


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

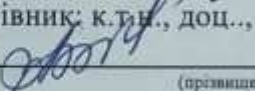
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

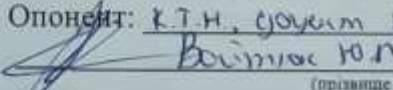
«Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт з турбінами типу П-2,5-35/5 з дослідженням впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

 Симонішен Р. В.
(прізвище та ініціали)


Керівник: к.т.н., доц., асистент каф. ЕСС
 Адлер О.О.
(прізвище та ініціали)

«12» 27.08.23 2023 р.

Опонент: к.т.н., доцент кафедр ЕССЕМ
 Войнич Ю.Н.
(прізвище та ініціали)

«12» 27.08.23 2023 р.

Допущено до захисту

 Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

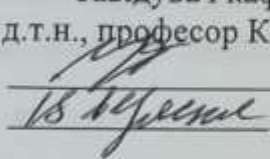
(прізвище та ініціали)

«11» 27.08.23 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

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

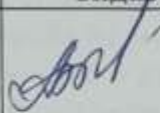
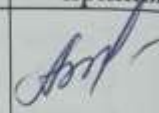
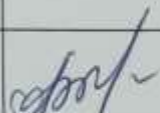

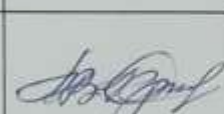


18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

_____ Симонішену Руслану Володимировичу _____.











1. Тема роботи. «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт з турбінами типу П-2,5-35/5 з дослідженням впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні»
керівник роботи к.т.н., доц., асистент каф. ЕСС Адлер О.О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Проектування теплової електричної станції потужністю 15 МВт з 6 блоками одиничною потужністю 2,5 МВт. Живлення споживачів, сумарне максимальне навантаження яких дорівнює 6 МВт, здійснюється по ЛЕП-6,3 кВ. В систему, яка знаходиться на відстані 12 км, потужність передається по ЛЕП-35 кВ.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проектування АЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Перспективи розвитку малих модульних реакторів. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вибір схем ТЕЦ. 2. Головна схема електричних з'єднань станції. 3. Поперечний розріз комірки ВРУ- 35кВ. 4 - 6. Дослідження впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні. 7. Техніко-економічні показники станції. 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Адлер О.О., к.т.н., доц., асистент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДШБ Адлер О.О.		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	
2	Обґрунтування проєктування ТЕЦ	24.09.23	29.09.23	
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23	
4	Дослідження впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні	11.10.23	28.10.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	
11	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)


Симонішен Р. В.

Адлер О.О.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Симонішен Руслан Володимирович «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт з турбінами типу П-2,5-35/5 з дослідженням впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 99 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 18 назв; рис.: 16; табл. 29.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглядаються такі розділи, як техніко-економічне обґрунтування, електротехнічна частина, впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID в Україні, охорона праці, розрахунок техніко-економічних показників станції та цивільна оборона.

В електричній частині проекту виконується вибір головного обладнання ТЕЦ, головної схеми електричних з'єднань, комутаційної та вимірювальної апаратури, струмоведучих частин, уставки постійного струму.

В деталі проекту розглядається питання регулювання напруги в електричних системах.

В розділі охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях розглядаються такі питання, як аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів в машинному залі та протипожежна безпека. В економічній частині проекту визначається собівартість виробленої електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, витрат на паливо, заробітної плати та інших витрат.

Ключові слова: атомний реактор, атомна станція, відкрита розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій, схема електричних з'єднань

ABSTRACT

UDC 621.311.1

Simonishen Ruslan Volodymyrovych "The electrical part of a thermal power plant with a capacity of 15 MW with P-2.5-35/5 type turbines with a study of the implementation of basic international SMART GRID standards in Ukraine." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 99 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 18 titles; Fig.: 16; table 29.

In the master's qualification work, such sections as technical and economic justification, electrotechnical part, implementation of basic international SMART GRID standards in Ukraine, labor protection, calculation of technical and economic indicators of the station and civil defense are considered.

In the electrical part of the project, the selection of the main equipment of the CHP, the main scheme of electrical connections, switching and measuring equipment, current-carrying parts, and constant current settings is carried out.

The issue of voltage regulation in electrical systems is considered in detail in the project.

In the section on occupational health and safety in emergency situations, such issues as the analysis of potentially dangerous and harmful production factors in the engine room and fire safety are considered. In the economic part of the project, the cost of produced electricity is determined, taking into account depreciation deductions, fuel costs, wages and other costs.

ЗМІСТ

Вступ.....
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту.....
2 Електротехнічна частина.....
2.1 Графіки електричних і теплових навантажень.....
2.2 Вибір основного обладнання.....
2.2.1 Вибір турбін.....
2.2.2 Вибір котельних агрегатів.....
2.2.3 Вибір генераторів.....
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції.....
2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи.....
2.3.2 Проектування структурної схеми станції.....
2.3.3 Вибір трансформаторів
2.3.4 Вибір трансформаторів зв'язку.....
2.3.5 Вибір реакторів.....
2.3.6 Вибір рактора живлення місцевого району.....
2.3.7 Техніко-економічне порівняння структурних схем станції.....
2.4 Вибір електричних схем станції.....
2.4.1 Вибір схем РП станцій.....
2.4.2 Техніко-економічне порівняння варіантів схем РП.....
2.4.3 Вибір системи електрозабезпечення власних потреб електричної станції
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання.....
2.5.1 Електрична схема заміщення установки.....
2.5.2 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$
2.5.3 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу.....
2.6 Розрахунок термічної дії струмів КЗ.....
2.7 Вибір струмоведучих частин.....
2.7.1 Вибір збірних шин 35 кВ.....
2.7.2 Вибір збірних шин 6 кВ.....
2.7.3 Вибір гнучких шин на інших ділянках схеми.....
2.7.4 Вибір жорстких шин.....
2.7.5 Вибір ізоляторів.....
2.7.6 Вибір комплектних екранованих струмопроводів.....
2.7.7 Вибір кабеля.....
2.8 Вибір комутаційних апаратів.....
2.8.1 Вибір вимикачів і роз'єднувачів.....
2.8.2 Вибір розрядників та високочастотних загороджувачів.....
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів.....
2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....
2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....
2.10 Вибір реакторів.....

2.11	Вибір установки постійного струму.....	
2.12	Розрахунок блискавкозахисту ВРП ВН.....	
2.13	Розрахунок заземлюю чого пристрою ВРП 35 кВ.....	
4	Розрахунок техніко-економічних показників ТЕЦ.....	
4.1.	Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....	
4.2	Визначення кошторисної вартості проекрованої ТЕЦ.....	
4.3	Розрахунок собівартості електроенергії на ТЕЦ.....	
4.3.1	Амортизація основних фондів.....	
4.3.2	Розрахунок фонду заробітної плати.....	
4.3.3	Визначення затрат на паливо.....	
4.3.4	Розрахунок затрат на інші витрати	
4.3.5	Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	
4.4	Аналіз отриманих результатів.....	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	
5.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	
5.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	
5.2.1	Мікроклімат.....	
5.2.2	Склад повітря робочої зони.....	
5.2.3	Виробниче освітлення.....	
5.2.4	Виробничий шум.....	
5.2.5	Виробнича вібрація.....	
	Висновок.....	
	Література.....	
	Додаток А	
	Додаток Б.....	
	Додаток В Ілюстративна частина.....	

ВСТУП

Актуальність теми. Будівництво теплової електростанції (ТЕЦ) невеликої потужності в Україні може мати декілька перспективних обґрунтувань:

Енергоефективність: ТЕЦ здатна виробляти електроенергію та тепло одночасно, використовуючи одне джерело палива. Це зменшує витрати на виробництво електроенергії та тепла порівняно з окремими електростанціями та тепловими установками.

Зменшення втрат під час передачі енергії: ТЕЦ, розташована ближче до споживачів, дозволяє уникнути великих втрат енергії, що зазвичай відбуваються під час передачі через мережі. Це підвищує загальну ефективність системи.

Розвиток місцевого енергетичного ринку: Малий ТЕЦ може стати осередком енергетичного розвитку для місцевої спільноти, сприяючи розвитку місцевого бізнесу та забезпечуючи надійні джерела енергії для місцевих потреб.

Зниження викидів: Модернізовані ТЕЦ можуть мати більшу енергетичну ефективність та менші викиди, що сприяє зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище порівняно з застарілими системами.

Підтримка альтернативних джерел енергії: Використання ТЕЦ може стати перехідним етапом у переході до альтернативних джерел енергії, таких як відновлювана енергія, надаючи стабільність та надійність в енергетичній системі під час цього процесу.

Стимулювання інвестицій та розвиток нових технологій: Будівництво нових ТЕЦ може сприяти залученню інвестицій у впровадження сучасних, енергоефективних технологій та підтримці розвитку українського ринку енергетики.

Разом з тим, перед будівництвом ТЕЦ необхідно провести комплексний аналіз ринку, економічну вигоду, врахувати можливі соціальні та екологічні впливи, а також здійснити оцінку можливості інтеграції з

існуючими енергетичними системами для досягнення оптимальних результатів з **використанням Smart Grid технологій**.

Однак, огляд складових базової моделі архітектури Smart Grid згідно Дорожньої карти Міжнародної електротехнічної комісії, її окремих елементів, визначення груп базових стандартів, які мають значний вплив на імплементацію Smart Grid технологій, потребують першочерго впровадження в Україні і розглядаються як основа для побудови сучасних інтелектуальних мереж.

Об'єкт дослідження – Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт з турбінами типу П-2,5-35/5 з дослідженням впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні.

Предмет дослідження: Предметом дослідження є режими роботи електричної частини ТЕЦ потужністю 15 МВт.

Практична цінність проекту полягає в тому, що виконані розрахунки можуть бути використанні під час будівництва нової ТЕЦ потужністю 15 МВт з дослідженням впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні.

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

Результати теоретичних досліджень, були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати прийняті на ІІІ науково-технічну конференцію підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024)

1 ТЕХНІКО - ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Україна стикається з проблемами електрозбереження в умовах складного економічного кризового стану та перехідних процесів до ринкових відносин. Оскільки Україна стала значним імпортером паливно-енергетичних ресурсів через обмежені власні можливості, вирішення цих проблем вимагає уваги від законодавчих та виконавчих органів для розробки енергетичної стратегії та тактики розвитку паливно-енергетичного комплексу. Незважаючи на це, Україна володіє необхідним інтелектуальним та технічним потенціалом для вирішення цих викликів.

Близько 60% виробленої електроенергії на Україні створюється за допомогою теплових електростанцій (ТЕС), але спостерігається зниження їх виробництва в останні часи. Розташування України в центрі Європи, наявність основних фондів та кваліфікованого персоналу створюють сприятливі умови для розвитку перспективних спільних підприємств. Навіть на сьогоднішній день багато українських товарів користуються попитом за кордоном.

Розвиток ефективних технологій та забезпечення країни енергоносіями є ключовими факторами для зростання прибутку підприємств та розвитку енергетичного комплексу, що в свою чергу стимулює розвиток промисловості та сільського господарства. Планування збільшення видобутку нафти та газу в Західній Україні, будівництво терміналів поблизу Одеси можуть стати альтернативою російським енергетичним ресурсам та сприяти зниженню собівартості електроенергії.

ТЕЦ мають перевагу у низьких капіталовкладеннях та коротких термінах будівництва порівняно з іншими типами електростанцій, а також забезпечують повніше використання обладнання. Розміщення їх на землях, не придатних для сільськогосподарських робіт, дає можливість постачання теплоенергії для підприємств.

Навіть при важкому економічному становищі в країні, Україні потрібно будувати нові станції з метою майбутнього експорту електричної енергії та видобутку її в Україні. Це підтверджує актуальність та перспективність обраної теми роботи, оскільки ці заходи сприятимуть не лише економічному, але й соціальному та політичному розвитку країни.

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 [1]:

- 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

$$\Delta P_{IP} = \Delta P'_1 P_{P\text{MAX}} = 0.01 \cdot 6 = 0,06 \text{ (МВт)} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{IC} = \Delta P''_1 \cdot P_{C\text{MAX}} = 0.02 \cdot 3 = 0,06 \text{ (МВт)} \quad (2.2)$$

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, 0-6 зима:

$$\Delta P_{2pt} = 0.06 \cdot \frac{\left(\frac{65 \cdot 6}{100}\right)^2}{6} = 0,152 \text{ (МВт)}$$

$$\Delta P_{2ct} = 0.14 \cdot \frac{\left(\frac{70 \cdot 3}{100}\right)^2}{3} = 0,206 \text{ (МВт)}$$

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

Потужність, що віддається в місцевий район та систему відповідно:

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

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

$$\Delta P_{p. \text{від.} t} = 3,9 + 0,06 + 0,152 = 4,112 (\text{МВт})$$

Наприклад, 0-6 зима:

$$\Delta P_{c. \text{від.} t} = 2,1 + 0,06 + 0,206 = 2,366 (\text{МВт})$$

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

Сумарна потужність, що віддається із шин електростанції:

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

Наприклад, 0-6 зима: $P_{\text{від.} t} = 4,112 + 2,366 = 6,478 (\text{МВт})$

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:

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

Наприклад, 0-4 зима: $P_{\text{в.п.} t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{6,478}{15} \right) \cdot \frac{8 \cdot 9,374}{100} = 0,49 (\text{МВт})$,

де $P_{\text{вст}} = 15 (\text{МВт})$ - установлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{\text{вп}} = 8\%$ - максимальне навантаження власних потреб, %, стосовно встановленої потужності електростанції по [1, табл. 1.1]; $P_{\text{від.макс.}} = 9,374 (\text{МВт})$

- максимальна потужність що віддається із шин станції.

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

Потужність, що виробляється електростанцією:

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

0-6 зима $P_{\text{вир.} t} = 6,478 + 0,49 = 6,97 (\text{МВт})$

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.

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

- Максимальне навантаження станції $P_{\max} = 9,955(\text{МВт})$

- Річний виробіток електроенергії $E_{\Gamma} = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}i} \cdot t_i$;
 $E_{\Gamma} = 66180,48 (\text{МВт} \cdot \text{ч})$

- Установлена потужність станції $P_{\text{уст}} = 15 \text{МВт}$

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

$$P_{\text{cp}} = \frac{66180,48}{8760} = 7,55(\text{МВт})$$

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

$$K_3 = \frac{7,55}{9,955} = 0,759$$

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

$$K_y = \frac{7,55}{15} = 0,504$$

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

$$T_{\max} = \frac{66180,48}{9,955} = 6647,89(\text{г})$$

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

$$T_{\text{уст}} = \frac{66180,48}{15} = 4412,03(\text{г})$$

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

$$K_{\text{рез}} = \frac{15}{9,955} = 1,507$$

По даним розрахунку будемо добові графіки навантаження системи, місцевого району і генераторів електричної станції для зими та літа та річний

графік по тривалості , приймаючи тривалість зимового періоду 183, а літнього 182 дні.

Для побудови графіків навантаження, використовуємо таблицю 2.1.

