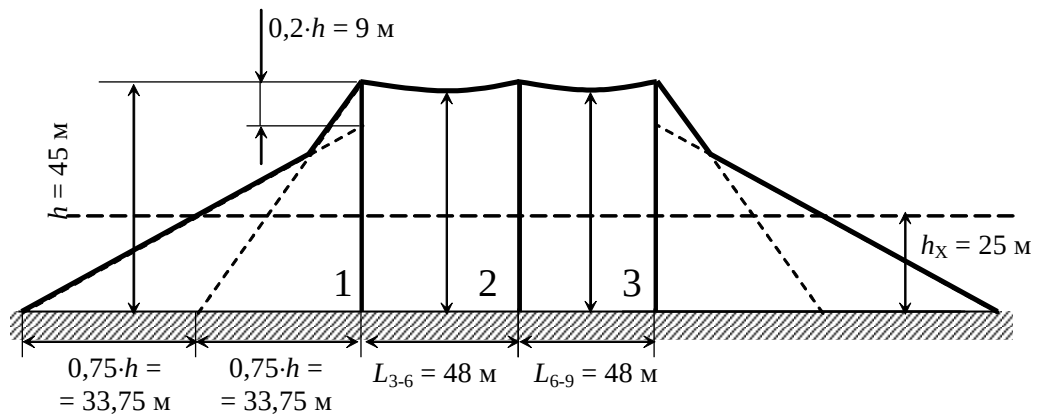


Рисунок 4.2 а. Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

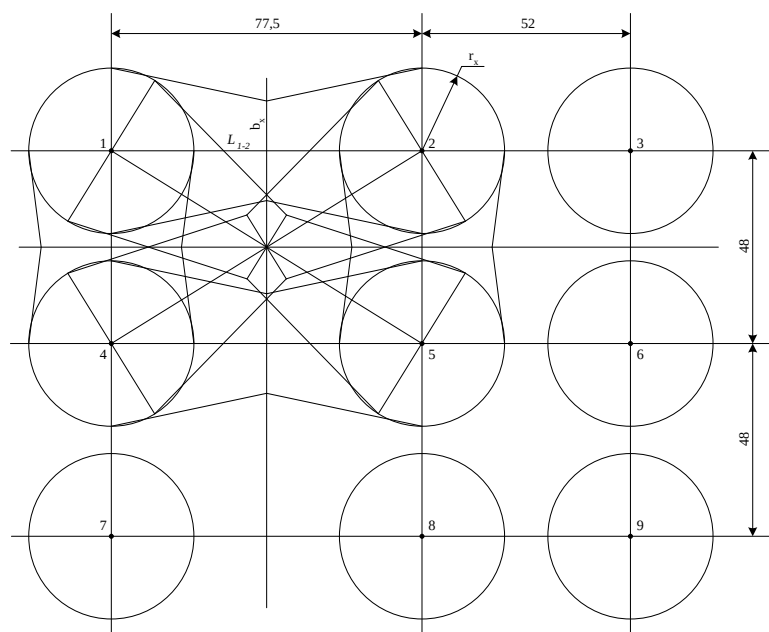


Рисунок 4.2 б. Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП

5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

Будь-який виробничий процес, у тому числі й енергетичний, полягає в застосуванні людської праці до засобів виробництва (знарядь праці й оброблюваної сировини). Тому основними елементами організації виробництва є: організація використання виробничого устаткування, організація постачання підприємства сировиною і необхідними допоміжними матеріалами; організація праці виробничого (експлуатаційного) персоналу [6].

5.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕС

Слід знати, що повні витрати на спорудження ТЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення.

Всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [6].

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво ТЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в табл.5.1.

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Глави звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від гл.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн./кВт·год
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	2,1%	50%	20160000	2%	806400	48%	19353600	40320000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	60,0%	1152000000	39,0%	748800000	1,0%	19200000	1920000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	18432000	20%	4608000			23040000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	31008000	15%	5472000			36480000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95%	54720000	5%	2880000			57600000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3,0%	90%	51840000	10%	5760000			57600000
7	Упорядкування території	0,5%	100%	9600000					9600000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	61440000	10%	7680000	10%	7680000	76800000
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	57600000	57600000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	3840000	3840000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	5760000	5760000
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	96000000	96000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	19200000	19200000
	Всього по главах 1-13			1399200000		776006400		228633600	2403840000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{есм}.$$

$$k_{num} = 2403840000 / 2400000 = 1001,6.$$

5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається з чотирма економічними елементами:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- паливо;
- інші.

Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої ($\Phi 1$) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи ($\Phi 2$) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них [6].

До третьої групи ($\Phi 3$) увійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma обл} - K_{тр(обл)};$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma ини} - K_{тр(БМР)}.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	1612646400	7%	112885248
$\Phi 2$	576000000	25%	144000000
$\Phi 3$	733593600	20%	146718720
Разом			274003968

$$S_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i,$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1612646400 \cdot 7\% + 576000000 \cdot 25\% + 733593600 \cdot 20\% = 274003968 \text{ грн.}$$

Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст},$$

де $k_{ум}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово-виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$N_{вст}$ – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{ит}$ для ТЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 2400 = 3840 \text{ чоловіка.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	87%
ІТР	10%
Службовці	2,1%
МОП	0,9%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	3340 чол.
ІТР	384 чол.
Службовці	81 чол.
МОП	35 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = 1,57 \cdot \Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{сер\ інші} \cdot n_i),$$

де $S_{сер}$ – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;

n_i – чисельність персоналу по категоріях.

Таблиця 5.3 – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	22600	905808000
ІТР	25800	118886400
Службовці	30600	29743200
МОП	16200	6804000
Разом за рік		1604753040

Розрахунок затрат на інші витрати

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$S_{in} = (S_a + S_{zn} + S_n) \cdot \Pi_p,$$

де $\Pi_p = 13\%$.

$$S_{in} = (274003968 + 1604753040 + 28405991488) \cdot 10\% = 2974744074 \text{ грн.}$$

Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{zn} + S_n + S_{in}.$$

$$S = 274003968 + 1604753040 + 28405991488 + 2974744074 = 33259492571 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп},$$

де $E_{відп}$ – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

$$C = 33259492571 / 15366577 = 216,4405 \text{ коп/кВт·год}$$

Таблиця 5.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	274003968	0,8%	1,7831
Зарплата	1604753040	4,8%	10,4431
Паливо	28405991488	85,4%	184,8557
Інші	2974744074	8,9%	19,3585
Разом	33259492571	100%	216,4405

Основні техніко-економічні показники ЕС

Табл. 5.4

Потужність станції	2400	МВт
Склад обладнання	4x200+2x800	
Річний виробіток електроенергії	15366577,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	2403840000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	216,4405	коп/кВт·год

ВИСНОВКИ

У рамках магістерської кваліфікаційної роботи було здійснено проектування електричної частини теплової електростанції (ТЕС), з акцентом на забезпечення її надійної та ефективної роботи. Для досягнення поставлених цілей було проведено всебічний аналіз параметрів енергосистеми, виконано числові розрахунки та обрано оптимальне обладнання, яке забезпечить економічно вигідну і стабільну роботу ТЕС.

Окрема увага була приділена аналізу параметрів потужності, напруги та струму, що є важливими для проектування системи електропостачання. Проведений порівняльний аналіз декількох типів обладнання дозволив вибрати оптимальні рішення для генераторів, трансформаторів і розподільчих пристроїв, що забезпечать надійне постачання енергії та стабільність роботи станції.

Проектована ТЕС має потужність 2400 МВт, і для її оснащення було обрано сучасні парогенератори, турбіни та турбогенератори, які відповідають найсучаснішим вимогам ефективності та надійності. Серед обраного обладнання – парогенератори типу ПП-660/140 ГМ та ПП-2550/255 ГМ, турбіни типу К-200-130 та К-800-240, а також турбогенератори типу ТГВ-200-2УЗ та ТГВ-800-2ЕУЗ. Для забезпечення електроживлення станції було вибрано трансформаторне обладнання, включаючи трансформатори для РП ВН 330 кВ та РП СН 150 кВ, що гарантують надійність постачання енергії та забезпечують можливість резервного живлення.