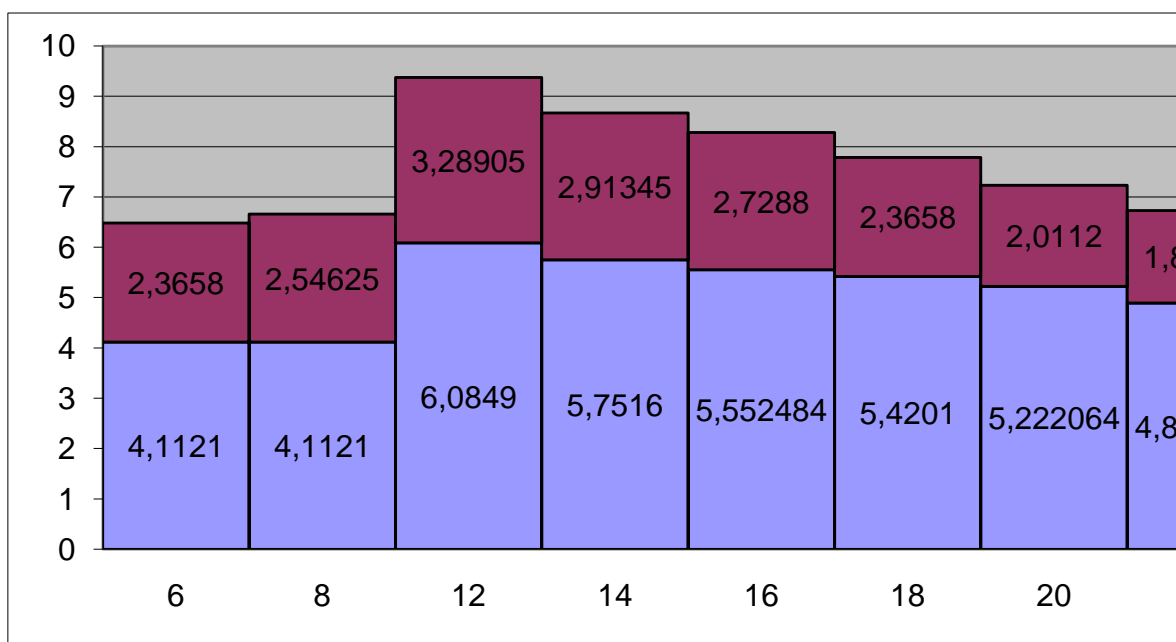


Рисунок 2.1 – Графіки потужностей для зимового періоду

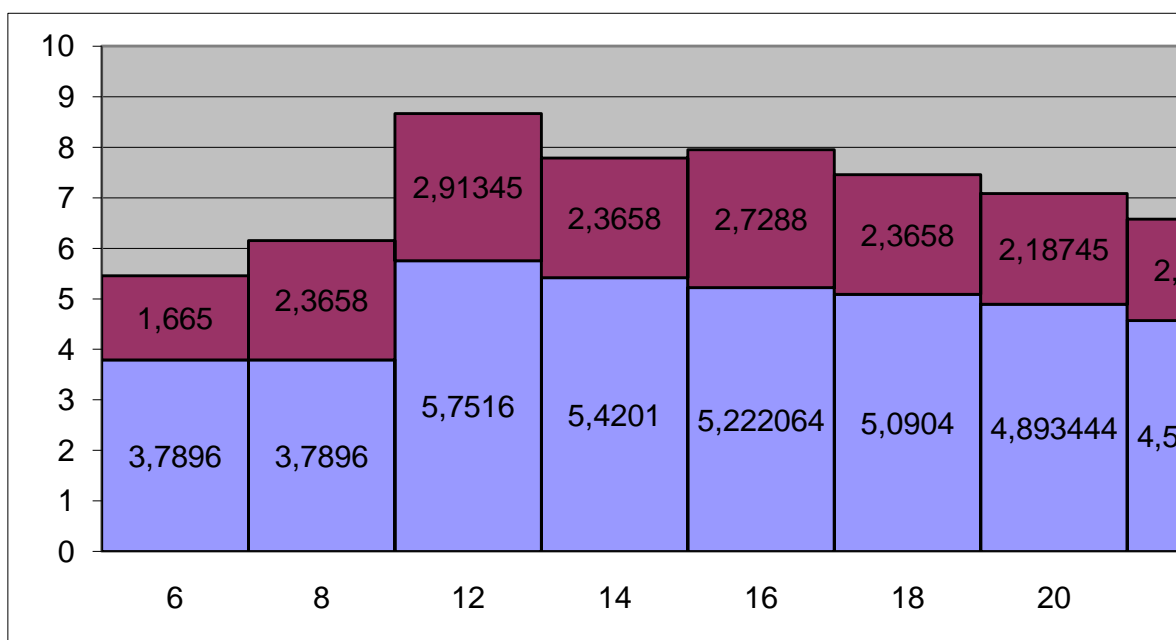


Рисунок 2.2 – Графіки потужностей для літнього періоду

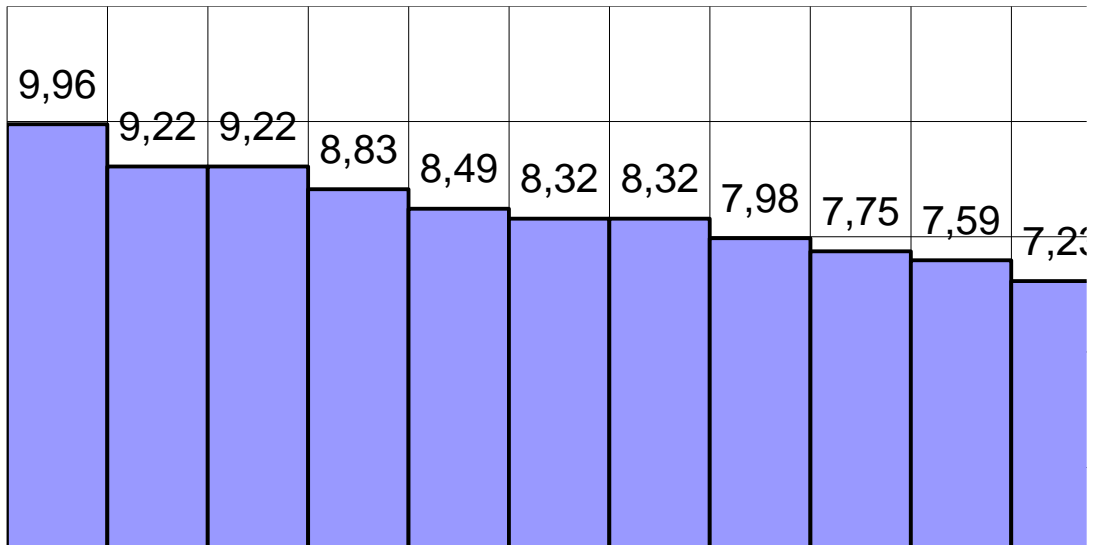


Рисунок 2.3 – Річний графік навантажень

2.2 Вибір основного обладнання

2.2.1 Вибір турбін

Основне обладнання по можливості потрібно вибрати однотипним, бо при цьому забезпечується можливість максимальної індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання ТЕЦ відносяться парогенератори і турбіни.

Тип і одинична потужність турбін, встановлюваних на проектованій ТЕЦ і встановленій потужності станції; на ТЕЦ - теплофікаційні турбіни типу Т, турбіни з двома відборами (промисловим і опалювальним) типу ПТ, з противотиском пару Р. Турбіни з противотиском розраховують на роботу в базовій частині графіка парового навантаження і не встановлюють на ТЕЦ першими.

Згідно завданню вибираємо дві турбіни типу 2х ПТ-12-90/10 з параметрами: тиск –90 ата, температура свіжого пару 500 С. та дві турбіни з протитиском типу Р-25-90/18 з параметрами: тиск –90 ата, температура свіжого пару 535 С, протитиск 18 ата.

Таблиця 2.2

ТИП ТУРБИНИ	П-2,5-35/5
Номінальна потужність, МВт	2,5
Тиск свіжої пари, Атм	35
Температура свіжої пари, °С	435
Кількість	6

2.2.2 Вибір котельних агрегатів

Параметри пара (температура, тиск) і кількість котлів на ТЕЦ визначаються зробленим раніше вибором парових турбін. Паровиробництво парогенераторів вибирається:

А) для блочних ТЕЦ - по максимальному пропуску гострого пара через турбіну з урахуванням власних потреб і запасом до 3%. При виході з роботи одного блоку з урахуванням роботи, ті що залишалися з врахуванням пікових котлів повинні забезпечити середній за найбільш холодний місяць відпуск пара на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання;

Б) для неблочних ТЕЦ - по максимальному видатку пара з тим, щоб при виході з роботи одного парогенератора, ті що залишалися, включаючи пікові, повинні забезпечити максимально довгий відпуск пара на виробництво і середній за найбільш холодний місяць відпуск тепла на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання. При цьому допускається зниження електричної потужності на величину самого великого агрегату ТЕЦ.

Встановлюємо по одному котлу на дві турбіни, що дає змогу встановити один робочий трансформатор власних потреб на два генератори.

Приймаємо до установки котли Е-320/140 у кількості 2 шт. та котли Е-120/100 у кількості 1 шт.

Таблиця 2.2.

Марка котла-агрегата	Вир.-во пари, т/год	Параметри пари		Паливо	К-ть
		Тиск	Температура		
Е-35/40	35	40	440	вугілля	6

2.2.3 Вибір електричних генераторів

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

Вибираємо турбогенератор типу Т-2-2,5-2 з номінальними параметрами:

Таблиця 2.4.

Тип генератора	Т-2-2,5-2
Повна номінальна потужність, МВА	3,125
Активна номінальна потужність, МВт	2,5
Номінальна напруга U_n , кВ	6,3
Коефіцієнт потужності $\cos \phi$	0,8
Надперехідний індуктивний опір x_d''	0,146
Кількість	6

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною ланкою в проектуванні електричної частини електростанції, тому що він визначає повний склад елементів і зв'язків між ними. 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.

При виборі числа та пропускної здатності ліній напругою 35 кВ повинні виконуватись умови:

1) при відключенні однієї лінії повинна забезпечуватись видача всієї потужності ТЕЦ;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, але по можливості без зупинки блоків.

Відповідно до завдання приймаємо відстань до системи 12 км.

Кількість ЛЕП визначаємо по наступних формулах:

Для системи:
$$n_{\text{леп35}} = \frac{P_{\text{с.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (2.8)$$

$$n_{\text{леп35}} = \frac{3,289}{15} + 1 = 2(\text{ліній});$$

Для місцевого району:
$$n_{\text{леп10}} = \frac{P_{\text{р.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (2.9)$$

$$n_{\text{леп10}} = \frac{6,085}{3} + 1 = 4(\text{ліній});$$

2.3.2 Проектування структурної схеми станції

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

Оберемо два варіанти структурної схеми електричної станції

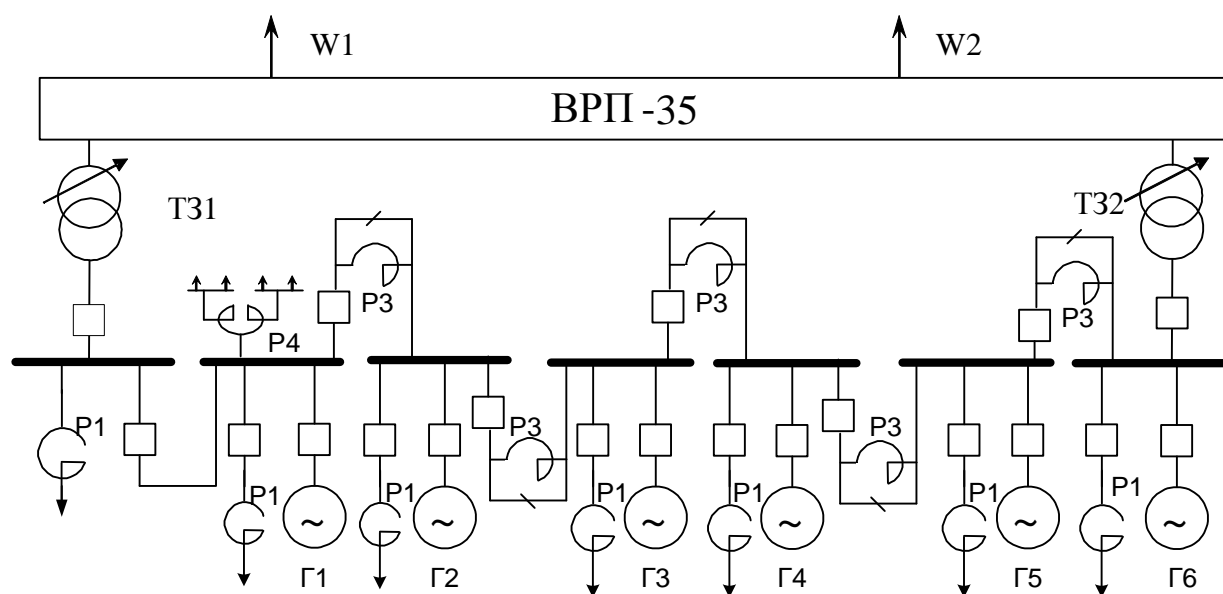
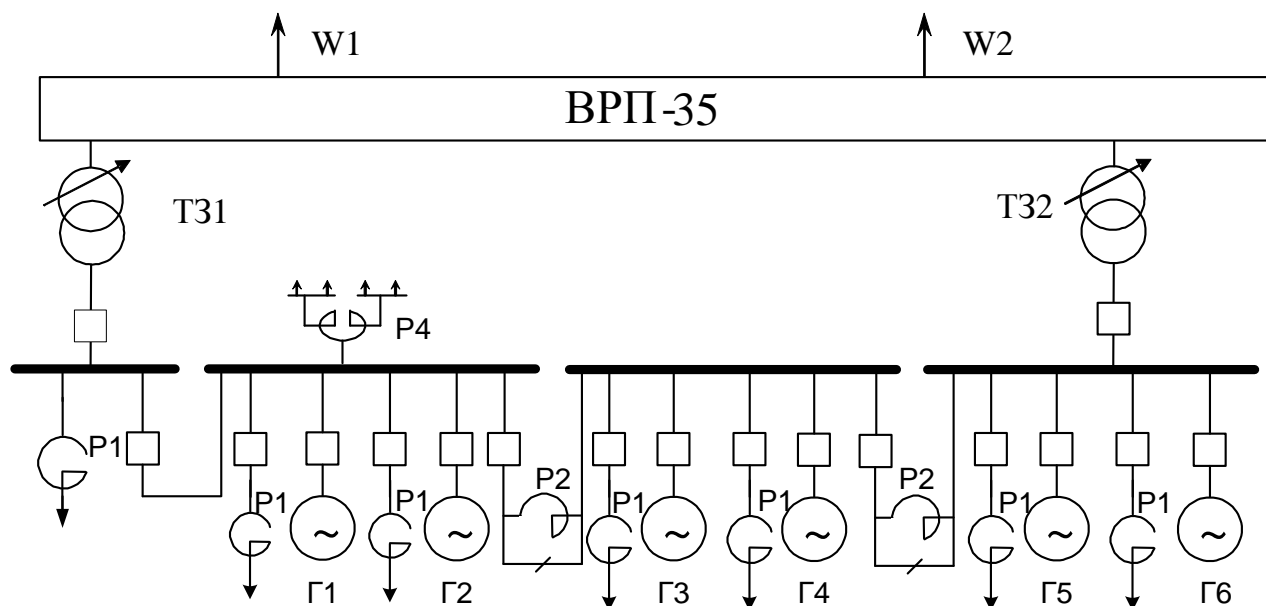


Рисунок 2.5 Варіанти структурних схем ЕС

2.3.3 Вибір трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. У тих випадках, коли неможливо вибрати трифазні трансформатори, допускається застосування груп із двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів. Всі трансформатори й автотрансформатори, крім двухобмоточних блокових трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Приведемо умови та формули для визначення номінальної потужності трансформаторів.

2.3.4 Вибір трансформаторів зв'язку.

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

Розглянемо для двох варіантів

а) *режим максимальних навантажень в місцевому районі:*

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

$$S_{p(\max)} = \left(4 \cdot (3,125 - 3,125 \cdot 0,08) \right) - \left(\frac{6,085}{0,8} \right) = 3,9 \text{ (МВА)}$$

де $S_{\text{ном.г.}}$ - номінальна потужність генераторів, включених на шини місцевого району; $S_{\text{с.п.ном}}$ - потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням; $S_{p.\text{отд.}\max}$ - 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*

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

$$S_{p.(min)} = \left(4 \cdot (3,125 - 3,125 \cdot 0,08) \right) - \left(\frac{3,79}{0,8} \right) = 6,76 (\text{МВА})$$

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

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

$$S_{p.(ав)} = \left(3 \cdot (3,125 - 3,125 \cdot 0,08) \right) - \left(\frac{6,085}{0,8} \right) = 1,02 (\text{МВА})$$

де $S_{в.п.}$ - потужність власних потреб блоків місцевого району, які залишилися в роботі.

Якщо встановлюються два трансформатора звязку, то враховується, що при виході з ладу одного з них в роботі трансформатор повинен забезпечити переток потужності в режимі максимальних навантажень з врахуванням допустимих перевантажень:

$$S'_{номт} \geq \frac{S_{р.макс}}{1,4} = \frac{3,9}{1,4} = 2,78 (\text{МВА}); S'_{номт} \geq \frac{S_{р.мін}}{1,4} = \frac{6,76}{1,4} = 4,83 (\text{МВА})$$

Крім того, при виході з ладу генератора, включеного на шини місцевого району, і при роботі обох трансформаторів без перевантаження повинен бути забезпечений переток потужності в район $S_{p.ав}$:

$$S'_{номт} \geq \frac{S_{p.ав}}{2} = \frac{1,02}{2} = 0,51 (\text{МВА})$$

По більшому зі значень ($S'_{номт}$, $S''_{номт}$, $S'''_{номт}$) вибирається трансформатор звязку.

Таблиця 2.6

Позначення в схемі	Тип	S _{ном} , МВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		U _к %	Вартість, тис. грн.
			ВН	НН	P _к	P _к		
ТЗ	ТМН-6300/35	6,3	35	6,3	8	46,5	7,5	169,6

2.3.5 Вибір реакторів

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

$$S \geq P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{ном.г.}} \cdot K_{\text{п}} \quad (2.15)$$

$$S \geq 2,5 \cdot 0,08 \cdot 0,8 = 0,16 \text{ (МВА)}$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,16}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 14,67 \text{ (А)}$$

Отже вибираємо реактор для живлення власних потреб Р1 типу РБ-6-400-0,14.

Вибір реактора резервного живлення власних потреб

Потужність повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого реактора для живлення ВП електричного блока і одночасний пуск другого блоків:

$$S_{\text{пртвп}} = 1,3 \cdot S = 0,208 \text{ (МВА)} \quad (2.16)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,208}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 19,1 \text{ (А)}$$

Отже вибираємо реактор резервного живлення власних потреб Р1 типу РБ-10-400-0,14.

Вибір секційного реактора

Робочі струми для першого та другого варіантів структурних схем відповідно:

$$I_{роб} = \frac{2 \cdot S_{ном.з}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 3,125}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 573 \quad (\text{кА})$$

$$I_{роб} = \frac{S_{ном.з}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3,125}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 286 \quad (\text{кА})$$

Отже вибираємо реактор Р2 типу РБ-10-630-0,4 та Р3 типу РБ-10-4000-0,4

2.3.6 Вибір реактора живлення місцевого району

Робочий струм, що протікатиме через реактор

$$I_{роб} = \frac{S_{max.м.р.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7,6}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,7 \quad (\text{кА})$$

Отже вибираємо реактор Р4 типу РБС-10-2х630-0,4

Таблиця 2.8

Познач в схемі	Тип	Іном, А	Напруга, кВ	Опір, Ом	Ідин, кА	Ігер, кА	тгер, кА	К-ть	Вар-ть, тис. грн.
Р1	РБ-10-400-0,14	400	10	0,14	25	9,83	8	7	6,72
Р2	РБ-10-630-0,4	630	10	0,4	32	12,6	8	2	13,92
Р3	РБ-10-630-0,4	630	10	0,4	25	12	8	5	10,56
Р4	РБС-10-2х630-0,4	2х630	10	0,4	40	15,75	8	1	17,64

2.3.7 Техніко-економічне порівняння структурних схем станцій.

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними витратами:

$$\min \{ Z = p_n \cdot K + B + M(Z_0) \},$$

де K - капіталовкладення; p_n - нормативний коефіцієнт ефективності ($p_n=0,12$); B - річні експлуатаційні витрати; $M(Z_0)$ - математичне сподівання

збитків, які викликаються відмовами в електроустановці.

Для техніко-економічного порівняння структурних схем приймаємо:

$$M(Z_6)=0$$

Річні експлуатаційні витрати складаються з трьох складових:

$$V = V_a + V_o + V_v,$$

де $V_a = aK$ - амортизаційні відрахування (реновація, капітальний ремонт);
 a - норма амортизаційних відрахувань ($a=6,4\%$); $V_o = vK$ - витрати на обслуговування електроустановки (поточний ремонт, заробітна плата); v - норма відрахувань на обслуговування ($v=2\%$); $V_v = \beta \cdot \Delta W$ - витрати, обумовлені втратами енергії в установці, що проектується; β - питомі витрати на відшкодування втрат ($\beta = 4,04 \left(\frac{\text{конт}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \right)$); 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 елемента, тис. грн.
	1 варіант	2 варіант	
ТЗ	1	1	169,6
Р1	7	7	6,72
Р2	2	0	13,92
Р3	0	5	10,56
Р4	1	1	17,64
Q35	5	5	75,52
Q6,3	17	20	36,8
Сума	1265,32	1400,68	

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 $T_{\max} = 6842,9$ (г) час максимальних втрат становить: $\tau = 5723,2$

Визначимо річні втрати електроенергії. Для кожного з варіантів структурної схеми вони будуть однакові:

а)

$$\Delta W_{BT1} := \left[2 \cdot 8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 46,5 \left(\frac{4,1}{6,3} \right)^2 \cdot 5723,2 \right] \quad \Delta W_{BT1} = 196517,081$$

Визначимо річні експлуатаційні витрати для кожного з варіантів:

а)

$$B = B_a + B_o + B_b$$

$$B = \frac{a+b}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W = \frac{6,4+2}{100} \cdot 1265,3 + 4,04 \cdot 10^{-5} \cdot 196517,081 =$$

$$= 114,22 \text{ (тис.грн.)}$$

б)

$$B = \frac{a+b}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W = \frac{6,4+2}{100} \cdot 1400,7 + 4,04 \cdot 10^{-5} \cdot 196517,081 =$$

$$= 125,6 \text{ (тис.грн.)}$$

Визначимо мінімальні приведені витрати для кожного варіанту структурної схеми:

а)

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 1265,3 + 114,22 = 266,06 \text{ (тис.грн.)}$$

б)

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 1400,7 + 125,6 = 293,7 \text{ (тис.грн.)}$$

Таким чином мінімальні приведені витрати кожного варіанту відрізняються між собою на: $100 - \frac{293,7}{266,06} \cdot 100 = 10,4\% > 5\%$

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

Для подальшого розгляду обираємо варіант схеми а).