Розроблено схему власних потреб станції, що гарантує безперебійне живлення споживачів і стабільний запуск генераторів. Для зв'язку між різними розподільчими пристроями використано автотрансформатори типу АТДЦТН-250000/330/150. Вибрана схема забезпечує максимальну надійність та ефективність енергопостачання станції, включаючи резервування для забезпечення стабільної роботи у будь-яких умовах.

Розрахунки коротких замикань, що були проведені в ході проектування, підтвердили високу стійкість системи до короточасних відхилень параметрів мережі, що забезпечує надійну роботу навіть у нестандартних умовах. Це дозволило вибрати технічні рішення, які оптимально відповідають вимогам до безпеки та стабільності роботи електричної частини ТЕС.

Особливо важливим є врахування сучасного стану енергосистеми України. Через збройний конфлікт і пошкодження інфраструктури, зросло навантаження на теплові електростанції. В умовах втрати частини генеруючих потужностей, ТЕС відіграють ключову роль у забезпеченні енергетичної безпеки. Тому, наявність резервних потужностей і їх модернізація стали критично важливими завданнями для забезпечення стабільного енергопостачання.

Отримані результати можуть стати основою для подальших досліджень та практичного використання в проектуванні та модернізації електричних частин ТЕС. Вони сприятимуть підвищенню надійності та ефективності енергетичної інфраструктури України, що особливо актуально в умовах сучасних викликів енергетичної безпеки. Крім того, ці результати можуть стати основою для подальшої адаптації та інтеграції енергосистеми України з європейською мережею ENTSO-E, що підвищить її стійкість до зовнішніх і внутрішніх ризиків.

Проектування електричної частини ТЕС, проведене в рамках даного дослідження, є важливим внеском у забезпечення стабільності та безпеки енергетичної системи України в умовах сучасних глобальних та внутрішніх викликів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ : Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75
2. Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>
3. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
4. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
5. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.
6. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матєєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

7. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

8. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.

9. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.

10. Правила улаштування електроустановок. Глава 1.7 «Заземлення і захисні заходи електробезпеки»: ПУЕ:2006.

11. IEC 60909-0:2016 - Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems - Part 0: Calculation of Currents

12. IEC 62271-100:2018 - High-voltage Switchgear and Controlgear - Part 100: Alternating Current Circuit-Breakers

13. <https://minprom.ua/news/309930.html>

14. https://biz.censor.net/resonance/3482438/scho_robity_zi_znyschenoyu_teplovoyu_generatsiyeyu

15. https://censor.net/ua/news/3482715/za_ostanni_tyjni_rosiya_znyschyla_80_vidsotkiv_ukrayinskyh_tets_shmygal

16. <https://www.rbc.ua/rus/news/kabmin-shvaliv-budivnitstvo-dvoh-energoblokiv-1712060579.html>

17. <https://de.com.ua/uploads/0/1704-План%2016-25%20з%20додатками.pdf>

18. <https://www.epravda.com.ua/columns/2024/04/1/711843/>

19. <https://www.epravda.com.ua/publications/2024/03/27/711686/>

20. <https://interfax.com.ua/news/interview/979210.html>
21. <https://www.dw.com/uk/udari-rf-po-tes-ta-ges-vlitku-ukrainci-budut-bez-svitla/a-68805538>
22. <https://www.dw.com/uk/energetika-v-nimeccini-mifi-ta-fakti-pro-vugilla-gaz-atom-i-vidnovluvani-dzerela-energii/a-64971878>
23. https://mbiz.censor.net/news/3490014/schob_zbuduvaty_novu_generatsiy_u_taryf_moje_zrosty_do_5_grn_za_kvthod
24. A New Approach for Reliable Energy: Underground Substations. Clarion Energy Content Directors. 7.15.2015 URL: <https://www.power-grid.com/td/a-new-approach-for-reliable-energy-underground-substations>
25. Park Substation | Anaheim, CA - Official Website URL: <https://www.anaheim.net/977/Park-Substation>.
26. Підземні та мобільні підстанції електропередачі – рішення для захисту української енергосистеми | Schneider Electric Україна. URL: <https://chamber.ua/ua/news/pidzemni-ta-mobilni-pidstantsii-elektroperedachi-rishennia-dlia-zakhystu-ukrainskoi-enerhosystemy/>
27. Medelec Switchgear Ltd. Mobile Substation Guide URL: <https://medelec-switchgear.com/wp-content/uploads/2023/03/7.-MEDELEC-Mobile-Substations-2016-ENGLISH.pdf>

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина теплової електростанції потужністю 2400 МВт з аналізом обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування

Тип роботи: _____ Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ _____ Кафедра електричних станцій та систем _____
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник _____ Вишневський С.Я., к.т.н., доц., доц. каф ЕСС
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	26%
Загальна схожість	74%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____ Гуменюк Д.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____ Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

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

(підпис)

(прізвище, ініціали)

Додаток Б**Технічне завдання МКР**

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Електрична частина теплової електростанції потужністю 2400 МВт з аналізом
обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування

08-13.МКР.004.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

Вишневський С.Я.

(підпис)

Магістр групи 1ЕС-23м

Гуменюк Д.А.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них КЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;
- б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – Проектування електричної частини теплової електростанції з аналізом обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження електричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: Електрична частина теплової електростанції потужністю 2400 МВт з аналізом обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування з чотирма агрегатами одиничною потужністю 200 МВт та двома 800 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 160 км, потужність віддається по ЛЕП 330 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне рішення).

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

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

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	21.09.24	25.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	26.09.24	26.10.24	розділ 2
4	Аналіз обладнання розподільчих пристроїв в умовах ризиків руйнування	27.10.24	10.11.24	розділ 3
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	11.11.24	15.11.24	розділ 4
6	Техніко-економічна частина	16.11.24	20.11.24	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	21.11.24	24.12.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Презентація

Міністерство освіти та науки
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Магістерська кваліфікаційна робота
Електрична частина теплової електростанції потужністю 2400 МВт
з аналізом обладнання розподільчих пристроїв
в умовах ризиків руйнування

Спеціальність 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка.