2.4 Вибір електричних схем станції

2.4.1 Вибір схем РП станцій

Відповідно з вимогами надійності й економічності роботи станції схеми (35 кВ і вище) повинні складатися з урахуванням наступних вимог:

- ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднання;

- ЛЕП відключається від РП не більш ніж двома вимикачами;

- трансформатори блоків відключаються від РП не більш ніж трьома вимикачами;

- автотрансформатори зв'язку двох РП відключаються не більш ніж шістьма вимикачами на обидва РП і не більш ніж чотирма на одному із РП.

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

В наш час для підвищення гнучкості схеми і надійності трансформаторного (автотрансформаторного) зв'язку між РП кожен з трансформаторів приєднується до РП через свій вимикач.

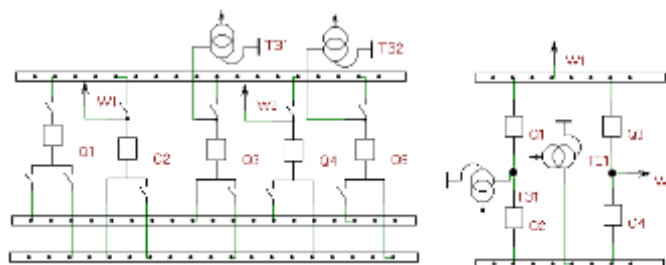


Рисунок 2.6 Схеми розподільчих пристроїв ВН

а) та б) – варіанти для високої напруги

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:

$$Z = p_n K + B + M(Z_0) \rightarrow \min,$$

де p_n - нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних

вкладень ($p_n=0,15$); K - капіталовкладення в спорудження електроустановки; B - річні експлуатаційні витрати; $M(Z_6)$ - очікувані збитки від недопостачання електроенергії.

Капіталовкладення K під час вибору оптимальних схем видачі електроенергії визначаються за укрупненими показниками. Якщо кількість трансформаторів в порівнюваних схемах однакова, то капіталовкладення 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, % ($\alpha_a + \alpha_o = 8,4\%$);

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 35 кВ становить $C_{\text{ком}}=72,5$ тис. у.о.:

Для варіанту а):

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} = 5 \cdot 72,5 = 362,5 \text{ (тис. грн.)}$$

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K = \frac{8,4}{100} \cdot 362,5 = 30,45 \text{ (тис. грн.)}$$

Для варіанту б):

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} = 4 \cdot 72,5 = 290 \text{ (тис. грн.)}$$

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K = \frac{8,4}{100} \cdot 290 = 24,36 \text{ (тис. грн.)}$$

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

відключаються.

Якщо варіанти відрізняються тільки кількістю і схемою з'єднання вимикачів, а кількість трансформаторних з'єднань і ЛЕП однакова, то в розрахунках очікуваного збитку враховуються тільки показники надійності вимикачів. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку відмов вимикачів РП ω_1 та ω_2 , час відновлення вимикача $T_{\text{в}}$, що відмовив, періодичності μ та тривалості планових ремонтів $T_{\text{п}}$. Вказані величини наведені в табл. 2.10

Таблиця 2.10

Напруга, кВ	Тип вимикача або мережі	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{\text{в}}$, год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{\text{п}}$, год.
		ω_1	ω_2			
35	Повітряний	0,01	0,01	30	0,3	80

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:

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

де $k_{\text{рв}} = 0,6$ - 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:

$$\omega_{т.в} = k_{рв} \omega_1 = 0,6 \cdot 0,01 = 0,06 \text{ (1/ рік)}$$

$$\omega_{л.в} = k_{рв} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right) = 0,6 \cdot \left(0,01 + 0,01 \cdot \frac{12}{100} \right) = 0,00672 \text{ (1/ рік)}$$

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

$$k_p = \frac{\mu T_n}{8760}; \quad (2.21)$$

$$k_o = 1 - nk_p,$$

де n - кількість вимикачів в РП.

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

$$k_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760} = \frac{0,3 \cdot 80}{8760} = 0,00274$$

Для варіанту а):

$$k_o = 1 - nk_p = 1 - 5 \cdot 0,00274 = 0,9863$$

Для варіанту б):

$$k_o = 1 - nk_p = 1 - 4 \cdot 0,00274 = 0,989$$

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

Тоді:

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

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

$$T_{B;\Pi} = T_B - \frac{T_B^2}{2 \cdot T_{\Pi}} \quad (2.23)$$

В нашому випадку:

$$T_{6;n} = T_6 - \frac{T_6^2}{2 \cdot T_n} = 30 - \frac{30^2}{2 \cdot 80} = 24.37 \text{ (год.)}$$

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

$$k_0 \omega_{Г.В}; \quad k_p \omega_{Г.В} \quad (2.24)$$

Аналогічно для лінійних вимикачів

$$k_0 \omega_{Л.В}; \quad k_p \omega_{Л.В} \quad (2.25)$$

6. Розрахунок ведеться у вигляді табл. 2.11 та 2.12 для варіанту схеми РП а) та б) відповідно, де в лівому стовпці вписані 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).

Таблиця 2.11 Для схеми дві системи збірних шин з обхідною

Результати розрахунків										
Результат Вибрка Зберегти у...										
Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Відключившийся елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів								
		Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі								
		$K_0=0,9863$	$K_p=0,0027$							
			Q1-г	Q2-л	Q3-л	Q4-г	Q5-г			
Q1-г	0,006	W2, AT1, D(W1,AT2)-To		W2, W1, AT1, AT2-To	W2, AT1, D(W1,AT2)-To	W2, AT1, D(W1,AT2)-To	AT2, W2, AT1, W1-To			
		AT1, W2, D(W1,AT2)-Ts		W1, AT1, AT2, W2-Ts	W2, AT1, D(W1,AT2)-Ts	AT1, W2, D(W1,AT2)-Ts	AT2, AT1, W1, W2-Ts			
Q2-л	0,0067	AT2, W1, D(AT1,W2)-To	AT2, W1, AT1, W2-To		AT2, W2, W1, AT1-To	AT2, W1, D(AT1,W2)-To	AT2, W1, D(AT1,W2)-To			
		W1, AT2, D(AT1,W2)-Ts	W1, AT1, AT2, W2-Ts		W2, W1, AT2, AT1-Ts	W1, AT2, D(AT1,W2)-Ts	AT2, W1, D(AT1,W2)-Ts			
Q3-л	0,0067	W2, AT1, D(W1,AT2)-To	W2, AT1, D(W1,AT2)-To	W2, W1, AT1, AT2-To		W2, AT1, D(W1,AT2)-To	AT2, W2, AT1, W1-To			
		W2, AT1, D(W1,AT2)-Ts	W2, AT1, D(W1,AT2)-Ts	W2, W1, AT2, AT1-Ts		W2, AT1, D(W1,AT2)-Ts	AT2, W2, W1, AT1-Ts			
Q4-г	0,006	W2, AT1, D(W1,AT2)-To	W2, AT1, D(W1,AT2)-To	W2, W1, AT1, AT2-To	W2, AT1, D(W1,AT2)-To		AT2, W2, AT1, W1-To			
		D(AT1,W2), D(W1,AT2)-Ts	AT1, W2, D(W1,AT2)-Ts	W1, AT2, D(AT1,W2)-Ts	W2, AT1, D(W1,AT2)-Ts		AT2, W1, D(AT1,W2)-Ts			
Q5-г	0,006	AT2, W1, D(AT1,W2)-To	AT2, W1, AT1, W2-To	AT2, W1, D(AT1,W2)-To	AT2, W2, W1, AT1-To	AT2, W1, D(AT1,W2)-To				
		AT2, W1, D(AT1,W2)-Ts	AT2, AT1, W1, W2-Ts	AT2, W1, D(AT1,W2)-Ts	AT2, W2, W1, AT1-Ts	AT2, W1, D(AT1,W2)-Ts				

Відмовив В ремонті Втратили P На час

Таблиця 2.12 Для схеми чотирикутник

Результати розрахунків

Результат | Вибірка | Зберегти у...

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Відключившийся елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів								
		Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі								
		$K_o=0,9890$	$K_p=0,0027$							
			Q1-л	Q2-г	Q3-л	Q4-л				
Q1-л	0,0067	AT1, W1, D(AT2,W2)-T _o		AT1, W1, D(AT2,W2)-T _o	AT1, W1, D(AT2,W2)-T _o	W2, AT1, AT2, W1-T _o				
				AT1, D(W1,AT2,W2)-T _o	W1, D(AT2,AT1,W2)-T _o	D(W1,W2), D(AT2,AT1)-T _o				
Q2-г	0,006	AT1, AT2, D(W1,W2)-T _o	AT1, AT2, D(W1,W2)-T _o		W2, AT1, AT2, W1-T _o	AT1, AT2, D(W1,W2)-T _o				
			AT1, D(W1,AT2,W2)-T _o		D(W1,AT1), D(AT2,W2)-T _o	AT2, D(W1,AT1,W2)-T _o				
Q3-л	0,0067	W2, W1, D(AT2,AT1)-T _o	W2, W1, D(AT2,AT1)-T _o	W2, AT1, AT2, W1-T _o		W2, W1, D(AT2,AT1)-T _o				
			W1, D(AT2,AT1,W2)-T _o	D(W1,AT1), D(AT2,W2)-T _o		W2, D(W1,AT2,AT1)-T _o				
Q4-л	0,0067	W2, AT2, D(W1,AT1)-T _o	W2, AT1, AT2, W1-T _o	W2, AT2, D(W1,AT1)-T _o	W2, AT2, D(W1,AT1)-T _o					
			D(W1,W2), D(AT2,AT1)-T _o	AT2, D(W1,AT1,W2)-T _o	W2, D(W1,AT2,AT1)-T _o					

Відмовив В ремонті Втратили P На час

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, $y_0 = 3,21$ грв/кВт·год.; k_j - коефіцієнт режиму схеми (k_o або k_p); P_i - потужність, яка втрачається; T_i - час простою елемента (T_o або $T_{в; n}$).

Таблиця 2.13 Вибірка для двох варіантів схем ВРП ВН 35 кВ

Результати розрахунків

Результат **Вибірка** Зберегти у...

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	Ko		Kp	
			ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}
W2, AT1, D(W1, AT2)	0	1	1	2	2	4
AT2, W1, D(AT1, W2)	0	1	1	1	2	2
AT2, W1, AT1, W2	3,3	1	0	0	1	1
W2, W1, AT1, AT2	3,3	1	0	0	1	2
AT2, W2, W1, AT1	3,3	1	0	0	1	1
AT2, W2, AT1, W1	3,3	1	0	0	1	2
AT1, W2, D(W1, AT2)	0	24,3	0	1	0	2
W1, AT2, D(AT1, W2)	0	24,3	1	0	1	1
W2, AT1, D(W1, AT2)	0	24,3	1	0	2	2
D(AT1, W2), D(W1, AT2)	0	24,3	0	1	0	0

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 0,011$$

$$M(y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 0,037$$

а) чотирикутник

Результати розрахунків

Результат **Вибірка** Зберегти у...

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	Ko		Kp	
			ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}
AT1, W1, D(AT2, W2)	0	1	1	0	2	0
AT1, AT2, D(W1, W2)	3,3	1	0	1	0	2
W2, W1, D(AT2, AT1)	3,3	1	1	0	2	0
W2, AT2, D(W1, AT1)	0	1	1	0	2	0
W2, AT1, AT2, W1	3,3	1	0	0	3	1
AT1, D(W1, AT2, W2)	0	24,3	0	0	1	1
W1, D(AT2, AT1, W2)	0	24,3	0	0	2	0
D(W1, W2), D(AT2, AT1)	3,3	24,3	0	0	2	0
D(W1, AT1), D(AT2, W2)	0	24,3	0	0	1	1
AT2, D(W1, AT1, W2)	0	24,3	0	0	1	1

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 0,044$$

$$M(y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 0,144$$

б) дві системи збірних шин з обхідною

Визначимо збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів для кожного варіанту схеми РП:

Для варіанту а) $M(y)=0,037$

Для варіанту б) $M(y)=0,144$

Визначимо мінімальні приведені затрати для кожного варіанту схеми РП:

Для варіанту а):

$$Z = p_n K + B + M(Z_6) = 0,12 \cdot 362,5 + 30,45 + 0,037 = 73,987 \text{ (тис. у.о.)}$$

Для варіанту б):

$$Z = p_n K + B + M(Z_6) = 0,12 \cdot 290 + 24,36 + 0,144 = 59,304 \text{ (тис. у.о.)}$$

Кінцевий вибір варіанта виконаємо за даними табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. у.о.	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати	362,5	290
Щорічні витрати	30,45	24,36
Очікуваний збиток	0,037	0,144
Розрахункові затрати	73,987	59,304

Варіанти відрізняються за розрахунковими затратами Z_1 та Z_2 більше, ніж на 5%, тому кінцевим варіантом обраємо варіант б) схеми РП чотирикутник, як більш надійний.

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 реактора власних потреб;
- загальностанційне навантаження ВП рівномірно розподіляється між робочими реакторами ВП всіх блоків.

Резервне живлення ВП здійснюється від резервних магістралей, які підключені до резервних реакторів власних потреб.

Приймаємо схему дві системи збірних шин

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.

Основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму КЗ для найбільш важкого режиму роботи мережі. Врахування аперіодичної складової роблять приблизно, припускаючи при цьому, що вона має максимальне значення в розглядуваній фазі.

Розрахунок струмів КЗ виконується в наступній послідовності:

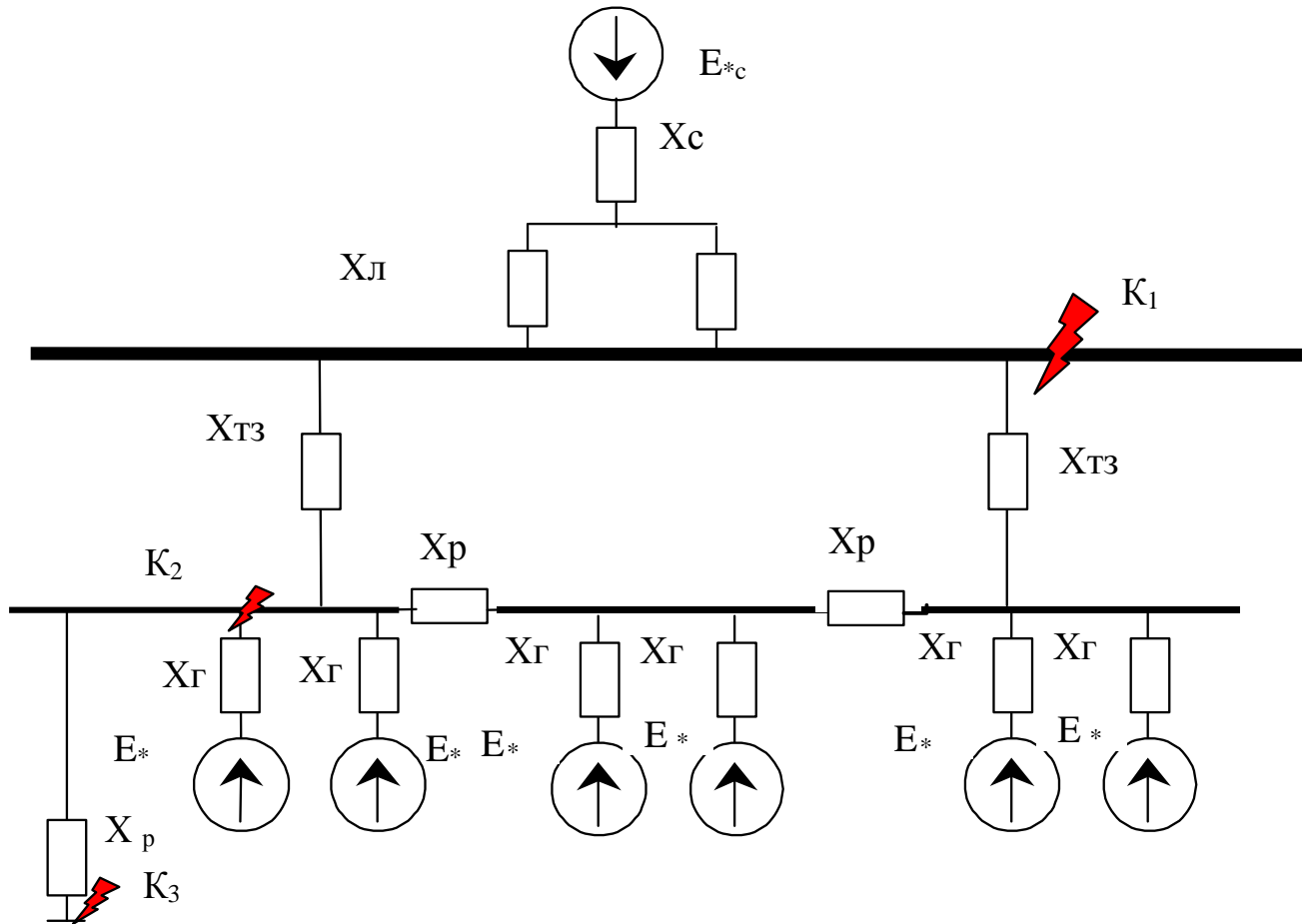
- для розглядуваної електростанції складається розрахункова схема;
- по розрахунковій схемі складається електрична схема заміщення;
- шляхом поступового перетворення призводять схему заміщення до найбільш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення чи група джерел, що характеризуються певним значенням результуючої ЕРС, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором;

Знаючи результуючу ЕДС джерела і результуючий опір, за законом Ома визначають початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім визначають ударний струм і при необхідності – періодичну і аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

2.5.1 Електрична схема заміщення установки

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

При розрахунку в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь звести всі опори елементів схеми заміщення до однакових же базових умов.



Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [1, табл. 5.1–5.3].

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

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

$$X_{*c \text{ ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} = 0,48 \cdot \frac{1000}{6300} = 0,076;$$

$$\text{ЛЕП 35: } X_{*л35} = X_{\text{уд}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{cp}}^2}; \quad (2.27)$$

$$X_{*л35} = X_{\text{уд}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{1000}{37^2} = 3,505;$$

$$\text{ЛЕП 6,3: } X_{*л6,3} = X_{\text{уд}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{cp}}^2}; \quad (2.28)$$

$$X_{*л6,3} = X_{\text{уд}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{cp}}^2} = 0,08 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 10,1;$$

$$\text{трансформаторів ТЗ1: } X_{*ТЗ} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.29)$$

$$X_{*ТЗ} = \frac{u_{\kappa \text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{1000}{6.3} = 11.9;$$

$$\text{генераторів G1: } X_{*Г2,5} = X''_{d*ном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (2.31)$$

$$X_{*Г2,5} = X''_{d*ном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,146 \cdot \frac{1000}{3.125} = 46.72; \quad (2.32)$$

$$\text{Реактор } X_{*p} = X_p \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2} = 0,14 \cdot \frac{1000}{6.3^2} = 3.52;$$

$$X_{*p2} = X_p \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{1000}{6.3^2} = 10.08;$$

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, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 (рисунок 2.10). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.11).

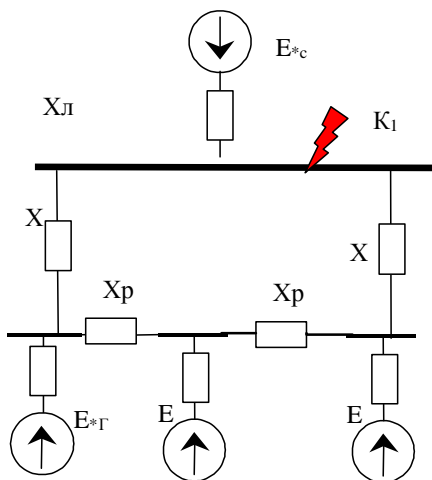


Рисунок 2.10

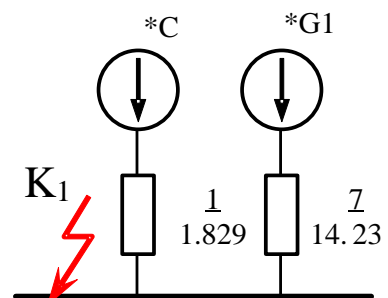


Рисунок 2.11

$$X_1 = X_c + \frac{X_{сл}}{2} = 0.076 + \frac{3.505}{2} = 1.829 \qquad X_2 = \frac{X_{тз}}{2} = \frac{11,9}{2} = 5,95$$

$$X_3 = \frac{X_{г/}}{2} = \frac{23.36}{2} = 11.68 \qquad X_{г/} = \frac{X_{г}}{2} = \frac{46,72}{2} = 23,36$$

$$X_4 = \frac{X_{р2}}{2} = \frac{10.08}{2} = 5,04 \qquad X_5 = X_{г/} = 23,36$$

$$X_6 = X_5 + X_4 = 23.36 + 5.04 = 28.4 \qquad X_7 = X_6 // X_3 = 14.23$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 15,604 \text{ (кА)}.$$

$$I_{Пос} = \frac{E''_{*C}}{X_{*1}} \cdot I_B = \frac{1}{1,829} \cdot 15,604 = 8,531 \text{ (кА)};$$

$$I_{Пос} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*7}} \cdot I_B = \frac{1,08}{14,23} \cdot 15,604 = 1,18 \text{ (кА)};$$

Аналогічним чином виконуємо розрахунок за аналогічною методикою, коли джерела що живлять точку к.з., в кінцевому вигляді схеми (2,11), 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:

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

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 [1, таблиця 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a и k_y беремо з [1, 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 $\tau = t_{вл\ відк} + 0,01 \text{ с}$,

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 35 кВ	ВВУ – 35 – 40/2000×У1	$t_{\text{вл відк}} = 0,06 \text{ С}$	$\tau = 0,07 \text{ С}$
На ГРП 6,3 кВ	ВЭ – 6 – 40 / 2000 У3	$t_{\text{вл відк}} = 0,075 \text{ с}$	$\tau = 0,085 \text{ с}$

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16.

Точка КЗ	Вітка підживлення	t, с	Ta, с	Ky	$e^{-\tau/T_a}$	$I_{no}, \text{ kA}$	$I_{y\partial}, \text{ kA}$	$I_{a\tau}, \text{ kA}$	$\frac{I_{no}}{I_{ном}}$	gпт	$I_{n\tau}, \text{ kA}$
КЗ1	Система	0,070	0,02	1,61	0,030	8,531	19,4	0,3643	-	1	8,531
	Генератор	0,070	0,16	1,94	0,646	1,18	3,2374	1,0774	-	1	1,18
	Сума					9,711	22,637	1,4418			9,711
КЗ2	Система	0,085	0,02	1,61	0,014	5,644	12,835	0,1139	-	1	5,644
	Генератор 1-5	0,085	0,16	1,94	0,588	6,19	16,983	5,1462	4,32	0,86	5,3234
	Генератор Гкз	0,085	0,106	1,91	0,448	2,118	5,73	1,3433	7,05	0,74	1,5673
	Сума					11,834	29,817	5,2601			10,967
КЗ3	Система	0,085	0,037	1,80	0,099	5,69	14,484	0,7989	-	1	5,69
	Двигун	0,085	0,04	1,65	0,119	0,2	0,4667	0,0338		1	0,0594
	Сума					5,89	14,951	0,8327			5,7494

Виконаємо розрахунок складових СКЗ і ударного СКЗ для точки КЗ1:

Ударний струм:

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot I_{noc} \cdot k_{yc} = \sqrt{2} \cdot 8.53 \cdot 1.608 = 19.4 \text{ (кА)}$$

$$i_{y\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{но\Gamma} \cdot k_{y\Gamma} = \sqrt{2} \cdot 1.18 \cdot 1.94 = 3.24 \text{ (кА)}$$

Аперіодична складова:

$$i_{a,\tau c} = \sqrt{2} \cdot I_{noc} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 8.53 \cdot 0.03 = 0.364 \text{ (кА)}$$

$$i_{a,\tau \Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{но\Gamma} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 1.18 \cdot 0.646 = 1.08 \text{ (кА)}$$

Періодична складова для τ .

$$I_{n\tau} = I_{no} \text{ (кА)}$$

Виконаємо розрахунок складових СКЗ і ударного СКЗ для точки КЗ3:

Знаходимо початкове значення періодичної складової струмів КЗ:

$$I_{ноС} = 5.69 \text{ (кА)}$$

$$I_{ноД} = 0.2 \text{ (кА)}$$

Обрахуємо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{нтс} = I_{ноС} = 5.69 \text{ (кА)}$$

$$I_{нтД} = I_{ноД} \cdot e^{\frac{-\tau}{0.07}} = 0.2 \cdot e^{\frac{-0.085}{0.07}} = 0.0594 \text{ (кА)}$$

де при визначенні $e^{\frac{-\tau}{0.07}}$ можна використовувати криві [1. Рис 5.5.], представляючи замість T_a значення $T'_Д = 0,07 \text{ с}$

Визначаємо аперіодичну складову струму КЗ до моменту τ :

$$i_{атс} = \sqrt{2} \cdot I_{ноС} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 5.69 \cdot 0,099 = 0.7989 \text{ (кА)}$$

$$i_{атД} = \sqrt{2} \cdot I_{ноД} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}} = \sqrt{2} \cdot 0.2 \cdot 0,119 = 0.0388 \text{ (кА)}$$

де T_{ac} , можна визначити по кривим [1. Рис. 5.5.] в залежності від потужності що живить обмотки трансформатора в.п. $S_{ном}$. В розрахунку також доцільно використовувати криві [1. Рис. 5.2.]

Знаходимо ударний струм КЗ:

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot I_{ноС} \cdot k_{yc} = \sqrt{2} \cdot 5.69 \cdot 1,8 = 14.484 \text{ (кА)}$$

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot I_{ноД} \cdot k_{yД} = \sqrt{2} \cdot 0.2 \cdot 1,65 = 0.4667 \text{ (кА)}$$

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

При розрахунку струмів КЗ на секції, яка живиться через резервний трансформатор, повинні враховуватись двигуни, які приєднані безпосередньо до шин даної секції і до інших секцій, які зв'язані з розрахунковою через магістралі резервного живлення.

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.

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

Визначення B_k для оцінки термічної стійкості проводиться наближеним способом через складну залежність струму КЗ від часу.

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

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{відк} + T_a) \quad (2.37)$$

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

Даний спосіб рекомендується при обчисленні теплового імпульсу в ланцюгах ВРП.

K_1 (шини РП ВН)

$t_{відк} = 0,2$ (див. [1] табл. (6.2.))

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

$$B_k = 9.711^2 \cdot (0,2 + 0,2) = 37.72 \quad (\kappa A^2 \cdot c)$$

K_2 (на шинах Г)

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:

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

$$B_{кп} = 42.01 + 0.834 + 11.279 = 54.123 \quad (\kappa A^2 \cdot c)$$

де $B_{кпс} = I_c^2 t_{відк}$ $B_{кпг} = 11.834^2 \cdot 0.3 = 42.01 \quad (\kappa A^2 \cdot c)$

$$B_{кпгс} = B_{*пгс} I_{пгс}^2 t_{відк} \quad B_{кпгс} = 0,62 \cdot 2.118^2 \cdot 0.3 = 0.834 \quad (\kappa A^2 \cdot c)$$

$$B_{кнс+г} = 2I_c \cdot T_* \cdot I_{ноз} \cdot t_{відк} \quad B_{кнс+г} = 2 \cdot 11.834 \cdot 0.75 \cdot 2.118 \cdot 0.3 = 11.279 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$t_{відк} = 0.3 \text{ (с)}$$

$T_* = 0,75$ $B_{*ноз} = 0,62$ – відносні тепловий і токовий імпульси періодичної складової струму генератора [1]

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають

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

з виразу:

$$B_{ка} = 11.834^2 \cdot 0.02 + 2.118^2 \cdot 0.106 + \frac{4 \cdot 11.834 \cdot 2.118}{\frac{1}{0.02} + \frac{1}{0.106}} = 4.96 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$B_k = B_{кн} + B_{ка} \quad (2.40)$$

$$B_k = 54.123 + 4.96 = 59.083 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Результати розрахунків теплових імпульсів зводимо до таблиці 2.17

Таблиця 2.17 – Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	К1	К2	К3
Вк, кА ² ·с	37.72	59.08	8.32

2.7 Вибір струмоведучих частин

2.7.1 Вибір збірних шин 35 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 ЛЕП.

$$I_{р.макс} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,247 \text{ (кА)} \quad (2.43)$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 70/72

Ідоп = 265 А

$$q = 68,4 \text{ мм}^2$$

$$d = 15,4 \text{ мм}$$

$$r_0 = 0,77 \text{ см}$$

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

Перевірка за умовами корони

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Розряд у вигляді корони виникає біля проводу при високих напруженостях електричного поля і супроводжується потріскуванням і світінням. Процеси іонізації повітря навколо проводу приводять до додаткових втрат енергії, до виникнення електромагнітних коливань, що створюють радіоперешкоди, і до утворення озону, що шкідливо впливає на поверхні контактних з'єднань. Правильний вибір провідників повинний забезпечити зменшення дії корони до припустимих значень.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}} \right) = 33,3 \text{ (кВ/см)} \quad (2.44)$$

де m - коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу (для багатодровових проводів $m = 0,82$); $r_0 = 0,77$ - радіус проводу

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

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}} = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 35}{1 \cdot 0,77 \cdot \lg \frac{189}{0,77}} = 6,73 \text{ (кВ/см)} \quad (2.45)$$

де U_{\max} – максимальна напруга на яку розраховане обладнання напруга ($U_{\max} = 35 \text{ кВ}$);

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

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 150 = 189 \text{ (см)} \quad (2.47)$$

де D - відстань між сусідніми фазами.

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:

$$\begin{aligned} 1,07 \cdot E &\leq 0,9 \cdot E_0 & (2.49) \\ 1,07 \cdot 6,73 &\leq 0,9 \cdot 33,3 \\ 7,2 \text{ (кВ/см)} &< 29,98 \text{ (кВ/см)} \end{aligned}$$

Таким чином, провід АС-70/72 за умовою корони проходить.

Перевірка на електродинамічну дію струмів КЗ не виконується, т.як

$$\Sigma I_{\text{но}} < 20 \text{ кА і } \Sigma I_y < 50 \text{ кА}$$

2.7.2 Вибір збірних шин 6,3 кВ

Приймаємо до встановлення пофазноекранований струмопровід, який з'єднує генератори з трансформаторами зв'язку. Вибір виконуємо в частині

2.7.6

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 ВРП 35–ТЗ

$$I_{p.\text{макс}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,5 = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 1,5 = 0,155 \text{ (кА)}$$

$$I_{TЗ} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,103 \text{ [кА]}$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{103}{1} = 103 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 120/19

$$q = 118 \text{ мм}^2$$

$$q_{\Sigma} = 118 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{\text{ек}} = 103 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{ умова виконується.}$$

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

Ділянка ВРП 35–ЛЕП

$$I_{ЛЕП} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,247 \text{ [кА]}$$

$$q_{ек} = \frac{247}{1} = 247 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 300/39

$q = 301 \text{ мм}^2$

$q_{\Sigma} = 301 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 247 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow$ 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:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 22,9 \text{ (А)}$$

Приймаємо шини однополосні перерізу $16 \times 2,5$ $h = 2,5 \text{ мм}$; $v = 16 \text{ мм}$; 40 мм^2

$I_{дон} = 55 \text{ (А)}$.

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ робиться за умовою:

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{8,32 \cdot 10^6}}{90} = 34,6 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (2.55)$$

де функція $C = 90 \left[\frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2} \right]$, згідно з [1. Табл. 6.3.]

$$34,6 \text{ мм}^2 < 40 \text{ мм}^2$$

Перевірка шин на резонанс (електродинамічну стійкість).

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

$$I = 0.085 \text{ [см}^4\text{]}$$

$$W = 0.107 \text{ [см}^3\text{]}$$

Визначаємо довжину прольоту між ізоляторами l .

$$f = \frac{K}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q_{\text{ном}}}} \Rightarrow l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0.085}{0.4}} = 0.4 \text{ (м}^2\text{)} \quad (2.56)$$

$$l = \sqrt{0.4} = 0.63 \text{ м}$$

Приймаємо відстань $l=0.7$ м

Таким чином механічний резонанс є виключеним.

Перевірка на механічну стійкість.

Шини механічно стійкі, якщо виконується умова:

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

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

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{l^2 \cdot i_{\text{уд}}^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2} \text{ [МПа]}$$

Від взаємодії фаз

W [см³]- момент опору ($W=1.07$ см³);

$i_{\text{уд}}$ [кА]- ударний струм в місці КЗ;

a [м]- відстань між фазами ($a=0,8$ м);

l [м]- довжина прольоту між ізоляторами:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{0.7^2 \cdot 14.95^2}{1,07 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 2.21 \text{ [МПа]} \quad (2.58)$$

Тоді

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 2.21 < 40 \text{ (МПа)}$$

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:

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

де $U_{\text{уст}}$, $U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга відповідно системи ВП та ізолятора;

$F_{\text{доп}}$ - допустиме навантаження на ізолятор; $F_{\text{розр}}$ - розрахункова сила,

що діє на ізолятор.

Вибираємо по [2], с.282 опорний ізолятор ИО-6-7,50 УЗ.

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

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

$$F_{роз} = 0,162 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l = 0,162 \cdot \frac{14,95^2}{0,8} \cdot 0,7 = 31,68 \text{ Н}. \quad (2.60)$$

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

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

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

$$F_{розр} = 31,68 \text{ Н} < F_{доп} = 4500 \text{ Н}, \quad \text{умова виконується.}$$

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.

Виконаємо вибір комплектних пофазно екранованих струмопроводів та занесемо основні технічні дані в таблицю 2.18:

Таблиця 2.18

Параметри	ТЭК-6-1600-51
Тип турбогенератора	Т-2-2,5-2
Номінальна напруга кВ:	
Турбогенератора	6,3
Струмопроводу	6,3
Номінальний струм А:	
Турбогенератора	290
Струмопроводу	1600
Електродинамічна стійкість, кА	51

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-2-15-69-10УЗ. 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 [1]): 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 $3 \times 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{допном}} = 135 \text{ А}$, поправочний коефіцієнт на температуру повітря $k_2 = 0,87$ (с. 626–627 [3]).

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

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

Мінімальний переріз по термічній стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{8,32 \cdot 10^6}}{98} = 31,78 \text{ мм}^2.$$

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

Оскільки $q_{\text{min}} > 32 \text{ мм}^2$, то приймаємо кабель з найближчим більшим перерізом жил 50 мм^2 .

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:

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

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

по електродинамічній стійкості: $i_y \leq i_{\text{дин}} \quad I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$ (2.64)

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

за умовою для симетричного струму відключення: $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$ (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 $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$ дотримується, а $i_{a\tau} \geq i_{a.ном}$, то допускається робити перевірку по спроможності повного струму, що відключає КЗ

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

Вибір роз'єднувачів набагато простіше вибору вимикачів, тому що роз'єднувач не призначений для відключення ні нормальних, ні, тим більше, аварійних струмів. У зв'язку з цим при їхньому виборі обмежуються визначенням необхідних робочих параметрів:

по напрузі

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

по тривалому струмові

$$I_{норм} \leq I_{1ном}$$

$$I_{макс} \leq I_{1ном}$$

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 35 кВ та 10 кВ.

Таблиця 2.19.

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ЛТВ-72.5-31,5/2000 У1	Роз'єднувач ЛТВ-72.5-31,5/2000 У1
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{макс} = 247$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$I_{пт} = 9.7$ кА	$I_{отк.ном.} = 31,5$ кА	-
$i_{a,\tau} = 1,44$ кА	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном} / 100 =$ $= \sqrt{2} \cdot 31.5 \cdot 20 / 100 = 8.9$ кА	-
$I_{п0} = 9.7$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	-
$i_y = 16,04$ кА	$i_{дин} = 82$ кА	$i_{дин} = 82$ кА
$B_k = 22.6$ кА ² с	$I_{терм}^2 t_{терм} = 40^2 \cdot 2 = 3200$ кА ² с	$I_{терм}^2 t_{терм} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992,25$ кА ² с

Розрахункові дані в системі ВП	Каталожні дані	
	Вимикач ВРО-10-12,5/630	Комірка КУ-10Ц
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 23 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
$I_{п.т} = 5,69 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_{а.т} = 0,79 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{н.відк}(\beta_n+1) = 5,3 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 5,69 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	—
$i_y = 14,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	
$B_k = 8,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	—
Розрахункові дані на шинах ГРП	Каталожні дані	
	Вимикач ВР1-10-20/2000	Комірка КУ-10Ц
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 10,97 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 20 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} I_{п.т} + i_{а.т} = 16,85 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 130}{100} = 36,77 \text{ кА}$	-
$I_{п.0} = 11,83 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 29,82 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	
$B_k = 59,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

2.8.2 Вибір розрядників та високочастотних загороджувачів

Для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг приймаються вентильні розрядники, які складаються з колонки іскрових проміжків, шунтовані нелінійними резисторами, і нелінійних робочих резисторів, розташованих у герметично закритій фарфоровій кришці.

Розрядники вибирають по напрузі установки. В нетралі тр-ра розрядники встановлюються на клас нижче напруги установки. Вибираємо розрядники з [2.табл.5.20.]. Усі вибрані розрядники занесені до таблиці 2.20.

Таблиця 2.20.

Місце встановлення	$U_{НОМ}$, кВ	Тип розрядника
ЛЕП-35	35	РВМГ-35 У1
Виводи ТЗ	35	РВМГ-35 У1
ТВП	6	РВМ-10У1

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 35. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 35 кВ:

$$I_{\max, \text{ЛЕП}35} = \frac{P_{\text{пр.зб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 247 [\text{A}] \quad (2.69)$$

Вибираємо високочастотний загороджувач ВЗ-630-0,5У1.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 630 [\text{A}] = 247 [\text{A}].$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 35 [\text{kВ}] = 35 [\text{kВ}];$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$22.64 [\text{kA}] < 41 [\text{kA}].$$

– на термічну стійкість:

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

$$37.72 [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}] < 16^2 \cdot 1 = 256 [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}].$$

Всі умови виконуються.