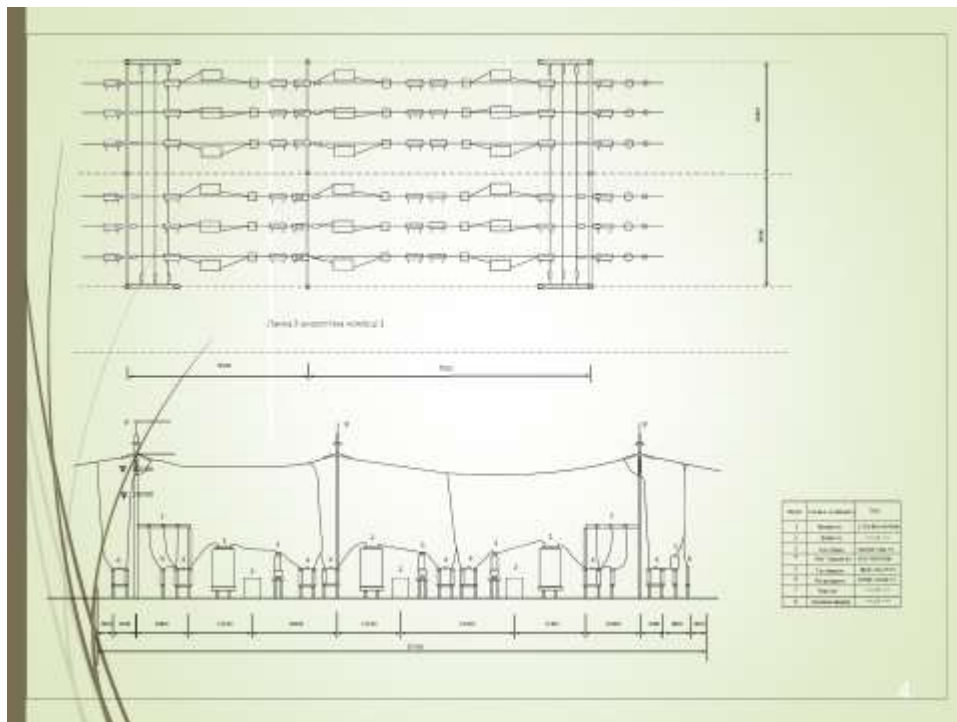
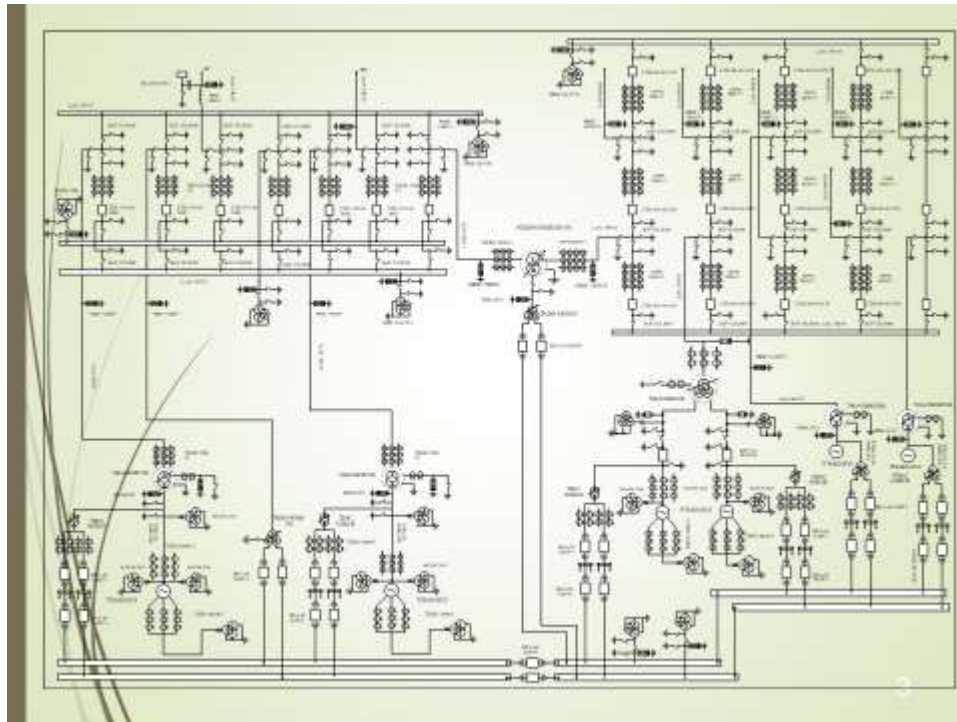
Освітня програма «Електричні станції»
Виконав ст.гр. 1ЕС-23м