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювальних трансформаторів струму проведемо на прикладі трансформатора струму, встановленого на виводах генератора Т-2-2,5.

Вибір проводимо за умовами:

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

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

$$I_{\text{роб мах}} = \frac{3,125}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,95} = 0,3 \text{ кА}.$$

Вибираємо трансформатор струму ТШЛ-10/400/5:

$$U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ}; \quad I_{\text{ном}} = 400 \text{ А} > 300 \text{ А}.$$

На електродинамічну стійкість вбудовані трансформатори не перевіряються

По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_{\text{к}} + R_{\text{з.пров.}}$ – розрахункове навантаження; $R_{\text{к}} = 0.1$ Ом – опір контактів; $R_{\text{з.пров.}}$ – опір з'єднувальних проводів; $\Sigma Z_{\text{пр}} = \frac{\Sigma S_{\text{пр}}}{I_{2\text{н}}^2}$ – 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:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}} = 0.8 - 0.56 - 0.1 = 0,19 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_{\text{к}} + R_{\text{з.пров.}} = 0,56 + 0,1 + 0,095 = 0,755 \text{ Ом}$$

Таким чином обраний трансформатор проходить по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}, \\ 0,755 < 0,8$$

Переріз з'єднувальних проводів:

$$F_{\text{з.н}} \geq \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,19} = 2,97 \text{ мм}^2,$$

де $\rho = 0,0283$ – питомий опір матеріалу проводу; $l_{\text{розр}} = 20$ м – довжина з'єднувальних проводів.

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з алюмінієвими жилами перерізом 4 мм².

№	Місце встановлення	Тип трансформатора Струму
1	Виводах генератора Т-2-2,5	ТШЛ-10-400/5
2	Шини РП ВН –35 кВ	ТФЗМ-35-300/5
3	На виводах ТЗ	ТВТ-35-І-300/5
4	В системі ВП	ТПЛ-10-200/5

2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вибір трансформаторів напруги проводимо на прикладі трансформатора напруги, встановленого на виводах генератора Т-2-2,5.

Вибір проводимо по напрузі установки:

$$U_{н.тн} \geq U_{н.уст.}$$

Попередньо вибираємо трансформатор ЗНОЛ.06-10

$$U_{н.тн} = 10 \text{ кВ} > U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ.}$$

Перевіримо вибраний трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 50 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в класі точності 0.5 [3]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги; $S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (таблиця 2.22). Перелік вимірювальних приладів, встановлених на виводах генератора Т-2-2.5 приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [3]. Схема включення приладів зображена на рисунок 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:

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

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

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

$$S_a = 0,5 \cdot (S_{ав} + S_{вс}) = 20,4405 \text{ (ВА)}$$

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

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

$$S_{2розр} = 20,440 \text{ ВА} < S_{2н} = 150 \text{ ВА},$$

умова виконується.

№	Місце встановлення	Тип трансформатора напруги	U _{ном} , кВ
1	Виводах генератора Т-2-2.5	ЗНОЛ.06-10УЗ	10
2	Шини РП ВН –35 кВ	ЗОМ-1/35-72У1	35

2.10 Вибір реакторів

Реактори служать для обмеження струмів КЗ в потужних електроустановках, а також дозволяють підтримувати на шинах певний рівень напруги при пошкодженнях за реакторами.

Реактори вибирають по номінальній напрузі, струму та індуктивному опорі. Номінальна напруга реактора вибирають в відповідності з номінальною напругою установки.

Номинальний струм реактора (вітки спареного реактора) не повинен бути меншим максимального тривалого струму навантаження ланцюга, в який він включений:

$$I_{ном} \geq I_{max}$$

$$I_{max} = \frac{n}{n-1} \cdot \frac{P_{лінії}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi} = \frac{4}{4-1} \cdot \frac{1.52}{\sqrt{3} \cdot 6.3 \cdot 0.8} = 0.232 \text{ (кА)}$$

де $P_{лінії} = \frac{P_{р.отд.мах}}{n} = \frac{6.08}{4} = 1.52 \text{ (МВт)}$.

Сумарне значення $I_{по} = 11.83 \text{ кА}$.

Порядок визначення опору реактора:

Вимагається обмежити струм КЗ так, щоб можна було в даному ланцюзі встановити вимикач з номінальним струмом відключення $I_{ном.отк}$. По значенню $I_{ном.отк}$ визначається початкове значення періодичної складової струму КЗ, при якому забезпечується комутаційна спроможність вимикача. Для спрощення звичайно приймають:

$$I_{п0.треб} = I_{ном.отк}$$

До встановлення на лініях приймаємо вимикач ВЗО з $I_{отк.ном} = 12.5 \text{ кА}$.

Основний релейний захист максимальний струмовий з витримкою часу. Намічаємо до встановлення спарений реактор серії РБС $U_n = 10 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 2 \times 630 \text{ А} \geq I_{max} = 696 \text{ (А)}$.

Результуючий опір ланцюга КЗ:

$$X_{рез} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{по}}$$

$$X_{рез} = \frac{6.3}{\sqrt{3} \cdot 11.83} = 0.3 \text{ (Ом)}$$

Необхідний опір ланцюга КЗ для забезпечення $I_{п0.треб}$:

$$X_{рез.треб} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0.треб}}$$

$$X_{рез.треб} = \frac{6.3}{\sqrt{3} \cdot 12.5} = 0.29 \text{ (Ом)}$$

Відмінність отриманих значень опорів дасть необхідний опір реактора:

$$X_{р.треб} = X_{рез.треб} - X_{рез}$$

$$X_{р.треб} = 0.3 - 0.29 = 0.01 \text{ (Ом)}$$

Вибираємо реактор РБСГ 10-2х630-0,4У3 з параметрами:
 $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 2 \times 630 \text{ А}$; $X_p = 0,4 \text{ Ом}$; $i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$; $K_{\text{ов}} = 0,5$.

Фактичне значення струму при КЗ за реактором визначаємо слідуючим чином. Обчислюємо значення результуючого опору ланцюга КЗ з урахуванням реактора:

$$X'_{\text{рез}} = X_{\text{рез}} + X_p.$$

$$X'_{\text{рез}} = 0,29 + 0,4 = 0,69 (\text{Ом})$$

Визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{сп}}}{\sqrt{3} \cdot X'_{\text{рез}}}$$

$$I_{\text{п0}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,69} = 5,27 (\text{кА})$$

Перевірка по електродинамічній стійкості:

$$i_{\text{дин}} > i_y$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 5,27 \cdot 1,956 = 14,58 (\text{кА});$$

$$i_{\text{дин}} = 60 \text{ кА} > i_y = 42,24 \text{ кА}$$

Перевірка по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$$

$$I_{\text{мер}} = \frac{i_{\text{дин}}}{2,54}$$

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 12,6^2 \cdot 8 = 1270 \geq$$

$$B_{\text{раз}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 5,27^2 \cdot (1,2 + 0,23) = 39,7 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Перевірка по залишковому рівню напруги за реактором:

$$U_{\text{ост}, \%} = X_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} = 0,4 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5,27 \cdot 100}{6,3} = 50,38\%$$

Втрата напруги при протіканні струму $I_{\text{мак}}$:

$$\Delta U_p = X_p \cdot (1 - K_{\text{св}}) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{мак}} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin \varphi = 0,4 \cdot (1 - 0,5) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 0,696 \cdot 100}{6,3} \cdot 0,53 = 2,03\%$$

Коефіцієнти потужності навантаження $\cos \varphi$ прийнятий рівним 0,85, тобто $\sin \varphi = 0,53$.

Обраний реактор задовільняє всім висунутим вимогам.

2.11 Вибір установки постійного струму

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

На проектованій ТЕС 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	-	-	-	20	-	20	20
Аварійне освітлення	-	-	-	120	-	120	120
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслососу ущільнень генератора	1	8	43,5	40	130	40	40
Електродвигун аварійного маслососу системи змазки турбін	1	14	73,5	73	184	73	73
Привід вимикача	1	10	53				53
Разом						283	336

Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в режимі постійного підзаряду, зображено на рисунку 2.13

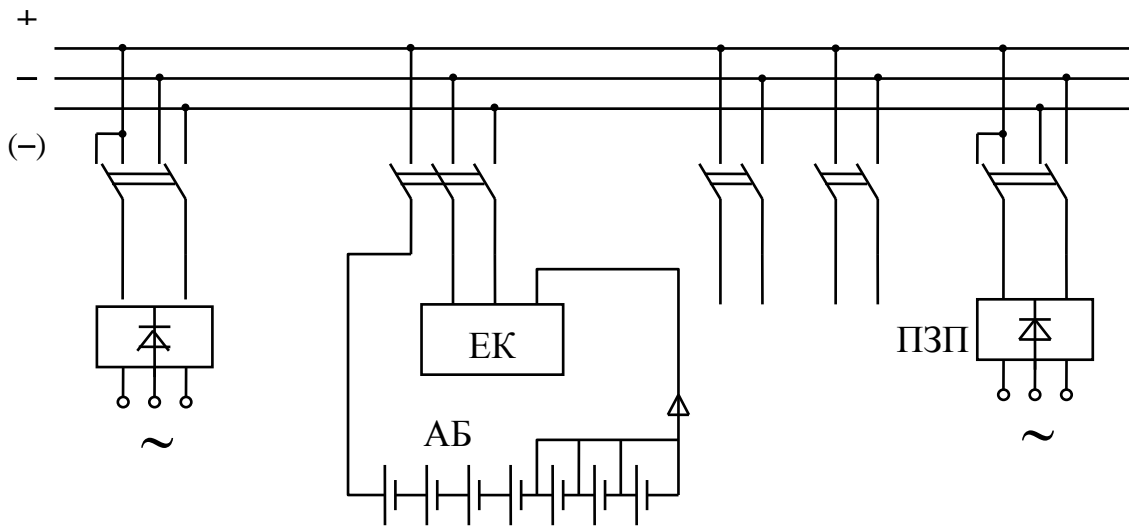


Рисунок 2.13-Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в режимі постійного підзаряду (АБ - акумуляторна батарея; ЕК - елементний комутатор; ПЗП - підзарядний пристрій; ЗА - зарядний агрегат; Д - приводний електродвигун змінного струму).

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 $U_{ш} = 230 \text{ В}$ [3] – напруга на шинах; $U_{пз} = 2.15 \text{ В}$ [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 $U_p = 1,75 \text{ В}$ [3] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

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

-додаткових:

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

Виходячі із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j} = 1,05 \cdot \frac{283}{25} = 11,32; \quad (2.74)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів; $I_{\text{ав}}$ – допустимий струм півгодинного аварійного розряду, приведений до першого номера акумулятора; $j = 25 \text{ A/N}$ [3] – розрахункова температура електроліту.

Приймаємо найближчий більший типовий номер:

$$N = 12 \text{ (СК-12)}.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N = \frac{I_r}{46} = \frac{336}{46} = 7.3. \quad (2.75)$$

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

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

де j визначається по кривим [1] для основних елементів із умови забезпечення:

$$j = \frac{A}{N} > \frac{336}{12} = 28 \text{ A/N}.$$

Отже приймаємо для встановлення акумуляторну батарею типу СК-12.

Підзарядний пристрій вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги у нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо $0.15 \cdot N$ [1].

Розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

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

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

$$I_{пзп} = 20 + 0,15 \cdot 12 = 21,8 \text{ А.}$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

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

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

Розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{пзп \text{ дод}} = 0,05 \cdot 12 = 0,6 \text{ А;}$$

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

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

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{зн} = I_{\text{пост}} + 5 \cdot N = 20 + 5 \cdot 12 = 80 \text{ А; } U_{зн} = U_{з} \cdot n = 2,75 \cdot 131 = 360,25 \text{ В.}$$

Вибираємо зарядний агрегат, що складається з генератора постійного струму типу П-82 ($P_{\text{ном}} = 30 \text{ кВт}$, $I_{\text{ном}} = 94 \text{ А}$)

2.12 Розрахунок блискавкозахисту ВРП 35 кВ

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом

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

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

$$h_x = 5 [\text{м}]; \quad h = 15 [\text{м}]; \quad L_{3-4} = 18 [\text{м}].$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (15 - 1,25 \cdot 5) = 13,125 [\text{м}];$$

$$h_0 = 4 \cdot 15 - \sqrt{9 \cdot 15^2 + 0,25 \cdot 18^2} = 14,1 [\text{м}];$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (14,1 - 1,25 \cdot 5) = 23,58 [\text{м}];$$

$$R = 4 \cdot 15 - 14,1 = 45,89 [\text{м}].$$

Результати всіх інших розрахунків зведені в таблиці 2.24. Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рисунок 2.14. а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.

Таблиця 2.24

Ділянка	L, м	r_x , м	h_0 , м	b_x , м	R, м
1-3, 2-4	15,00	13,13	14,38	24,39	45,62
1-2, 3-4	18,00	13,13	14,11	23,58	45,89
1-4, 2-3	23,43	13,13	13,50	21,75	46,50

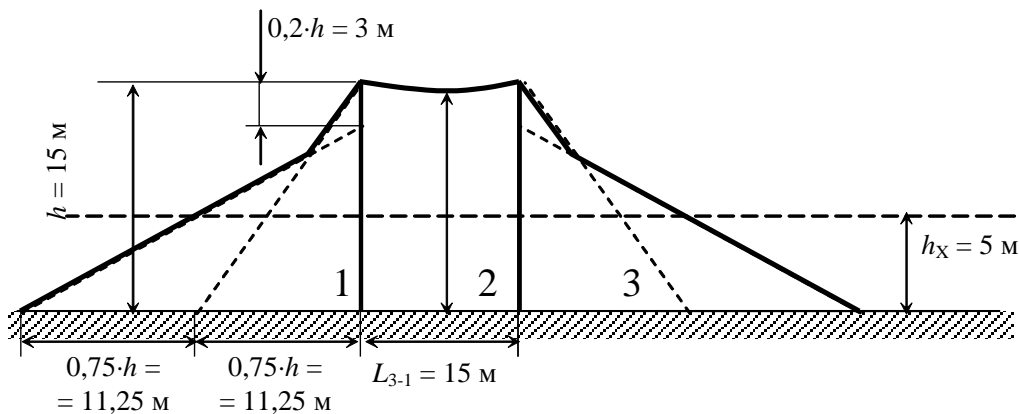


Рисунок 2.14.а. Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

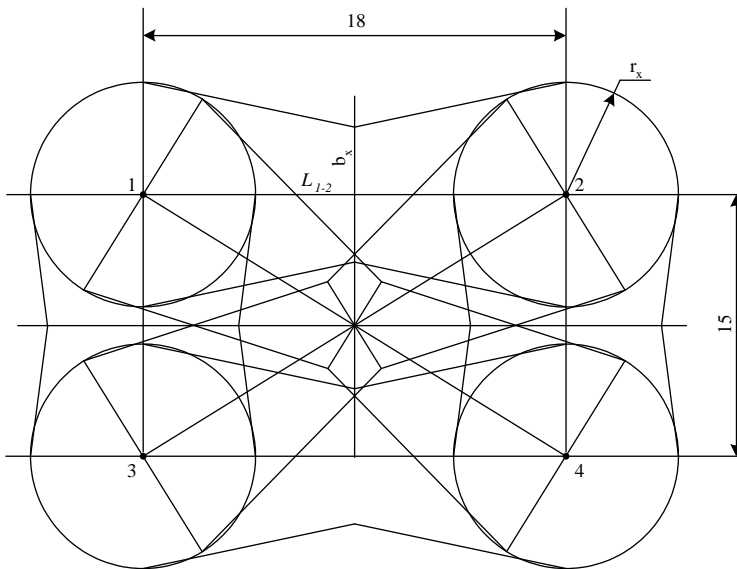


Рисунок 2.14.б. Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху
Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

2.13 Розрахунок заземлюючого пристрою ВРП 35 кВ

Площа ВРП [5]: $S = (21 \times 42) \text{ [м}^2\text{]}$. Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $25 \times 50 \text{ [м]}$.

Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2 \text{ [м]}$. Питомий опір верхнього шару ґрунту літом $\rho_{1л} = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; нижнього шару – літом $\rho_{2л} = 100 \text{ [Ом}\cdot\text{м]}$ [3].

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних комірок і вертикальних провідників у кількості $n = 22$ шт довжиною $l_B = 5 \text{ [м]}$. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5 \text{ [м]}$ (рисунок 2.15).

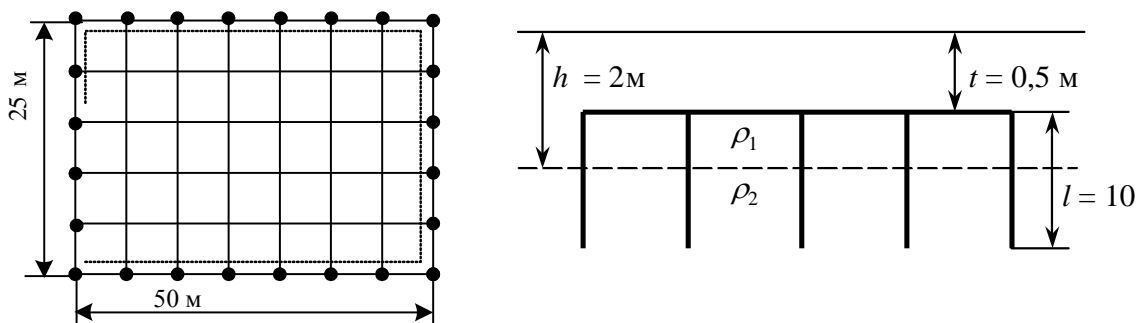


Рисунок – 2.15. Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{1л} / \rho_{2л} = 200 / 100 = 2.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = \frac{P}{n}$$

де P – периметр заземлювача.

$$a = \frac{P}{n} = \frac{2 \cdot (25 + 50)}{22} = 6,82 \text{ [м]}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв.с}} = \rho_{2\text{л}} \cdot \left(\frac{\rho_{1\text{л}}}{\rho_{2\text{л}}} \right)^{\Delta} \quad (2.79)$$

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

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{2-0,5}{5} + 0,27 \cdot \lg \left(\frac{6,82}{5} \right) + 0,04 = 0,205;$$

$$\rho_{\text{екв.с}} = 100 \cdot 2^{0,3} = 115,3 \text{ [Ом}\cdot\text{м]}.$$

Опір заземлювача:

$$r_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_{\Gamma} + L_B} \quad (2.80)$$

де L_B , L_{Γ} – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

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

$$\frac{(l_B + t)}{\sqrt{S}} = \frac{(5 + 0,5)}{\sqrt{1250}} = 0,155 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{(l_B + t)}{\sqrt{S}} = 0,385 - 0,25 \cdot 0,155 = 0,346;$$

$$r_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,346 \cdot \frac{115}{\sqrt{1250}} + \frac{115}{(25 \cdot 6 + 50 \cdot 8) + 22 \cdot 5} = 0,492 \text{ м]}.$$

$r_3 = 0,492 \text{ м]} < 0,5 \text{ [Ом]} \Rightarrow$ заземлення відповідає нормам [3].

3 ВПРОВАДЖЕННЯ БАЗОВИХ МІЖНАРОДНИХ СТАНДАРТІВ SMART GRID В УКРАЇНІ

В останні роки важливою частиною політики ЄС в галузі енергетики є комплекс заходів, що об'єднаний терміном Енергетичний перехід (англ. Energy Transition) [1-3] – це перехід провідних країн до сталого характеру розвитку економіки шляхом впровадження відновлювальної енергетики, підвищення енергоефективності, де кінцевою метою є відмова від використання вугілля та інших невідновлюваних енергоресурсів. Енергетичний перехід означає суттєву зміну у енергетичній політиці, зокрема, переорієнтацію політики від попиту до пропозиції та заміщення традиційної централізованої генерації розосередженою генерацією, а також уникнення зайвого виробництва та споживання енергії за рахунок енергозберігаючих заходів, зростання енергоефективності, інтелектуалізації електричних мереж [4].

Продовжуючи слідування основному курсу на впровадження «зеленої» енергетики, у грудні 2019 р. Європейська рада схвалила «Європейську зелену угоду» (European Green Deal) – масштабну довгострокову стратегію соціально-економічного розвитку, розроблену новим складом Європейської комісії. Де поставлено амбітну мету досягнення кліматичної нейтральності до 2050 р. задля поліпшення якості життя громадян ЄС, підвищення стійкості до зовнішніх шоків та конкурентоспроможності всього Союзу. Також у 2019 р. Єврокомісія затвердила Четвертий енергетичний пакет «Чиста енергія для усіх європейців» (Clean energy for all Europeans package) [5], що містить директивні документи, які визначають обов'язкові вимоги до організації внутрішніх та загальноєвропейських ринків енергії.

Прийняття в Євросоюзі вказаних документів має безпосередній вплив на перегляд та уточнення пріоритетів в сучасній енергетичній політиці України. Швидкий розвиток світової та вітчизняної електроенергетики внаслідок інтелектуалізації та інформатизації цієї галузі, обумовлює особливу

актуальність задач створення нормативної бази, яка відповідає сучасним вимогам щодо інтеграції електричних та інформаційних технологій для розвитку електроенергетики згідно з концепцією Smart Grid, основною метою якої є підвищення рівня моніторингу та керування всією енергетичною системою.

Процес розвитку нормативно-технічної бази України в галузі електроенергетики має включати імплементацію в правове поле України усіх вимог міжнародних європейських мережеских кодексів, впровадження відповідних міжнародних стандартів CENELEC та IEC в якості національних державних стандартів або їх актуалізацію до поточної версії, скасування застарілих державних стандартів України, що суперечать чинним європейським стандартам, а також розробку державних стандартів та галузевих настанов, сфера застосування яких не охоплюється міжнародними стандартами та кодексами.

Основним завданням в сфері стандартизації на базі концепції Smart Grid є забезпечення дотримання єдиних вимог щодо інформаційного обміну та комунікацій на всіх ієрархічних рівнях енергосистеми та ринку електричної енергії [6]. Безпечне, надійне та економічне енергопостачання тісно пов'язано зі швидкою, ефективною та надійною комунікаційною інфраструктурою енергосистеми, тому проектування та побудова комунікаційних мереж потребує такої ж високої надійності, як і системи електропостачання.

Відсутність гармонізованих стандартів для побудови елементів інфраструктури та обладнання електроенергетичної сфери є однією з вагомих причин наявності технічних бар'єрів в торгівлі між енергетичними ринками країн Європи та України, що обмежує перспективи взаємовигідного співробітництва між ними [7]. У тому числі це стосується реалізації масштабних інвестиційних проектів з розвитку інтелектуальної складової енергетики на основі концепції Smart Grid [8]. Слід зазначити, що в Україні впроваджено різними методами не більше 40% стандартів в галузі Smart Grid,

що не дозволяє на сьогодні в повній мірі забезпечити впровадження всіх передбачених архітектурою Smart Grid її функціональних систем та всіх переваг від застосування цієї концепції. Для вирішення задачі впровадження стандартів, що залишилися, необхідний системний підхід, який дозволить отримати бажаний результат за найкоротший термін при мінімальних фінансових витратах.

Не зважаючи на прогрес в галузі розвитку нормативно-технічної бази і стандартизації України в цілому, ситуація із прийняттям сучасних стандартів в сфері електроенергетики є незадовільною, оскільки обсяг гармонізованих в Україні стандартів, виданих Європейським комітетом стандартизації в електротехніці (CENELEC) та Міжнародною електротехнічною комісією (IEC) є вкрай недостатнім.

Для сприяння впровадженню передових технологій, зокрема і в енергетичній галузі, Кабінет міністрів України підготував проєкт «Концепції впровадження "розумних мереж" в Україні до 2030 року», де відзначено, що в Україні процес розвитку необхідної нормативно-технічної бази має спиратися на такі основні принципи як застосування існуючого набору технологій і заходів, визначених Європейським комітетом з електротехнічної стандартизації (CENELEC) для кожного компонента енергетичного сектора, а саме: генерації; магістральних і розподільних мереж; системи управління розподіленої генерацією; системи інтелектуального комерційного обліку; ринку генерації і енергетичних послуг; застосування наявного пакету міжнародних стандартів, включаючи телекомунікаційні та інформаційні протоколи, що розроблені IEC і сприяють реалізації технологій "розумних" мереж та ринків електричної енергії.

Все це обумовлює актуальність та важливість завдання, що сьогодні стоїть в електроенергетичній сфері України, щодо реалізації заходів з розроблення стратегії та створення дорожньої карти для прийняття сучасних європейських та міжнародних стандартів в сфері електроенергетики та

електротехніки, важливою складовою якого є визначення пріоритетних стандартів, які потребують впровадження в Україні та є базовими для забезпечення впровадження технологій Smart Grid. Це дозволить прискорити процеси стандартизації в електроенергетиці та електротехніці України у відповідності з сучасними світовими тенденціями та забезпечить виконання зобов'язань України в рамках співпраці з Європейським Союзом, ефективно впроваджувати міжнародні інвестиційні проекти для практичної реалізації завдань, визначених Енергетичною стратегією України до 2035 року.

Метою є огляд складових базової моделі архітектури Smart Grid згідно Дорожньої карти Міжнародної електротехнічної комісії, її окремих елементів, визначення груп базових стандартів, які мають значний вплив на імплементацію Smart Grid технологій, потребують першочерго впровадження в Україні і розглядаються як основа для побудови сучасних інтелектуальних мереж.

На сьогодні в Україні впроваджено не більше 40% стандартів в галузі Smart Grid, що не дозволяє в повній мірі забезпечити впровадження та належне функціонування зазначеної концепції. Безсистемне впровадження стандартів може зайняти тривалий період та мати недопустимі наслідки, насамперед через застосування застарілих державних стандартів України, що суперечать чинним європейським стандартам. Тому для забезпечення нормативно-технічної підтримки практичної реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах та на ринку електричної енергії України необхідно провести аналіз концептуальної моделі архітектури Smart Grid, яка розглядає повний ланцюг перетворення енергії від генерації до споживання, та визначити основні функціональні системи в складі її архітектури.

Сьогодні основним нормативним документом, який узагальнює стандарти в галузі інтелектуалізації електроенергетики є стандарт ІЕС TR 63097:2017 «Smart Grid Roadmap» (Дорожня карта Smart Grid) [9].

Цей стандарт містить посилання на понад 450 інших стандартів та їх

серій. Визначення пріоритетних напрямків та нормативних вимог щодо впровадження Smart Grid технологій в енергетичних системах України потребує аналізу концептуальної моделі архітектури інтелектуальних мереж та ролі кожного із стандартів в цій моделі. Сучасний погляд на модель архітектури Smart Grid також можна знайти в звіті координаційної групи CENELEC, а саме Smart Grid Coordination Group Document for the M/490 Mandate Smart Grids Methodology & New Applications [10, 11]. Важливо, що сучасні публікації щодо моделей та архітектури інтелектуальних мереж в Україні не висвітлюють в достатній мірі питання стандартизації інформаційного обміну в межах концепції Smart Grid та не дозволяють отримати комплексне уявлення про необхідні кроки щодо впровадження цих технологій, зокрема і в частині прийняття відповідних міжнародних та європейських стандартів.

Забезпечення планування впровадження міжнародних та європейських стандартів з електроенергетики базується на основних технологіях та підходах зі стандартизації для інтелектуалізації електроенергетичних систем, які представлені в міжнародних стандартах IEC TR 63097:2017 та багаточастинному стандарті IEC SRD 62913 «Generic Smart Grid Requirements» (Загальні вимоги до інтелектуальних мереж)[12].

Карта стандартів IEC в сфері Smart Grid спрямована на стандартизацію інфраструктури обліку електроенергії, зв'язку і комунікацій, автоматизації розподілу електроенергії, обладнання розподілених джерел енергії, систем управління розподілом, управління попитом на електроенергію, систем енергетичного менеджменту, електротранспорту, керованих (гнучких) систем передачі змінного струму, систем передачі електроенергії постійним струмом, автоматизацію підстанцій, систем накопичення електроенергії, «розумних» будинків. При цьому виділено цілий ряд наскрізних завдань стандартизації, що грають сполучну роль на горизонтальному рівні в таких сферах, як електромагнітна сумісність, якість електричної енергії, моделі і обмін даними,

інформаційно- комунікаційні технології, аутентифікація, авторизація, синхронізація часу, системи обліку, кібербезпека та функціональна безпека. На рис. 3.1 - наведено один із варіантів відображення базової моделі архітектури Smart Grid у вигляді тривимірної структури.

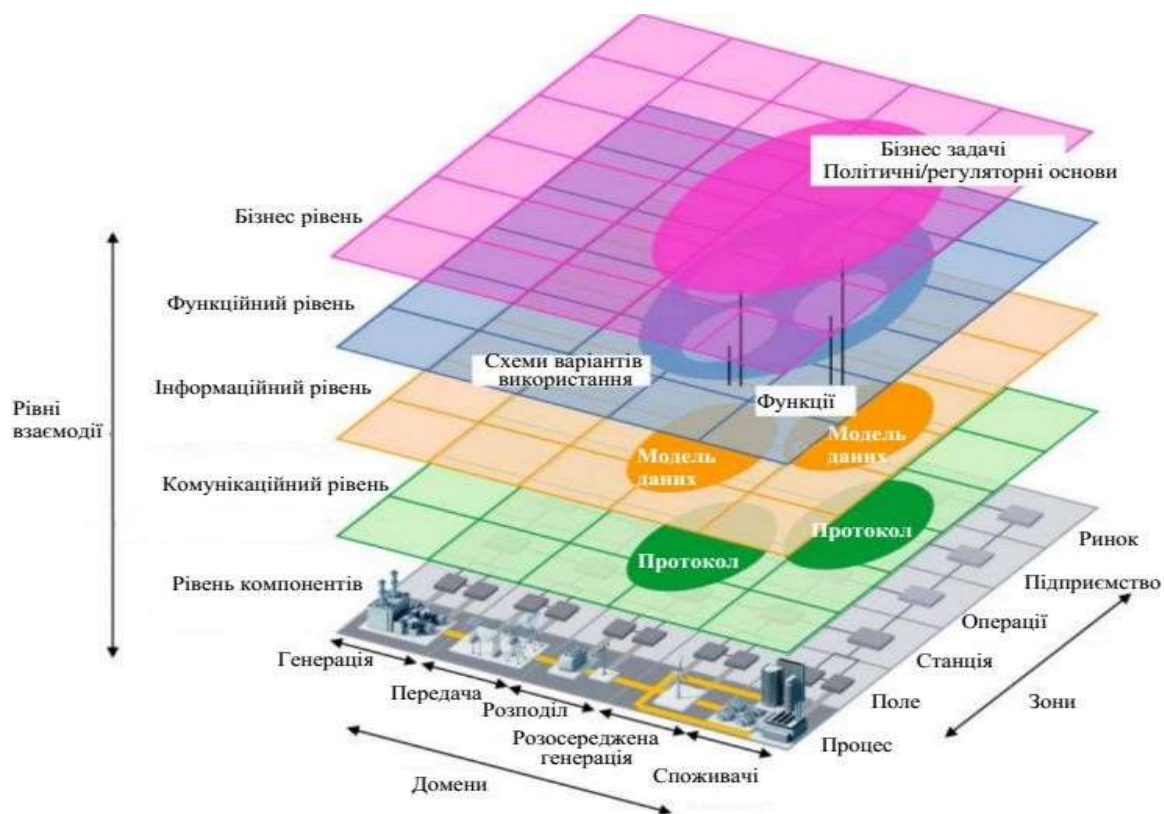


Рисунок 3.1 - Базова модель архітектури Smart Grid

За допомогою цієї моделі така категорія, як типова схема використання (use case) в межах структури Smart Grid, може бути деталізована шляхом її візуального відображення на відповідних рівнях моделі. Це дає можливість перевірити, чи підтримують кожну конкретну схему використання існуючі стандарти Smart Grid, або є потреба в їх уточненні або доповненні. В моделі усі частини ланцюга перетворення електричної енергії відображені у вигляді фізичних доменів (сфер) та зон, опис яких наведено відповідно в табл.3.1 та табл. 3.2.

Особлива увага в базовій моделі архітектури Smart Grid приділяється класифікації рівнів взаємодії, які поділяються на: бізнес рівень, функційний

рівень, інформаційний, комунікаційний та рівень компонентів. Бізнес рівень базової моделі архітектури Smart Grid може використовуватися для відображення регуляторних та економічних (ринкових) структур, а також бізнес-моделей. На цьому рівні відображаються можливості бізнесу, сценарії дій та бізнес процеси. Прикладом такого рівня є побудова рольових моделей ринку електричної енергії [13-16]. Функційний рівень описує системні сценарії дій, функції та сервіси, зокрема і їх взаємовідношення з точки зору архітектури.

Таблиця 3.1– Класифікація доменів в базовій моделі архітектури Smart Grid

Домен	Опис
Генерація	Містить структуру потужних об'єктів генерування електричної енергії традиційної системи електропостачання, наприклад, вугільні, атомні та гідро- електростанції.
Передача	Інфраструктура, що забезпечує передавання електроенергії.
Розподіл	Інфраструктура, що забезпечує розподіл електроенергії до кінцевих споживачів.
Розосереджен агенерація	Містить розподілені електричні ресурси, безпосередньо підключені до розподільчої мережі загального призначення, які використовують технології генерування та споживання електроенергії малої потужності. Управління такими розподіленим ресурсами може здійснюватися Операторами систем передачі і розподілу, а також стороною, відповідальною за баланс.
Споживачі	Містить структури як кінцевих споживачів електроенергії, так і локальних її виробників. Також до цього домену відносять ті об'єкти генерації, що використовують сонячні панелі, накопичувачі електроенергії, мікротурбіни.

Функції відображаються незалежно від учасників та конкретної фізичної реалізації їх застосувань в системах і компонентах. Функції отримуються шляхом відокремлення функціональності сценарію дій, що є незалежним від їх виконавців. Інформаційний рівень описує інформацію, що використовується і бере участь в обміні між функціями, сервісами та компонентами. Ці інформаційні об'єкти та моделі даних відображають загальну семантику для функцій і сервісів для забезпечення сумісності під час обміну інформацією через канали комунікації. Значення комунікаційного рівня полягає в описі протоколів та механізмів взаємного обміну інформацією між компонентами в

контексті схем варіантів використання, функцій чи послуг та пов'язаних з ними інформаційних об'єкти або моделей даних. Рівень компонентів акцентується на фізичному розподілі всіх складових частин системи, які пов'язані з функціонуванням інтелектуальної мережі.

Таблиця 3.2 – Класифікація зон в базовій моделі архітектури Smart Grid.

Зона	Опис
Процес	Містить перетворення енергії (електричної, сонячної, теплової, гідро-, вітру) та фізичні об'єкти (наприклад, генератори, трансформатори, роз'єднувачі, повітряні лінії, кабелі, різноманітні сенсори, що є частиною зазначеного перетворення або безпосередньо пов'язані з ним).
Поле	Містить обладнання для захисту, управління та моніторингу процесів, що мають місце в енергетичній системі, тобто захисні реле, комплексні контролери, різні типи інтелектуальних електронних пристроїв для збору та використання даних від енергетичної системи про поточний стан процесу.
Станція	Представляє рівень об'єднання об'єктів рівня «Поле» в просторі, наприклад, концентрацію отриманих даних, функціональну агрегацію, автоматизацію в підстанціях, локальні системи SCADA.
Операції	Організація операції управління енергосистемою у відповідному домені, наприклад, системи управління розподілом енергії (DMS), системи управління енергією (EMS) в системах її генерації і розподілу, системи управління Microgrid, системи управління віртуальними електростанціями
Підприємство	Містить комерційні та організаційні процеси, служби, а також інфраструктуру підприємств (комунальне обслуговування служби надання послуг, енерготрейдери), тобто управління активами, логістика, управління трудовою діяльністю, тренінг персоналу, менеджмент взаємодії зі споживачами, виставлення рахунків та закупівлянеобхідних ресурсів
Ринок	Відображає ринкові операції, що мають місце впродовж всього миттєвого циклу перетворення енергії, а також продажу її споживачам.