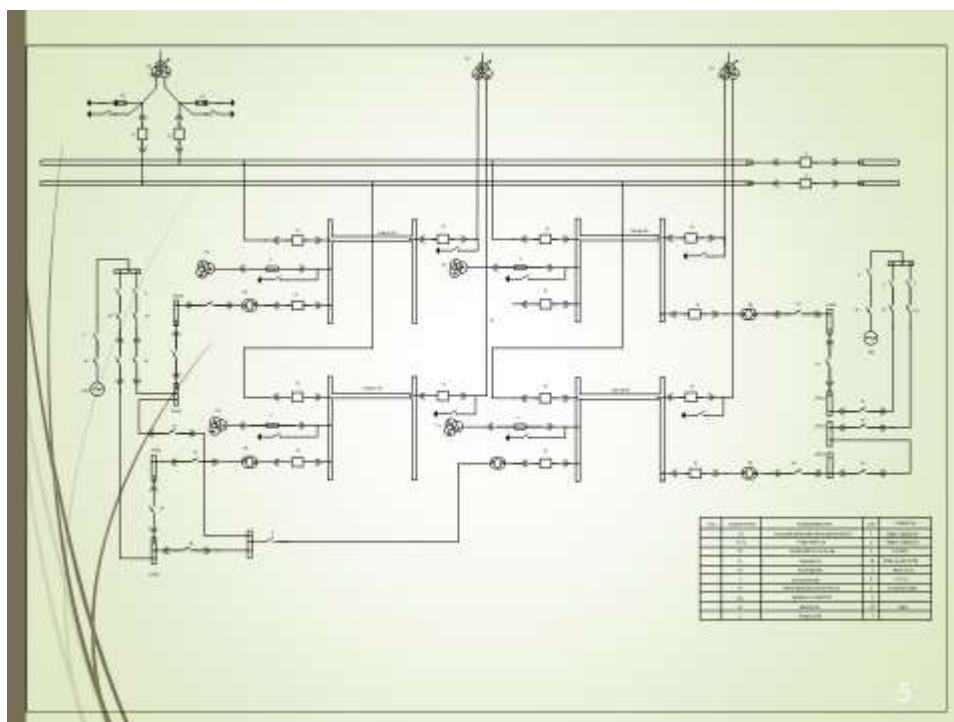
**Гуменюк Денис
Анатолійович**

2

Актуальність роботи

- Балансування енергосистеми є ключовим викликом для забезпечення її стабільної роботи. Теплові електростанції відіграють важливу роль у цьому процесі, оскільки забезпечують гнучкість, необхідну для компенсації нерівномірності генерації відновлюваних джерел енергії. Вони також здатні швидко реагувати на зміну навантаження, виконуючи функцію резервних потужностей у випадках дефіциту або аварій. Ефективне управління цими процесами потребує впровадження сучасних систем моніторингу та автоматизованих рішень, що дозволяють оперативно реагувати на зміну умов і підтримувати стабільність енергопостачання.
- Модернізація теплових електростанцій є ключовим напрямком для зміцнення енергетичної незалежності України, підвищення стабільності енергосистеми та забезпечення відповідності сучасним технічним і екологічним стандартам.





ПОТОЧНИЙ СТАН

- Енергетична інфраструктура України зазнала масштабних пошкоджень внаслідок російської агресії, що розпочалася у 2022 році. Систематичні атаки на енергетичні об'єкти спричинили втрати значної кількості підстанцій і ліній електропередач. Згідно з даними Міністерства енергетики України, понад 60% розподільчих пристроїв класу напруги 110–750 кВ зазнали тих чи інших пошкоджень, від незначних збоїв до повного знищення.
- Окремо слід зазначити значні труднощі з відновленням пошкоджених об'єктів. На початку 2024 року було завершено відновлення лише 30% сильно пошкоджених підстанцій, тоді як решта об'єктів залишаються в процесі відбудови через дефіцит обладнання, фінансування та складнощі з логістикою.

Значення розподільчих пристроїв різних класів напруги для енергосистеми

- Підстанції класу напруги 750 кВ формують основний каркас високовольтної мережі, яка забезпечує передачу електроенергії від великих генераційних потужностей до споживачів. Ці об'єкти є критично важливими для енергетичної безпеки, адже через них здійснюється передача до 50% всієї згенерованої енергії.
- Для підстанцій 330 кВ та 110 кВ ситуація дещо інша. Їх кількість у рази перевищує кількість підстанцій 750 кВ, але кожна з них має локальне значення. Наприклад, втрата підстанцій 330 кВ може суттєво вплинути на регіональні мережі, тоді як 110 кВ – на міські та промислові об'єкти. Такий розподіл створює різні пріоритети для захисту цих об'єктів. [17-27].

7

Чи є компактне розташування вирішенням проблеми захисту від руйнувань?

Компактне розташування обладнання розподільчих пристроїв є одним із ключових питань підвищення стійкості енергетичної інфраструктури в умовах ризиків руйнування

- Перевагою є можливість реалізації суттєво якіснішого захисту меншого за розмірами об'єкту. У тому числі можливість підземного розташування.
- Основним недоліком та викликом є підвищена вразливість до фізичних пошкоджень у разі цілеспрямованої атаки. Руйнування у разі прямого влучання призведе до виходу з ладу всієї інфраструктури підстанції.