Слід відзначити, що певна група стандартів згідно IEC/TR 63097:2017 становить основний пакет, що є необхідними для майже всіх компонентів архітектури Smart Grid. В межах документу ці стандарти вважаються базовими пріоритетними. Подальше їх просування та розвиток буде ключовим завданням для IEC у підтримці практичній побудови інтелектуальних мереж. В Дорожній карті визначена група базових стандартів (Core Standards), які мають

значний вплив на будь-яке застосування Smart Grid і розглядаються як основа для побудови сучасних і майбутніх інтелектуальних мереж, дану групу наведено в табл.3.3

Таблиця 3.3 - Базові стандарти Smart Grid

Базовий стандарт або серія стандартів	Область основного застосування стандарту
IEC 61970/IEC 61968	Загальна інформаційна модель. Системи регулювання генерації, системи регулювання енергії (EMS); системи регулювання розподілу енергії (DMS); автоматизація розподілу енергії (DA); автоматизація в підстанціях (SA); розосереджені енергоресурси (DER); інфраструктура засобів вимірювання (AMI); управління попитом (DR); зберігання енергії
IEC 62325	Загальна інформаційна модель, обмін інформацією на енергетичному ринку. Системи регулювання генерації, системи регулювання енергії; системи регулювання розподілу енергії; розосереджені енергоресурси; інфраструктура вимірювання; управління попитом; внутрішні бізнес-операції, пов'язані з вимірюванням; зберігання електроенергії.
IEC 61850	Автоматизація енергетичних об'єктів, комунікація в гідроенергетиці; комунікація міжрозосередженими енергоресурсами. Управління генерацією, системи регулювання енергії; управління розподілом енергії; автоматизація розподілу енергії; автоматизація в підстанціях; розосереджені енергоресурси, зберігання електроенергії; електротранспорт.
IEC 62056	Специфікація для системи обліку енергії (COSEM) . Системи регулювання розподілу енергії; розосереджені енергоресурси; інфраструктура вимірювання; управління попитом; розумний дім; зберігання електроенергії; електротранспорт. Обмін даними для зняття показників лічильників, управління тарифами і навантаженням.
IEC 62351	Безпека для всіх систем

На рис. 3.2 наведено діаграму, що показує рівень впровадження в Україні базових стандартів Smart Grid за відповідними серіями. Всього до базових стандартів Smart Grid відносять 154 стандарти, з яких станом на 10.01.2022 р. діючих в IEC є 142 стандарти, в Україні не впровадженими є 56 стандартів, із впроваджених 34 стандарти потребують актуалізацію із оновленими версіями стандартів IEC. Таким чином чинним в Україні є 72% міжнародних

стандартів. Зазначені багаточастинні стандарти IEC 62351, IEC 61850, IEC 62325, IEC 61968, IEC 61970, IEC 61508 [17-20] визначені, як першочергові, оскільки їх впровадження та перегляд дозволить завершити процес впровадження в Україні міжнародних стандартів цих серій, а наявність досвіду їх впровадження є основою ефективного їх використання. Також необхідним є започаткування впровадження багаточастинного стандарту IEC 62056, що дозволить сформулювати вимоги до протоколів обміну даними із приладів обліку електроенергії в Україні у відповідності з міжнародними вимогами.



Рисунок 3.2 - Кількість впроваджених та чинних в Україні стандартів за відповідними серіями, що відносяться до базових стандартів стандартів Smart Grid.

Додатково до групи базових стандартів Дорожня карта також виділяє групу «особливо важливих стандартів» для Smart Grid (табл. 3.4).

На рис. 3.3 - наведено діаграму, що показує рівень впровадження в Україні групи «особо важливих» стандартів Smart Grid за відповідними серіями. Всього до «особо важливих» стандартів Smart Grid відносять 76 стандартів, з яких станом на 10.01.2022 р. діючих в IEC є 74 стандарти, в Україні не впровадженими є 35 стандартів, із впроваджених 4 стандарти потребують актуалізації із оновленими версіями стандартів IEC. В цілому чинними в Україні є 68% стандартів.

Таблиця 3.4 - Група «особо важливих стандартів» Smart Grid згідно з Дорожньою картою IEC

Стандарт або серія стандартів	Область основного застосування стандарту

IEC / TR 62357	Базова Архітектура енергетичних об'єктів - SOA Системи регулювання енергії; системи регулювання розподілу енергії; системи управління розосередженими енергоресурсами, ринкові та торговельні системи, управління попитом, системи внутрішніх бізнес- операцій, пов'язаних з вимірюванням.
IEC 60870-5	Дистанційне управління. Системи регулювання генерації, системи регулювання енергії; системи регулювання розподілу енергії; автоматизація розподілу енергії; автоматизація в підстанціях.
IEC 60870-6	Комунікація між внутрішніми центрами керування за протоколом TASE.2. Системи регулювання генерації, системи регулювання енергії; системи регулювання розподілу енергії.
IEC / TR 61334	Специфікація протоколу DLMS передачі даних по розподільним лініям Інфраструктура засобів вимірювання
IEC 61400-25	Комунікація між об'єктами вітроенергетики. Системи управління розосередженими енергоресурсами (об'єктами вітроенергетики); системи регулювання енергії; системи регулювання розподілу енергії.
IEC 61851	Комунікації в галузі електротранспорту. Електротранспорт. Системи управління житлом та будівлею.
IEC 62443	Безпечність систем промислової автоматизації та керування
ISO/IEC 15118	Дорожній транспорт. Інтерфейс зв'язку між транспортним засобом та мережею.
ISO/IEC TR 27019	Інформаційні технології – Методи захисту – Інструкції з управління інформаційною безпекою на основі ISO/IEC 27002 для систем управління процесами, специфічних для енергетичної галузі.



Рисунок 3.3 - Кількість впроваджених та чинних в Україні стандартів за відповідними серіями, що відносяться до «особливо важливих» стандартів Smart Grid.

Зазначені стандарти серій IEC/TR 62357, IEC 60870-5 визначені, як першочергові, оскільки їх впровадження та перегляд дозволить завершити

процес впровадження в Україні міжнародних стандартів цих серій, а наявність досвіду їх впровадження є основою ефективного їх використання. Загальна кількість цих стандартів складає 17, необхідне впровадження 8, перегляд 4. Також необхідним є започаткування впровадження стандартів серії IEC/TR 61334 та продовження провадження стандартів серії IEC 62051-54/58-59, що дозволить сформулювати вимоги до розподільчої автоматики з використанням систем зв'язку по розподільчих мережах та електричних вимірювань в Україні у відповідності з міжнародними вимогами.

Окремо необхідно виділити групу стандартів, які описують основні принципи застосування систем Smart Grid та деякі суміжні до них стандарти (табл.3.5).

Ця група стандартів є об'єднуючою та дозволяє усунути невідповідності між існуючими стандартами, прогалинами в них та збігами, забезпечити процес стандартизації, який до цього не був реалізований з багатьох причин (включаючи історичну, організаційну, технологічну зрілість), забезпечити узгодження стандартів, що описують Smart Grid системи з іншими стандартами. Такі стандарти насамперед є основою майбутнього системного підходу до використання існуючих та створення нових стандартів в галузі Smart Grid систем, а також забезпечення узгодженості задля використання баз даних IEC та прийнятих IEC шаблонів, щодо взаємодії доменів архітектури Smart Grid. При цьому, важливим є формулювання термінів електротехнічних понять українською мовою без порушення традицій офіційної термінології, а також ці терміни повинні мати однозначні міжнародні аналоги серед термінів, зафіксованих в багаточастинному міжнародному електротехнічному словнику та профільних стандартах IEC (IEC 60050) [21].

Таблиця 3.5 – Стандарти, які описують основні принципи застосування систем Smart Grid

№	Назва оригінальна
1.	IEC TR 62559-1:2019 Use case methodology - Part 1: Concept and processes in standardization
2.	IEC 62559-2:2015 ED1 Use case methodology - Part 2: Definition of the templates for use cases, actorlist and requirements list
3.	IEC 62559-3:2017 Use case methodology - Part 3: Definition of use case template artefacts into an XMLserialized format
4.	IEC SRD 62559-4:2020 ED1 Use case methodology - Part 4: Best practices in use case development for IEC standardization processes and some examples for application outside standardization
5.	IEC SRD 62913-1:2019 Generic Smart Grid Requirements – Part 1: Specific application of Method and Tools for defining Generic Smart Grid Requirements
6.	IEC SRD 62913-2-1:2019 Generic smart grid requirements - Part 2-1: Grid related domains
7.	IEC SRD 62913-2-2:2019 Generic smart grid requirements - Part 2-2: Market related domain
8.	IEC SRD 62913-2-3:2019 Generic smart grid requirements - Part 2-3: Resources connected to the grid domains
9.	IEC TS 62913-2-5 ED1 Generic Smart Grid Requirements - Part 2-5: Domains - Support Functions related domains, these include Metering Management and Asset Management
10.	IEC 61360-1:2017 Standard data element types with associated classification scheme - Part 1: Definitions - Principles and methods.
11.	IEC 61360-2:2012 Standard data element types with associated classification scheme for electric components - Part 2: EXPRESS dictionary schema.
12.	IEC TR 61360-3:1995 Standard data element types with associated classification scheme for electric components - Part 3: Maintenance and validation procedures.
13.	IEC 61360-4:2005 Standard data element types with associated classification scheme for electric components - Part 4: IEC reference

	collection of standard data element types and component classes
14.	IEC 61360-5:2004 Standard data element types with associated classification scheme for electric components - Part 5: Extensions to the EXPRESS dictionary schema.
15.	IEC 61360-6:2016 Standard data element types with associated classification scheme for electric components - Part 6: IEC Common Data Dictionary (IEC CDD) quality guidelines.
16.	IEC TR 62559-1:2019 Use case methodology - Part 1: Concept and processes in standardization.
17.	IEC 62559-2:2015 Use case methodology - Part 2: Definition of the templates for use cases, actor list and requirements list.
18.	IEC 62559-3:2017 Use case methodology - Part 3: Definition of use case template artefacts into an XML serialized format.
19.	IEC SRD 62559-4:2020 Use case methodology - Part 4: Best practices in use case development for IEC standardization processes and some examples for application outside standardization.

Окремо слід відзначити стандарти серії 62913-1:2019 «Загальні вимоги до інтелектуальних мереж», зокрема в частині керування електроенергетичними системами та ринками електричної енергії в Україні для розвитку електроенергетичної системи України згідно концепції Smart Grid.

Впровадження стандартів серії IEC SRD 62913, дозволить забезпечити «загальне та багаторазове використання» системи інтелектуальних мереж у відповідності до прийнятих «прикладів використання», що дозволить забезпечити подальший розвиток діяльності зі стандартизації в сфері інтелектуальних мереж. Також, використання стандартів цієї серії дозволить забезпечити узагальнення вимог до взаємодії основних учасників ринку електричної енергії, які слід враховувати для подальшої діяльності зі забезпечення проведення стандартизації (як правило в частині забезпечення інформаційного обміну, комунікаційних послуги та конкретних нефункціональних вимог: рівень продуктивності, специфікація безпеки тощо).

Для досягнення послідовного та однорідного опису загальних вимог для

різних областей, які складають середовище інтелектуальних мереж, необхідним є прийняття розроблених та впроваджених ІЕС серії стандартів ІЕС SRD 62913, що присвячені питанням комплексного формування загальних вимог до інтелектуальних мереж.

Для визначення пріоритетів впровадження стандартів дорожньої карти в Україні доцільним є використання рівня інтеграції наведених в таблицях 3 та 4 стандартів до напрямків стандартизації в сфері Smart Grid, а також вирішення задач у кожній із функціональних систем Smart Grid з урахуванням особливостей технологічного та організаційного функціонування електроенергетичної галузі України. Зокрема до актуальних напрямків і функціональних системи, що необхідні для реалізації складових концепції Smart Grid відносяться: система управління генерацією (Generation Management System); гнучкі системи передачі змінного струму (FACTS for grids); система енергетичного менеджменту (Energy Management system); система запобігання системним аваріям в енергосистемі (Blackout Prevention System); вдосконалена система управління розподілом (Advanced Distribution Management System); система автоматизації розподілу (Distribution Automation System); система автоматизації роботи підстанцій (Substation Automation System); система управління розосередженими енергетичними ресурсами (Distributed Energy Resources Operation System); удосконалена інфраструктура обліку енергії (Advanced Metering Infrastructure); система управління ринками (Market places system); реагування на попит / управління навантаженням (Demand Response / Load Management); система накопичення електричної енергії (Electrical Energy Storage System). Повний перелік стандартів, що є необхідними до впровадження по кожному із цих напрямків виходить за межі цієї публікації.

Висновки. На основі виконаного аналізу обґрунтована необхідність розроблення стратегії та дорожньої карти з впровадження міжнародних та європейських стандартів в галузі Smart Grid на державному рівні, яка має

передбачати комплексний підхід під час прийняття нових, актуалізації або скасування вже існуючих стандартів, необхідних для повного впровадження усіх елементів концепції Smart Grid. Визначено перелік основних стандартів в галузі Smart Grid, впровадження яких є першочерговим, та наведено перелік актуальних напрямків і функціональних системи, що необхідні для реалізації складових концепції Smart Grid і потребують детального аналізу для встановлення рівнів пріоритету під час впровадження в Україні кожного з стандартів в рамках цієї концепції з урахуванням взаємних зв'язків стандартів між собою, а також ролі, яку вони відіграють для розвитку електроенергетичної галузі України.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 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.

Щодо енергетичного підприємства це означає, що для організації його експлуатації необхідно:

- визначити найбільш доцільні режими роботи енергетичного устаткування, його поточне експлуатаційне обслуговування, забезпечити його максимальну експлуатаційну готовність;
- забезпечити безперебійне постачання станцій паливом, водою, допоміжними експлуатаційними і ремонтними матеріалами, запасними частинами до устаткування і їхнє нормування;
- забезпечити добір експлуатаційного персоналу станцій і мереж, нормування й організацію його праці, інструктаж і спостереження за якістю його роботи, економічне стимулювання;
- забезпечити організацію заробітної плати працівників електростанцій і мереж і відповідної преміальної системи, що стимулює підвищення продуктивності їх праці.

Крім постачання виробництва сировиною і допоміжними матеріалами, для нормальної експлуатації енергосистеми необхідно безперебійне постачання первинних енергетичних підприємств (електростанцій) коштами, що витрачаються на заробітну плату персоналу, оплату палива тощо, тобто необхідна організація фінансування виробництва.

Будь-яка виробнича діяльність вимагає також організації постійного обліку праці, матеріалів, коштів і відповідної регулярної звітності,

визначення основних показників результатів виробничої діяльності енергосистеми й окремих її елементів і техніко-економічного аналізу цих показників.

При проектуванні електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження S ; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проектується, та їх аналіз.

В даному розділі вирішуються питання третьої групи, зокрема визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проектується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів.

4.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕЦ

Повні витрати на спорудження ТЕЦ 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.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл.1. В практиці будівництва ТЕЦ всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕЦ починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво ТЕЦ і складання КВФР виконуємо в табличній формі в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд.2	В тому числі по видах						Загальна вартість, у.о.
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
			%	у.о.	%	у.о.	%	У.о..	
1	Підготовка території для будівництва	3,5%	50%	735	2%	29,4	48%	705,6	1470
2	Об'єкти основного виробничого призначення	2800	58%	24360	41%	17220	1%	420	42000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	2%	80%	672	20%	168			840
4	Об'єкти енергетичного господарства	2,2%	85%	785,4	15%	138,6			924
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5%	95%	1995	5%	105			2100
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	5,8%	80%	1948,8	20%	487,2			2436
7	Упорядкування території	1%	100%	420					420
8	Тимчасові будівлі та споруди	9%	80%	3024	10%	378	10%	378	3780
9	Інші роботи та затрати	8%					100%	3360	3360
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,4%					100%	168	168
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,15%					100%	63	63
12	Проектні і дослідні роботи	8%					100%	3360	3360
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	-							
	Всього по розділах 1-13			33940,2		18526,2		8454,6	60921
	З урахуванням поворотних сум			32243,19		18526,2		8454,6	59223,99

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.} \quad (4.1)$$

$$k_{num} = 59223990 / 15000 = 3948,266 \text{ у.о./кВт}$$

4.3 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 у відповідності до наступних економічних складових:

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

4.3.1 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. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

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 берем з таблиці 4.1. 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.

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

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma обл} - K_{тр(обл)}; \quad (4.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр}; \quad (4.3)$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma ини} - K_{тр(БМР)}. \quad (4.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 4.2. – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, у.о.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, у.о.
$\Phi 1$	18148914	7%	1270423,98
$\Phi 2$	2100000	28%	588000
$\Phi 3$	38975076	20%	7795015,2
Разом	59223990		9653439,18

$$S_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i, \quad (4.5)$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1270423,98 \cdot 7\% + 588000 \cdot 28\% + 7795015,2 \cdot 20\% = 9653439,18 \text{ у.о.}$$

Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (4.6)$$

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

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

$k_{ум}$ для ТЕЦ з блоками 2,5 дорівнює 2.

$$P = 2,5 \cdot 2 \cdot 6 = 30 \text{ чоловік.}$$

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	81%
ІТР	15%
Службовці	3,5%
МОП	0,5%

Підраховавши, отримаємо:

Робітники	24 чол.
ІТР	4 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot \Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i + S_{сер.моп} n_{моп}) + 1,8 \cdot \Sigma(S_{сер\ ітр} \cdot n_{ітр} + S_{сер.служ} n_{служ})) K_K K_B, \quad (4.7)$$

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

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

K_K – коефіцієнт, що враховує використання персоналу ЕС для виконання кап. ремонтів. $K_K=0,7$;

K_B - коефіцієнт, що враховує відрахування з фонду з.п. на соціальні потреби. $K_B=1,375$.

Таблиця 4.3. – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, у.о./місяць	Нарахована зарплата
Робітники	1700	489600
ІТР	1900	91200
Службовці	1800	21600
МОП	1200	14400
Разом за рік		616800

Річний фонд зар.плати:

$$S_{zn} = (1,57 \cdot (489600 + 14400) + 1,8 \cdot (91200 + 21600)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 957033 \text{ у.о.}$$

Розрахунок вартості палива

Затрати на паливо визначаються за формулою:

$$S_{п} = \frac{(C_m + C_{mp}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{втр})}{e_n},$$

де C_m – ціна палива;

C_{mp} – витрати на транспортування;

B_p – річні витрати умовного палива [10, табл. 4-1, ст.72];

$\alpha_{пот} = 0,015$ – втрати твердого палива на шляху до електростанції (для мазуту – 1);

e_n – калорійний коефіцієнт [25, табл. 5-2, ст.116], який дорівнює $Q/29330$ (Q – тепла здатність палива [25, табл. 5-2, ст.116]).

Річні втрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні – по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$B_p = B_{xx} \cdot \tau_p + \beta \cdot W_{вир} + b_{кот} \cdot Q_{відб},$$

де B_{xx} – годинні витрати умовного палива на холостий хід;

τ_p - число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$);

$\tau_{\text{простою}}$ - тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год. [25, табл. 4-3, ст.73]

$Q_{\text{відб}}$ – відбір пари на х.х.

Знайдемо ціну на паливо для однотипних блоків:

Блоки бхП – 2,5 – 35/5, паливо: вугілля:

Загальна ціна палива: 300 (у.о./т).

Калорійний коефіцієнт: $e_n = \frac{34120}{29330} = 1,163$.