8

Світові приклади підземного розташування підстанцій



Підземна підстанція Park Above США [25]



Підстанція Mainova Франкфурт-на Майні Німеччина [24]

Можливість розташування КРУЕ в приміщеннях

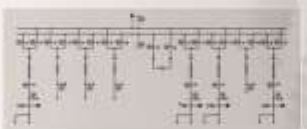
Подвійні шини (в приміщенні)



Вид зверху



Головний вигляд



Одноточна шина (в приміщенні)



Вид зверху

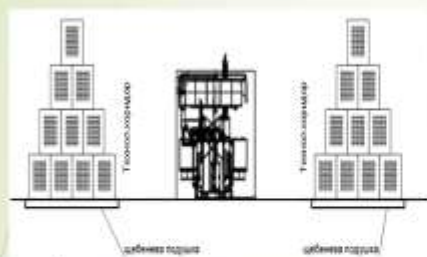


Головний вигляд



Економічна ефективність компактного розташування також є важливим фактором для оцінки доцільності впровадження таких рішень. З одного боку, менша площа підстанції знижує витрати на земельні ділянки та будівництво. З іншого боку, вартість сучасного компактного обладнання, такого як елегазові пристрої, значно перевищує вартість традиційних елегазових розподільчих пристроїв.

Захист розподільчих пристроїв за допомогою спеціальних споруд

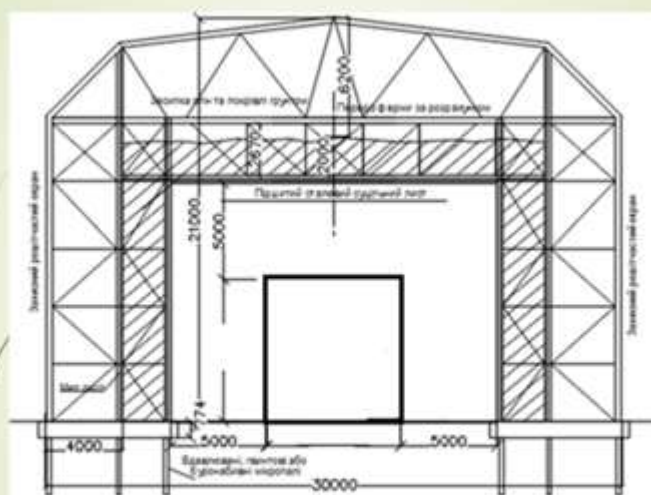


Загальний вигляд перерізу варіанту захисту 1 рівня із використанням габіонів: трансформатора

Грунтомісткі системи із бігберів

11

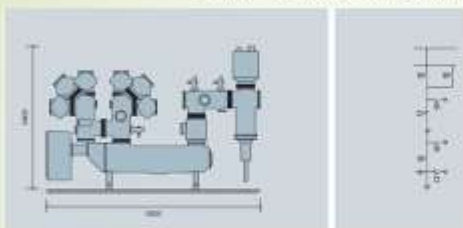
Захист розподільчих пристроїв за допомогою спеціальних споруд



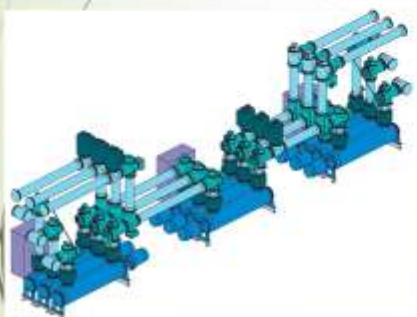
Шелтер із застосуванням металевих решітчастих рам і засипкою ґрунтом

12

Елегазові КРУЕ (комплектні розподільчі установки елегазові) є одним із найперспективніших рішень для створення компактних і захищених розподільчих пристроїв



Комірка з подвійною системою шин



Вид
компонування з
полуторною
схемою

13

КРУЕ на одному з об'єктів в Україні



14