Річні витрати умовного палива: $B_p = 0,18 \cdot \tau_p + 0,375 \cdot W + 0,003 \cdot Q_{\text{відб}}$,

де $Q_{\text{відб}} = 21$ ГДж/год

Вважаємо, що на 3 блоках буде проводитися капітальний ремонт ($\tau_{\text{прост}} = 4$ доби) та на 3 блоках поточний ремонт ($\tau_{\text{прост}} = 2$ діб)

$$\bar{\tau}_p = 6 \cdot 8760 - 3 \cdot (3 \cdot 24 + 1 \cdot 24) - 3 \cdot 2 \cdot 24 = 52128 \text{ (год)};$$

$$W_{2,5} = 66180,48 \text{ (МВт год/рік)};$$

$$B_p^{2,5} = 0,18 \cdot 16536 + 0,375 \cdot 66180,48 + 0,003 \cdot 21 = 34200,783 \text{ (т.у.п.)};$$

Знайдемо кількість тепла для теплофікаційного відбору:

$$Q_T = \tau_p \cdot (\alpha \cdot (t_2 - t_1) \cdot M_b + \gamma \cdot M_b + \alpha \cdot (t_3 - t_2) \cdot M_b) , \text{ де}$$

$$M_b = 8 \text{ Т/год};$$

α - теплотворність води (4,2 МДж/кг*С⁰);

γ - теплота пароутворення (2,26 МДж/кг);

$$Q_T = 52128 \cdot (4,2 \cdot (100 - 25) \cdot 8 + 2,26 \cdot 8 + 4,2 \cdot (240 - 100) \cdot 8) = 377515146,2 \text{ ГДж/ рік}$$

Відповідно витрати палива на пароутворення для теплофікаційного відбору

$$B_T = \frac{Q_T}{Q_{\text{II}}} = \frac{377515146,2}{34120} = 11064,336 \text{ (т.у.п.)};$$

Витрати палива для виробництва електроенергії складатимуть

$$B_e = B_p - B_T = 34200,783 - 11064,336 = 23136,447 \text{ (т.у.п.)};$$

Знайдемо ваговий коефіцієнт витрат для електричної складової:

$$K_e = \frac{B_e}{B_p} = \frac{23136,447}{34200,783} = 0,6765;$$

Затрати на паливо складатимуть:

$$S_i = \frac{800 \cdot 1,015 \cdot 23136,447}{1,163} = 16153736 \text{ у.о.};$$

Розрахунок затрат на інші витрати

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

$$S_{in} = (S_a + S_{zn}) \cdot P_p, \quad (4.8)$$

де $P_p = 50\%$.

$$S_{in} = (9653439,18 + 957033) \cdot 50\% = 483343,22 \text{ у.о.}$$

4.3 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{zn} + S_n + S_{in} \quad (4.9)$$

$$S = 9653439,18 + 957033 + 16153736 + 483343,22 = 27247551,4 \text{ у.о.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відн}, \quad (4.10)$$

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

$$C = 27247551,4 \cdot 10^2 / 62209,65 \cdot 10^3 = 43,8 \text{ у.о.} \cdot 10^{-2} / \text{кВт} \cdot \text{год.}$$

Таблиця 4.4. – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	у.о.*10 ⁻² /кВт·год
Амортизація	9653439,18	35,43%	15,52
Зарплата	957033	3,51%	1,54
Паливо	16153736	59,28%	25,96
Інші	483343,22	1,78%	0,78
Разом	27247551,4	100%	43,8

4.4 Аналіз отриманих результатів

Таблиця 4.5. Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	15	МВт
Склад обладнання	6хП-2,5-35/5	
Річний виробіток електроенергії	66180,48	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	2	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	9653439,18	у.о..
Питомі капітальні вкладення	3948,266	у.о./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	43,8	у.о.*10 ⁻² /кВт·год

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Для забезпечення власної безпеки, збереження здоров'я та працездатності, кожен працівник повинен знати про шкідливі фактори та небезпеки, що характерні для його робочого місця, їх вплив на організм, а також знати і вміти використовувати засоби та заходи по усуненню чи зменшенню дії цих шкідливих факторів на роботу оперативного персоналу ремонтно-механічного цеху

На ТЕС, що проектується, встановленою потужністю 15 МВт, для збільшення об'єкта в цілому та безпечної його експлуатації, розглянуті шкідливі та небезпечні фактори умов праці. В цьому розділі розглянуті питання ОП, пожежної безпеки, санітарної гігієни, та інші. Розглянуто технічні заходи, що створюють безпечні умови виконання робіт.

В цьому розділі вирішуються також загальні питання:

- санітарно – гігієнічного комплексу на ТЕС (метрологічні умови, чистота повітря робочої зони);
- створення безпечних умов праці;
- електробезпеки, пожежної безпеки.

Розглянемо потенційно небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які діють на ремонтний персонал біля ділянки зварювання.

На ремонтний персонал біля ділянки зварювання діють наступні шкідливі і небезпечні виробничі фактори:

Фізичні;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;

Хімічні:

- загально токсичні речовини(сірководень, оксид вуглецю);
- фіброгенні(пил вуглецю, діоксид кремнію).

Психофізіологічні

- фізичні перенавантаження (динамічні);
- нервово психічні перенавантаження (монотонність праці);

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта зварювання

На території цеху рівень напруги складає 0,4кВ – переносні світильники, електроінструменти, освітлення;

Згідно [14] повинні виконуватись наступні правила електробезпеки:

- при улаштуванні електричних кіл необхідно передбачити можливість відключення всіх електроустановок в межах окремих об'єктів і ділянок работ;
- роботи, пов'язані з під'єднанням (від'єднанням) дротів, повинні виконуватись електромеханічним персоналом, який має відповідну кваліфікаційну групу по електробезпеці;
- металеві частини машин та електрообладнання повинні мати заземлення (занул.) згідно [14];
- заземлюючий пристрій повинен бути виконаний згідно норм на опір не більше 10 Ом. При питомому опорі ґрунту більш 500 Ом, допускається збільшувати опір заземлюючого пристрою в залежності від площі;
- при зберіганні, перевірці, видачі для роботи і експлуатації приладів і знарядь повинні виконуватись правила техніки безпеки при експлуатації електроустановок;
- струмоведучі частини повинні бути ізольовані, огорожені чи розміщені в містах недоступних дотику людини;
- під час всього періоду експлуатації електроустановок на території ТЕС повинні застосовуватись знаки безпеки згідно [14] по забезпеченню безпеки роботи при експлуатації пристроїв релейного захисту та автоматики;

- пристрої РЗА повинні бути постійно ввімкнені, крім пристроїв, які повинні виводитися з роботи згідно їх призначення і принципу дії, режимом роботи енергосистеми і умовами селективності;

- пристрої аварійної та попереджувальної сигналізації повинні бути завжди готові до дії;

- в експлуатації повинна бути забезпечена нормальна робота апаратури релейного захисту, електротравм та аварійних кіл;

- всі випадки спрацювання ,а також відмови спрацювання пристроїв РЗА, а також дефекти, що виявляються в процесі експлуатації, повинні ретельно аналізуватись і враховуватись у встановленому порядку службами РЗА. Дефекти, що виявляються, повинні бути усунені;

- силове обладнання і ЛЕП можуть знаходитися під напругою тільки з ввімкненим релейним захистом від всіх видів пошкоджень;

- при наявності швидкодіючих релейних захистів і пристроїв резервування у випадку відмови вимикачів, усі операції по ввімкненню ліній, шин та обладнання після ремонтів або знаходження без напруги , а також операції по перемикачню роз'єднувачами чи повітряними вимикачами повинні здійснюватись при введених в дію цих захистів. Якщо їх неможливо ввести в дію, необхідно виконати тимчасовий захист ,хоча б неселективний, але з таким самим часом дії, чи ввести прискорення на резервних захистах;

- опір ізоляції електрично зв'язаних вторинних кіл відносно землі;

- при ввімкненні після монтажу та при першому профілактичному відновленні ізоляції, відносно землі електрично зв'язаних кіл РЗА і всіх інших вторинних кіл електрично не зв'язаними колами, що знаходяться в межах однієї панелі, за виключенням кіл та елементів, розрахованих на роботу напругою 60В та нижче, повинна випробуватись напругою 1000В змінного струму протягом 1хв.;

- на щитах управління ТЕС перемикаючі пристрої в колах РЗА повинні розташовуватись наглядно, а виконання однотипних операцій з ними виконуються однаково.

Проведення випробувань обладнання. Вимірювання

Вимірювання мегомметром дозволяється виконувати навченим цьому електротехнічним працівникам.

В установках напругою до 1000 В вимірювання виконують за розпорядженням дві особи, одна з яких повинна мати групу III.

Вимірювання опору ізоляції мегомметром здійснюється на відключених струмопровідних частинах, з яких знято заряд шляхом їх попереднього заземлення.

Заземлення зі струмопровідних частин слід знімати тільки після підключення мегомметра.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

За вимогами [15] об'єм виробничих приміщень ТЕС на одного працівника повинен складати не менш 15м^3 і площа $4,5\text{м}^2$.

Ділянка розташування турбін і водопідігрівачів повинна розташовуватися з врахуванням відводу надлишку тепла природною та приточно-витяжною вентиляцією.

Для чергового персоналу на БЩУ повинні передбачатися приміщення з шумопонижуючими та звукопонижуючими стінами. Для відпочинку персоналу повинні бути обладнані приміщення на відстані не більше 30м з природним світлом при коефіцієнті природної освітленості не менш 50%, обладнані вмивальниками, фонтанчиками з питною водою.

У віконних проїмах повинні бути передбачені створи площею не менш 20% загальної площі світлових проїм.

Стеля та стіни фарбуються вапняним розчином.

В зв'язку з можливою наявністю вугільного пилу прибирання повинно проводитись з використанням промислових пилососів.

Підлоги на постійних робочих місцях повинні бути покриті мало теплопровідним матеріалом із коефіцієнтом теплосасвоєння менше 6 ккал/м² год.

Біля турбін повинні бути обладнанні проходи не менше 0,5м.

Сходи, драбини, переходи повинні мати поруччя висотою 1,2м.

До заходів щодо обмеження несприятливого впливу шуму і вібрації повинні бути включені заходи відповідно до [18] і [19]. Особи, на яких впливає в процесі трудової діяльності вплив шуму, підлягають при попереднім прийомі на роботу і періодичним медичним оглядам.

5.2.1 Мікроклімат

Також в приміщеннях повинні дотримуватись нормам метеорологічних умов (температура всередині приміщення, вологість та швидкість руху повітря). Нормативи на ці показники приведені в [15].

Нормування параметрів мікроклімату

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні " Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень" 1986 р; [15] встановлюють: 1. оптимальні і допустимі температури;

2. відносну вологість;

3. швидкість руху повітря у визначених діапазонах в залежності від періоду року і категорії робіт і допустиме опромінення.

Нормування параметрів мікроклімату в робочій зоні на підстанції приведені в таблиці 5.1

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату в робочій зоні

Період року	Категорія робіт	Допустима температура, °С, на робочих місцях	Відносна вологість	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	Пб	15 – 21	75	Не більше 0.4
Теплий	Пб	16 – 27	70 при 25°С	0.2 – 0.5

Передбачаються наступні заходи щодо зниження запиленості:

- забезпечення виробничих ділянок достатньою вентиляцією і переміщення сипучих та пиляних матеріалів в закритих транспортерах;
- герметизація виробничого обладнання.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднювачами повітря в ремонтно-механічному цеху є вугільний пил, а також хімічно небезпечні речовини. З них можна виділити такі як: сірководень, оксид вуглецю, бензол та свинець. Тому для цього передбачаються наступні заходи щодо зниження запиленості:

- забезпечення виробничих ділянок достатньою вентиляцією;
- переміщення сипучих та пиляних матеріалів в закритих транспортерах, матеріалів;
- герметизація виробничого обладнання (дробилки та ін.).

Санітарними нормами встановлені гранично допустимі концентрації пилу в повітрі виробничих приміщень.

Таблиця 5.2 – ГДК шкідливих речовин

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглець	3	1	4
Сірководень	0,008	0,008	2
Оксид вуглецю	3	1	4
Диоксид кремнію	2	2	4

Ефективним заходом нормалізації повітря у виробничому приміщенні є вентиляція. За видами приміщення повітря вона поділяється на природну та штучну. У приміщенні що проектується можна застосувати штучну вентиляцію.

5.2.3 Виробниче освітлення

Особлива увага приділяється освітленню виробничих приміщень.

Характеристики освітлення приймаємо згідно [16]. При експлуатації освітлювальної мережі необхідно проводити чистку світильників не рідше 2-х разів на місяць в звичайних приміщеннях і не рідше 4-х разів на місяць в приміщеннях із значними виділеннями диму, копті.

Важливою умовою продуктивності праці є освітленість приміщень і робочих місць. В місцях, де завжди знаходяться люди, застосовують лампи люмінесцентного типу ЛБ. Щоб зменшити в них пульсацію світлового потоку, сусідні світильники включають на різні фази мережі. Освітлення ремонтно-механічного цеха виконується прожекторами, встановленими на площадках окремо стоячих блискавковідводів. Освітленість робочих місць при застосуванні ламп розжарювання в ремонтно-механічному цеху повинна бути не менше - 10лк. Черговий персонал постійно має бути забезпечений додатковими акумуляторними ліхтарями.

При штучному загальному освітленні нормоване значення освітленості - по [16] - 200 лк.

Кількісні та якісні параметри освітлення приміщення та робочих місць забезпечуються природним боковим освітленням та системою штучного освітлення. Нормовані значення коефіцієнта природного освітлення (КПО) та штучного освітлення наведені в табл. 5.3

Таблиця 5.3 – Нормовані значення коефіцієнта природного освітлення (КПО) та штучного освітлення.

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фона	Штучне освітлення лк		Природне освітлення КПО
						Комбінована	Загальне	
Високої Точності	0.3...0.5	III	в	Серед Ній	Серед-ній	750	200	2

5.2.4 Виробничий шум

До заходів щодо обмеження несприятливого впливу шуму і вібрації повинні бути включені заходи відповідно до [18] і [19]. Особи, на яких впливає в процесі трудової діяльності вплив шуму, підлягають при попереднім прийомі на роботу і періодичним медичним оглядам.

Згідно [18] встановлені такі норми показників шуму для виробничих приміщень ТЕС:

Для постійного робочого місця

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні шуму встановлені санітарними нормами

Рівень звукового тиску, дБ в активних полосах з середньо геометричною частотою Гц							
36	125	250	500	1000	2000	4000	8000
99	92	86	83	80	78	76	74

Для непостійних робочих місць еквівалентний рівень звука за шкалою А не повинен перевищувати 85 дБ

Для ремонтного персоналу, що працює в безпосередній близькості до працюючого устаткування, потрібно застосовувати шумопоглинаючі навушники. Також зменшення шуму рішається за допомогою архітектурних споруджень: стін, перегородок. Корпуси турбін оснащені шумопоглинаючими кожухами.

5.2.5 Виробнича вібрація

Вібробезпека на ділянці забезпечується дотриманням правил і умов експлуатації устаткування, підтриманням технічного стану машин, параметрів технологічних процесів, своєчасним проведенням планово-попереджувальних ремонтів.

Таблиця 5.5 – Допустимі рівні вібрації

Загальна вібрація	Октавні полоси з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	1.3	0.45	0.22	0.2	0.2	0.2	-	-	-	-
	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-

Також застосовуються пружини, пружні підвіски, ізоляція фундаменту, вібродемпфування. Застосовуються засоби індивідуального віброзахисту, які подаються на ЗІЗ для рук, ніг і тіла оператора.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована ТЕЦ, встановлена потужність якої 15 МВт. Спроектована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району. Крім того, ця станція має запас резервної потужності.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Для спроектованої ТЕЦ було обрано.

Основне електротехнічне обладнання, що було обрано для спроектованої станції:

1 Шість турбогенераторів типу Т-2,5-2 номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 2,5$ МВт.

2 Трансформатори зв'язку приєднані до РП ВН 35 кВ: ТЗ1, типу ТМН-6300/35.

3. Система власних потреб, яка забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється через реактори на генераторній напрузі 6,3 кВ - РБ-6-400-0,14

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 35 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на напрузі 6,3 кВ. Розподільчий пристрій 35 кВ – відкритий (ВРП), а 6,3 кВ – генераторний (ГРП). Для ВРП 35 кВ на основі техніко-економічного порівняння 2-х схем ВРП була вибрана схема чотирикутник, від ВРП 35 кВ відходять дві повітряні лінії електропередач (ПЛЕП). Від ГРП 10 кВ відходить чотири ЛЕП 6,3 кВ.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ.

Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників і загороджувачів, реакторів.

Виконаний розрахунок захисного заземлення, установки постійного струму і блискавкозахисту.

В розділі охорони праці безпеки в надзвичайних ситуаціях було проведено аналіз шкідливих виробничих факторів і розроблено засоби покращення умов праці.

В економічній частині магістерської кваліфікаційної роботи проведено розрахунки основних техніко-економічних показників електричної станції.

На основі виконаного аналізу обґрунтована необхідність розроблення стратегії та дорожньої карти з впровадження міжнародних та європейських стандартів в галузі Smart Grid на державному рівні, яка має передбачати комплексний підхід під час прийняття нових, актуалізації або скасування вже існуючих стандартів, необхідних для повного впровадження усіх елементів концепції Smart Grid. Визначено перелік основних стандартів в галузі Smart Grid, впровадження яких є першочерговим, та наведено перелік актуальних напрямків і функціональних системи, що необхідні для реалізації складових концепції Smart Grid і потребують детального аналізу для встановлення рівнів пріоритету під час впровадження в Україні кожного з стандартів в рамках цієї концепції з урахуванням взаємних зв'язків стандартів між собою, а також ролі, яку вони відіграють для розвитку електроенергетичної галузі України

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Стогній Б.С. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк, В.О. Негодуйко, П.Л. Пертко, І.В. Блінов – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011 – 275 с.
2. Никиторович О. В. Мала гідроенергетика в Україні. Перспективи і проблеми розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – С. 40-41.
3. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка, 2010, № 6. – С. 44-50.
4. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
5. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
1. 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.
8. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
9. 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.
10. Лесько В. О., Кравчук С.В., Сікорська О.В. Електричні апарати: Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 145 с.
11. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.

12. Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник / Львів: 2-е видання. Вид-во нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2013. 608 с.
13. Лежнюк П.Д. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: Монографія / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.Б. Бурикін. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.– 123с.
14. Кобилянський О.В. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу «Охорона праці в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей» / О.В. Кобилянський, О.М. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2003. – 46 с.
15. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: ДСН 3.3.6.042-99. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ: МОЗ України, 1999. – 21 с. – (Постанова, Норми, МОЗ України).
16. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.: ГКД 34.20.507. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2003. – VI, 48 с. – (Галузевий керівний документ Міністерства палива та енергетики України).
17. Попов О.Я. Визначення основних техніко-економічних показників роботи електричної станції / О.Я. Попов, Л.О. Попова. – Вінниця: ВДТУ, 2001. – 186 с.
18. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт з турбінами типу П-2,5-35/5 з дослідженням впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Симонішен Р. В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Адлер О.О.
(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.

_____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт з турбінами типу П-2,5-35/5 з дослідженням впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні

08-21.МКР.013.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Адлер О.О.

Магістр групи ЕС-22м

_____ Симонішен Р. В.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень полягає в зростанні темпів розвитку економіки України та катастрофічний стан обладнання теплових електростанцій створюють проблему забезпечення споживачів електричною енергією, вирішення якої можливе тільки завдяки проектуванню та спорудженню нових електричних станцій

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проектування та спорудження передбачається спорудження ТЕЦ у східних районах України, де високо розвинута промисловість, велика кількість зношених теплових електростанцій та є запаси палива;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

3. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс].

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження атомної електричної станції у західному регіоні України.

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

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

– показники технологічності: проектування ТЕЦ, 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

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування ТЕЦ	24.09.23	29.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Дослідження та впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні	11.10.23	28.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада червня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проєкт електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 15 МВт з турбінами типу П-2,5-35/5 з дослідженням впровадження базових міжнародних стандартів SMART GRID В Україні з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. 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, 2021 р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА