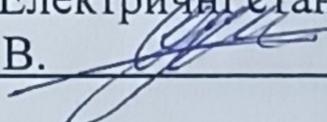


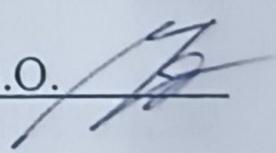
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

«Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1000 МВт з аналізом робочих режимів турбогенератора ТВФ-120-2У3»

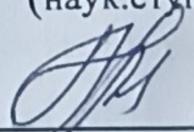
Виконала: студентка 2-го курсу, групи ЕС-24м
Спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма «Електричні станції»

Матвійчук О. В. 

Керівник д.т.н., професор Комар В.О. 

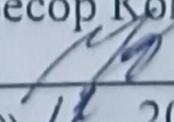
«09» 12 2025 р.

Рецензент К.т.н., доц., доц. каф. ЕССЕМ
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

 Бабенко О.В.

«10» 12 2025 р.

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


«11» 11 2025р.

Вінниця ВНТУ– 2025 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.

«24» 09 2025р.

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Матвійчуку Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1000 МВт з аналізом робочих режимів турбогенератора ТВФ-120-2У3

Керівник роботи Комар Вячеслав Олександрович, д.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджений наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025 року № 313

2. Термін подання студентом роботи «09» грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Вид промисловості району – чорна металургія; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 150 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 600 МВт; номінальна напруга системи 150 кВ; номінальна потужність системи 11200 МВА; відстань до місця приєднання до енергосистеми 220 км.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проекту.

2. Електротехнічна частина. 3. Режими роботи генераторів. 4. АСК ТП станції.

5. Розрахунок техніко-економічних показників КЕС. Висновки. Список використаної літератури.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Схема електричних з'єднань головна. 2. План та поперечний розріз ВРУ-150 кВ.

4. Спеціальна частина. 5. Автоматизована система керування технологічним процесом КЕС. 6. Техніко-економічні показники станції

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Комар В.О., д.т.н., професор	«08» 09 2025	«09» 11 2025
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	«__» __ 2025	«__» __ 2025

7. Дата видачі завдання «05» вересня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	01.09.2025	05.09.2025	Виконано
2	Постановка задачі та шляхи її розв'язання	07.09.2025	12.09.2025	Виконано
3	Електротехнічна частина	13.09.2025	05.10.2025	Виконано
4	АСК ТП станції	06.10.2025	13.10.2025	Виконано
5	Техніко-економічна частина	14.10.2025	20.10.2025	Виконано
6	Оформлення пояснювальної записки	21.10.2025	27.10.2025	Виконано
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	28.10.2025	09.11.2025	Виконано
8	Оформлення пояснювальної записки	10.11.2025	23.11.2025	Виконано
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	24.11.2025	30.11.2025	Виконано
10	Опонування МКР	01.12.2025	09.12.2025	Виконано

Студент

(підпис)

Матвійчук О.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Комар В.О.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

УДК 621.314

Матвійчук Олександр В'ячеславович «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1000 МВт з аналізом робочих режимів турбогенератора ТВФ-120-2У3». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Вінниця : ВНТУ. – 2025. – 82 с. Бібліогр.: 25. Іл.: 17. Табл.: 36.

У роботі розглянуто особливості побудови конденсаційних електричних станцій та виконано проєкт електричної частини станції встановленою потужністю 1000 МВт. Особливу увагу приділено питанню аналізу навантажувальних властивостей турбогенераторів. Виконано розрахунок оптимальних режимів роботи блоків проєктованої електричної станції. Розраховані техніко-економічні показники конденсаційної станції та виконано їх аналіз.

Ключові слова: теплові електростанції, синхронні генератори, автоматизовані системи керування технологічним процесом.

ABSTRACT

Matviychuk Oleksandr “Electrical part of a condensing power station with a capacity of 1000 MW with analysis of operating modes of the TBΦ-120-2Y3 turbogenerator”. Master’s qualification work in specialty 141 “Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics”. Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 82 p. Bibliography: 25. Fig.: 17. Table: 36.

The work considers the features of the construction of condensing power stations and a design of the electrical part of the station with an installed capacity of 1000 MW is made. Special attention is paid to the issue of analyzing the loading properties of turbogenerators. The calculation of the optimal operating modes of the units of the designed power station is performed. The technical and economic indicators of the condensing station are calculated and their analysis is performed.

Keywords: thermal power plants, synchronous generators, automated process control systems.

Зміст

Вступ.....	5
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту	7
2 Електротехнічна частина	8
2.1.Графіки електричних навантажень станції.....	8
2.4 Вибір електричних схем станції.....	18
2.5 Вибір схеми власних потреб.....	23
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання	24
2.9 Вибір струмоведучих частин	30
2.12 Вибір акумуляторних батарей.....	42
Вибираємо ЗП типу ТППС-800.....	45
2.13 Розрахунок грозозахисту ВРУ-150 кВ	45
3 Режими роботи генераторів.....	50
4 АСК ТП електричної станції	64
4.1 Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому	64
4.2 Визначення оптимального розподілу навантаження між блоками з врахуванням витрат на власні потреби	66
5 Розрахунок техніко-економічних показників КЕС	69
Висновки.....	79
Список використаної літератури	80
Додаток А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ	83
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР	84
ДОДАТОК В Графічна частина	88

Вступ

Сучасний стан енергетичної системи України характеризується суттєвими змінами, зумовленими руйнуванням значної частини генеруючих потужностей унаслідок воєнної агресії, інтеграцією до європейської мережі ENTSO-E, а також трансформацією структури виробництва електроенергії. Попри зростання ролі атомної генерації, яка після стабілізації роботи АЕС забезпечує понад 50% виробництва електроенергії, залишаються критичними проблеми дефіциту маневрових та пікових потужностей, а також недостатності базових потужностей для покриття тривалих періодів високого навантаження. У довоєнні роки основу теплової генерації становили 14 великих конденсаційних електростанцій (КЕС), що забезпечували гнучкість та балансування Об'єднаної енергетичної системи. Унаслідок масованих ракетних ударів 2022–2024 років значна частина КЕС була пошкоджена або знищена, що спричинило зменшення встановленої потужності теплової генерації, зростання аварійності та обмеження можливостей системи покривати пікові навантаження. Водночас можливості атомної генерації залишаються технологічно обмеженими щодо маневрування, а відновлювані джерела енергії (ВДЕ) потребують резервування та потужних інфраструктурних об'єктів для забезпечення системної стабільності.

За оцінками Міненерго, добовий розмах навантаження ОЕС України сягає 6–7 ГВт. За відсутності достатньої кількості маневрових та базових потужностей цей режим покривається екстремим імпортом з ENTSO-E, аварійною допомогою або ж вимушеним обмеженням споживання. Наявні енергоблоки теплових станцій мають значний ступінь фізичного зносу: понад 70% обладнання перевищило свій розрахунковий ресурс, а знищення частини генеруючих потужностей лише загострило проблему.

У цих умовах зростає актуальність будівництва нових конденсаційних електростанцій, які здатні забезпечити стабільну базову генерацію, зменшити

залежність від імпорту електроенергії та створити основу для післявоєнної трансформації енергетики. Сучасні КЕС на основі газових, вугільних або комбінованих циклів можуть забезпечувати високий ККД, низькі питомі витрати палива, відповідність вимогам екологічних стандартів ЄС та високу надійність роботи.

В умовах майбутньої реконструкції енергетичної інфраструктури України нові конденсаційні електростанції стають стратегічно важливим елементом, здатним забезпечити баланс виробництва та споживання, стабілізувати ОЕС та підвищити енергетичну безпеку держави.

Мета роботи: є проектування конденсаційної станції з дослідженням навантажувальної здатності турбогенераторів.

Об'єкт дослідження: конденсаційні електростанції.

Предмет дослідження: процеси, що відбуваються у турбогенераторах під час їх завантаження.

1 Техніко-економічне обґрунтування проекту

На сьогодні українська теплова генерація потребує глибокої модернізації та оптимізації у зв'язку з низкою факторів:

1. *Фізичне зношення обладнання.* Понад 70% блоків ТЕС відпрацювали свій проєктний ресурс, а значна частина з них зазнала руйнувань унаслідок ракетних атак 2022–2024 років. Значна частина енергоблоків виведена з ладу або потребує капітальної реконструкції.
2. *Зміна структури генерації.* Частка АЕС зросла, але вони забезпечують базове навантаження і не можуть виконувати функції високоманеврових джерел. Частка ВДЕ зростає, що потребує додаткових резервних та балансуєчих потужностей.
3. *Євроінтеграція та екологічні стандарти.* У ході інтеграції до енергоринку ЄС українські ТЕС мають відповідати вимогам Директив ЄС щодо обмеження викидів. Більшість існуючих енергоблоків не відповідає цим вимогам.
4. *Необхідність підвищення гнучкості ОЕС.* Система повинна реагувати на добові коливання навантаження, коливання виробітку ВДЕ та вимоги ENTSO-E до якості регулювання.
5. *Енергетична безпека.* Державі необхідно відновити здатність виробляти електроенергію незалежно від зовнішніх ризиків, забезпечивши стійкість енергосистеми до атак і дефіциту палива.

У зв'язку з цим актуальним завданням стає розроблення та будівництво нових енергетичних об'єктів – зокрема, сучасних конденсаційних електростанцій (КЕС).

Отже, реалізація проєкту сучасної КЕС є логічним кроком у напрямку модернізації енергетичної інфраструктури, підвищення енергетичної безпеки країни та досягнення вимог європейських стандартів у післявоєнний період.

2 Електротехнічна частина

2.1.Графіки електричних навантажень станції

Режими роботи електричної станції (ЕС) задаються графіками електричних та теплових навантажень району, який обслуговується. Їх потужність повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат потужності на передачу та витрат на власні потреби станції.

Результати розрахунку графіків електричних навантажень для зимової та літньої доби зведемо в таблицю 2.1.

За даними розрахунку будемо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{р.вид. t}$, $P_{с.вид. t}$, $P_{вир. t}$) і річний графік за тривалістю ($P_{вир.р}$) (таблиця 2.2).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

Години доби, год.		0-8	8-11	11-12	12-17	17-24
Навантаження місцевого району, %	зима	95	100	95	100	95
	літо	90	95	90	95	90
Навантаження місцевого району, МВт	зима	142,5	150	142,5	150	142,5
	літо	135	142,5	135	142,5	135
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	літо	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	8,12	9,0	8,12	9,0	8,12
	літо	7,29	8,12	7,29	8,12	7,29
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	152,12	160,5	152,12	160,5	152,12
	літо	143,79	152,12	143,79	152,12	143,79
Навантаження системи, %	зима	90	95	90	95	90
	літо	85	90	85	90	85
Навантаження системи, МВт	зима	540	570	540	570	540
	літо	510	540	510	540	510
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	12	12	12	12	12
	літо	12	12	12	12	12
Змінні втрати потужності в мережах	зима	68,04	75,81	68,04	75,81	6,04

системи, МВт	літо	60,69	68,04	60,69	68,04	60,69
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	620,04	657,81	620,04	657,81	620,04
	літо	582,69	620,04	582,69	620,04	582,69
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	зима	772,16	818,31	772,16	818,31	772,16
	літо	726,48	772,16	726,48	772,16	726,48
Витрата на власні потреби, МВт	зима	49,45	51,04	49,45	51,04	49,45
	літо	47,88	49,45	47,88	49,45	47,88
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	821,61	869,35	821,61	869,35	821,61
	літо	774,36	821,61	774,36	821,61	774,36

Примітки:

- а) тривалість зими та літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;
- б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{ВП} = 6\%$;
- в) коефіцієнт попиту $K_{п} = 0,85$.

Основні техніко-економічні показники роботи електричної станції:

1). Максимальне навантаження станції:

$$P_{\max} = 869,347 \text{ (МВт)}.$$

2). Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{вир\ i} t_i = 7129618,0 \text{ (МВт·год)}.$$

3). Середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = E_p / T = 813,88 \text{ (МВт)}.$$

4). Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_z = P_{cp} / P_{\max} = 0,9362$$

5). Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_y = P_{cp} / P_{вст} = 0,813$$

6). Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = E_p / P_{\max} = 8201,11 \text{ (год)}.$$

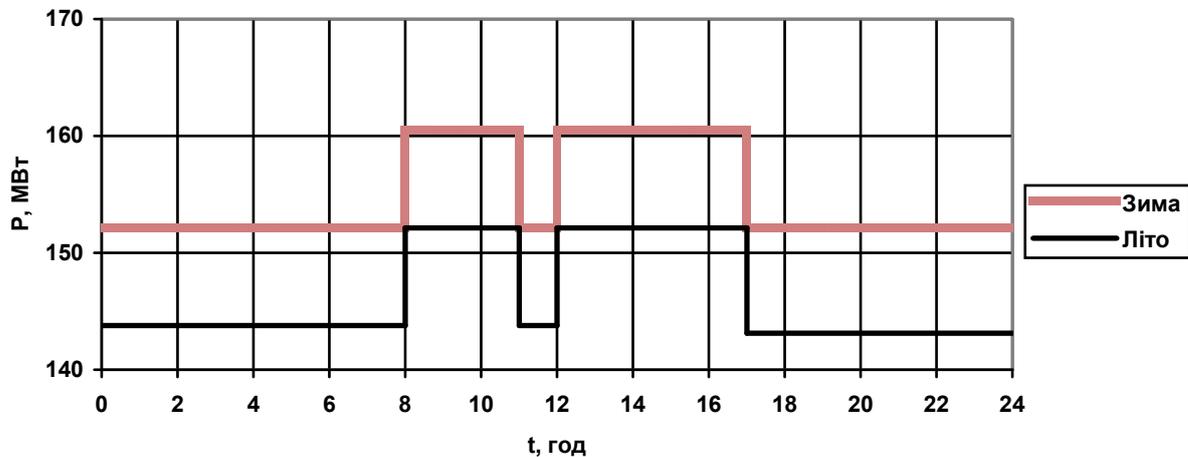
7). Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = E_p / P_{вст} = 7129,61 \text{ (год)}.$$

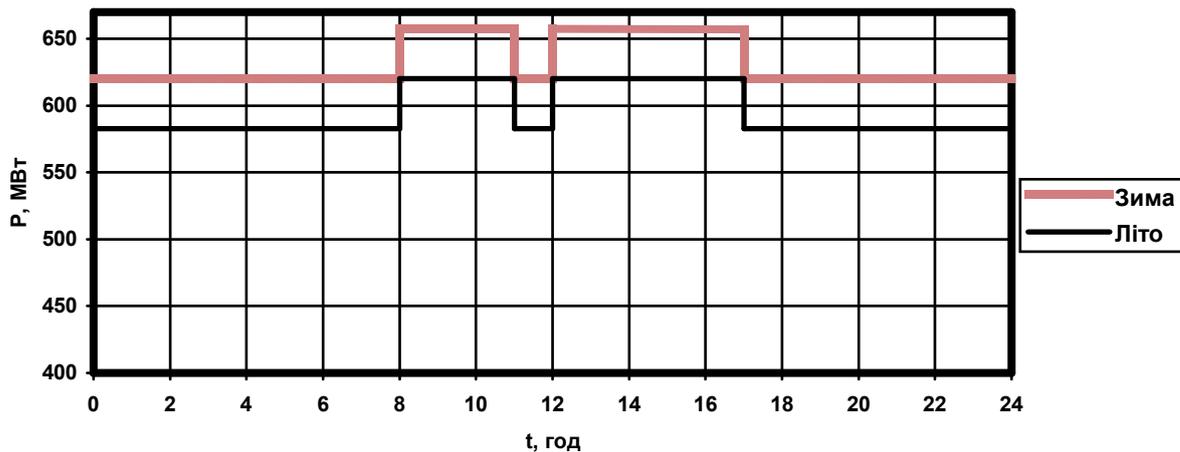
8) Коефіцієнт нерівномірності $K_H=0,8907$

9). Коефіцієнт резерву:

$$K_{рез} = P_{вст} / P_{max} = 1,15$$

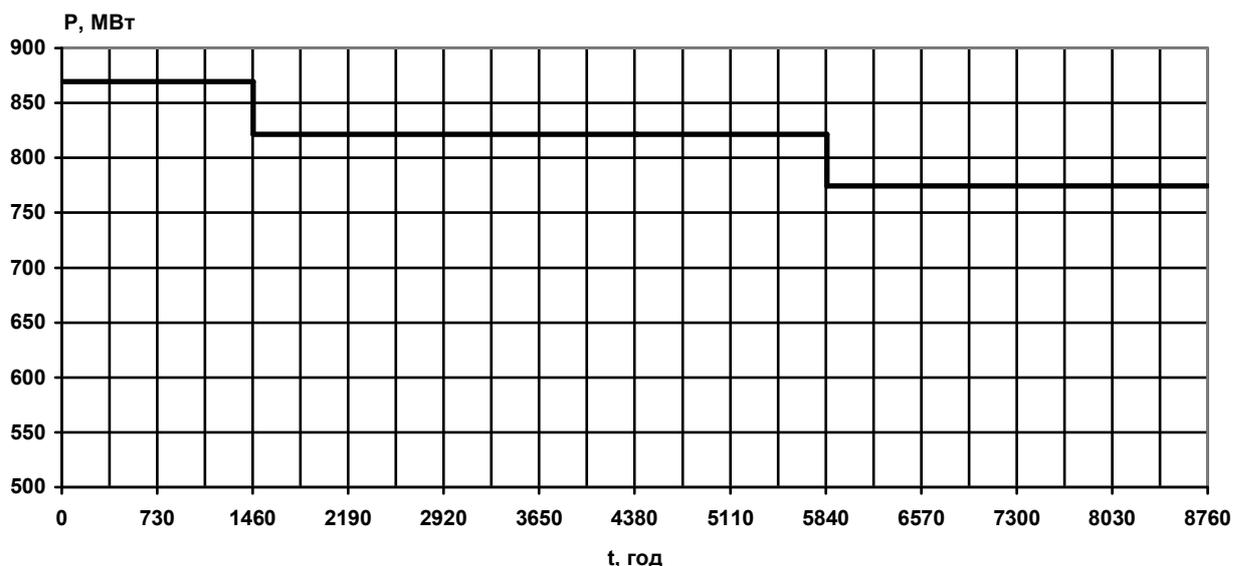


місцевий район



система

а) добові графіки навантаження



б) річний графік за тривалістю навантажень

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики турбогенераторів

Тип електрогенератора	Номінальна частота обертання, об/хв	Ном. потужність		Номінальна напруга, кВ	cos φ	Номінальний струм, кА	x''_d
		Повна, МВА	Активна, МВт				
ТВВ-200-2	3000	235	200	15,75	0,85	8,625	0,191
ТВФ-100-2	3000	117,5	100	10,5	0,85	6,475	0,183

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Температура свіжої пари, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрати свіжої пари при номінальному навантаженні, т/год.
К-100-90	100	90	535	-	363
К-200-130	200	130	565	565	564

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики котельних агрегатів

Марка котлоагрегату за ДЕСТ 3619-69	Продуктивність, т/год.	Електрична потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході, ата	Температура пари ^{°C}		
				первинної	вторинної	
1	2	3	4	5	6	
ПП-640/140 Е-320/140	640 320	200 100	140 140	570 570	570 -	вугілля вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП [2]:

$$n = \frac{P_{\max'}}{P_{\text{гр}}} + 1, \quad (2.1)$$

де $P_{\max'}$ – максимальна потужність, що передається в район або систему з урахуванням втрат, МВт; $P_{\text{гр}}$ – гранична потужність лінії, МВт.

Для РП-150 кВ $P_{\max c} = 657.81$ МВт, довжина ЛЕП 1 = 100 км:

$$n = \frac{657.81}{110} + 1 = 6.98 \text{ приймаємо } 7 \text{ ліній}$$

Для РП-110 кВ $P_{\max p} = 160,5$ МВт, приймаємо довжину ЛЕП 75 км:

$$n = \frac{160.5}{50} + 1 = 4.21 \text{ приймаємо } 5 \text{ ліній.}$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

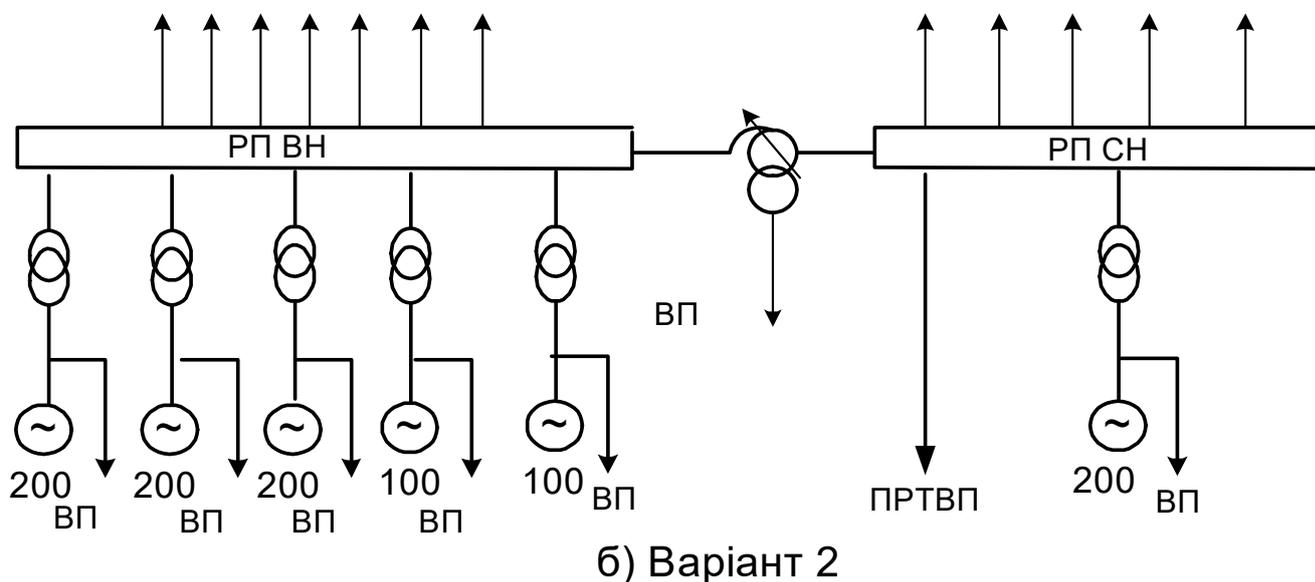
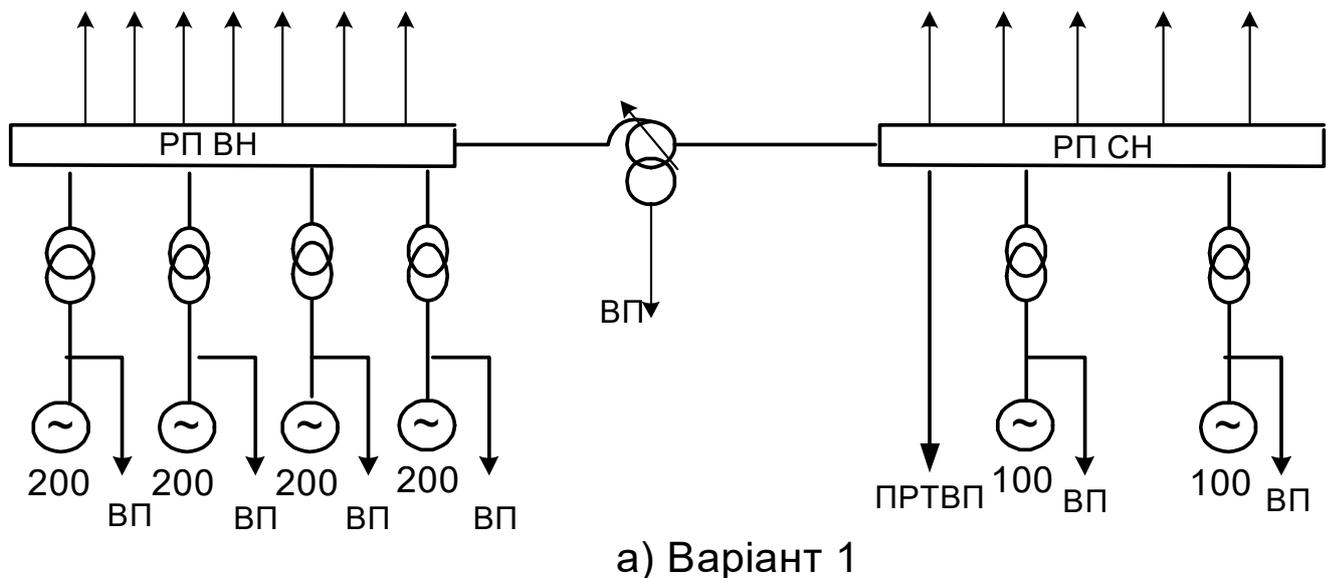


Рисунок 2.2 – Варіант структурної схеми станції

Варіант 1

Для блоків 200 МВт:

$$S_{ном.т} \geq 235 - \frac{7 \cdot 235}{100} = 218.55 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДЦ-250000 на відповідні класи напруг [2].

Для блоків 100 МВт:

$$S_{ном.т} \geq 117.5 - \frac{7 \cdot 117.5}{100} = 109.275 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДЦ-125000 на відповідні класи напруг [2].

Основні характеристики блочних трансформаторів приведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики блочних трансформаторів

Тип	S _{НОМ} , МВА	Напруга обмотки,кВ		P _Х , кВт	P _К , кВт	U _К , %	I _Х , %
		ВН	НН				
ТДЦ-250000/165	250	165	15.75	170	640	11	0.5
ТДЦ-125000/110	125	121	10.5	120	400	10.5	0.55

Варіант 2

Для блоків 200 МВт:

$$S_{НОМ.т} \geq 235 - \frac{7 \cdot 235}{100} = 218.55 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДЦ-250000 на відповідні класи напруг [2].

Для блоків 100 МВт:

$$S_{НОМ.т} \geq 117.5 - \frac{7 \cdot 117.5}{100} = 109.275 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДЦ-125000 на відповідні класи напруг [2].

В другому варіанті потужності трансформаторів залишається тією ж самою, але змінюються напруги ВН та НН

Основні характеристики блочних трансформаторів приведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики блочних трансформаторів

Тип	S _{НОМ} , МВА	Напруга обмотки,кВ		P _Х , кВт	P _К , кВт	U _К , %	I _Х , %
		ВН	НН				
ТДЦ-250000/150	250	165	15.75	170	640	11	0.5
ТДЦ-250000/110	250	121	15.75	200	640	10.5	0.5
ТДЦ-125000/150	125	165	10.5	100	380	11	0.5

Варіант 1.

$$S_{p(\max)} = 2 \cdot (117.5 - 8.225) - \frac{160.5}{0.85} = 29.72 \text{ МВА};$$

$$S_{p(\min)} = 2 \cdot (117.5 - 8.225) - \frac{143.79}{0.85} = 49.38 \text{ МВА};$$

$$S_{p(av)} = 117.5 - 8.225 - \frac{160,5}{0.85} = -79.54 \text{ MVA};$$

$$S'_{ном} \geq \frac{29.72}{1,4} = 21.22 \text{ MVA}; \quad S''_{ном} \geq \frac{49.38}{1,4} = 35.22 \text{ MVA};$$

$$S'''_{ном} \geq \frac{-79.54}{2} = -39.77 \text{ MVA}.$$

Вибираємо один автотрансформатор АТДЦТН-100000/150/110.[2.]

Варіант 2.

$$S_{роб(max)} = 235 - 16.45 - \frac{160,5}{0.85} = 29.7 \text{ MVA};$$

$$S_{роб(min)} = 235 - 16.45 - \frac{143.79}{0.85} = -49.38 \text{ MVA};$$

$$S_{роб(av)} = -\frac{160,5}{0.85} = -188,82 \text{ MVA};$$

$$S'_{ном} = \frac{29.7}{1,4} = 17.47 \text{ MVA}; \quad S''_{ном} = \frac{-49.38}{1,4} = -35.27 \text{ MVA};$$

$$S'''_{ном} = \frac{-188.82}{2} = -94.41 \text{ MVA}.$$

Вибираємо два автотрансформатори АТДЦТН-100000/150/110.[2.] Основні технічні характеристики автотрансформаторів приведені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики автотрансформаторів.

Тип	S _{ном} , МВ А	Напруга обмотки, кВ			P _х , кВт	P _к , кВт ВН- СН	U _к , %			I _к , %	Варіант
		ВН	СН	НН			ВН- СН	СН- НН	ВН- НН		
АТДЦТН- 100000/150/110	100	165	121	10.5	55	285	11	20	32	0.45	1.2

Приведені затрати [2]:

$$З = P_H \cdot K + U, \quad (2.8)$$

де P_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($P_H = 0,12$);

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.

$$U = \frac{\alpha}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_T; \quad (2.9)$$

де α – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$\beta = 96$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, що втрачається в трансформаторах;

ΔW_T – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год/

Таблиця 2.8 – Капітальні затрати для першого варіанту.

Варіант 1	кількість	Ціна одного	Загальна вартість
ТДЦ-125000/110	2	954	1908
ТДЦ-250000/150	4	1515.8	6063.2
АТДЦТН-100000/150/110	1	662.5	662,5
Всього:			8633.7

Таблиця 2.9 – Капітальні затрати для другого варіанту.

Варіант 1	кількість	Ціна одного	Загальна вартість
ТДЦ-125000/150	2	1150.1	2300.2
ТДЦ-250000/150	3	1515.8	4547.4
АТДЦТН-100000/150/110	2	662.5	1325
ТДЦ-250000/110	1	1362.1	1362.1
Всього:			9534.7

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{T,НОМ}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.10)$$

де n – кількість трансформаторів, шт.;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати ХХ та КЗ трансформатора, кВт;

S_{\max} – максимальна потужність, яка проходить через трансформатор, МВА;

$S_{\text{т.ном.}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

τ – час втрат.

Варіант 1:

$$\Delta W_{BT\ 1-4} = 4 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 640 \left(\frac{773.89}{250} \right)^2 \cdot 7808.2 = 17928321.8 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{BT\ 5.6} = 2 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 400 \cdot \left(\frac{200.6}{125} \right)^2 \cdot 7808.2 = 6124221.171 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрат в автотрансформаторі немає, тому що нема перетоку потужності

Варіант 2:

$$\Delta W_{BT\ 1-3} = 3 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 640 \cdot \left(\frac{773.89}{250} \right)^2 \cdot 7808.2 = 68251868.62 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{BT\ 4-5} = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 340 \cdot \left(\frac{773.89}{125} \right)^2 \cdot 7808.2 = 52629653.14 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{BT\ 6} = 1 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 640 \cdot \left(\frac{200.6}{250} \right)^2 \cdot 7808.2 = 4972344.63 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрати електроенергії в автотрансформаторах рівні також нулю.

Сумарні втрати електроенергії:

Варіант 1:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma} &= \Delta W_{BT1-4} + \Delta W_{BT5-6} + \Delta W_{AT} = 17928321.8 + 6124221.171 + 0 = \\ &= 24052542.97 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Варіант 2:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma} &= \Delta W_{BT1-3} + \Delta W_{BT4,5} + \Delta W_{BT6} + \Delta W_{AT} = 52629653.14 + 68251868.62 + \\ &4972344.63 + 0 = 125853866.4 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$\text{Варіант 1: } I = \frac{9,4}{100} 8633.7 + 4.24 \cdot 24052543.06 \cdot 10^{-5} = 1027.9 \text{ тис. грн.}$$

$$\text{Варіант 2: } I = \frac{9.4}{100} \cdot 9534.7 + 4.24 \cdot 128853866.4 \cdot 10^{-5} = 6359.6 \text{ тис.грн.}$$

Приведені затрати:

$$\text{Варіант 1: } Z = 0.12 \cdot 8633.7 + 1027.94 = 2063.98 \text{ тис.грн.}$$

$$\text{Варіант 2: } Z = 0.12 \cdot 9534.7 + 6359.6 = 7503.8 \text{ тис.грн.}$$

Так як перший варіант схеми має значно менші приведені затрати, то для проектованої КЕС вибираємо блочний принцип побудови структурної схеми станції по варіанту 1.

2.4 Вибір електричних схем станції

Використовуючи рекомендації [1] для ВРП-110 кВ вибираємо схему з двома основними та обхідною системами збірних шин, з одним вимикачем на приєднання. Для збільшення гнучкості та надійності у схемі використано окремі шиноз'єднувальний та обхідний вимикачі. Схема ВРП-110 кВ зображена на рисунку 2.3

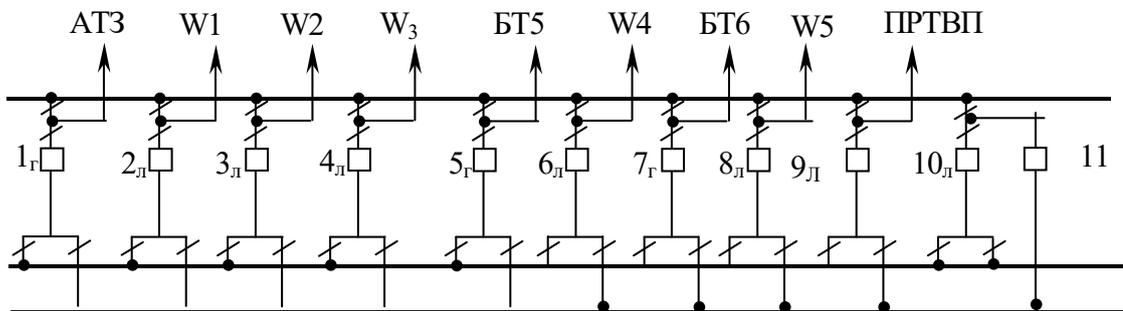
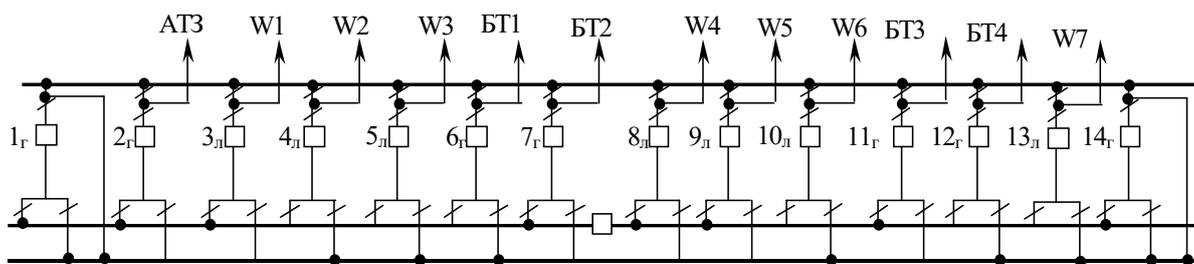


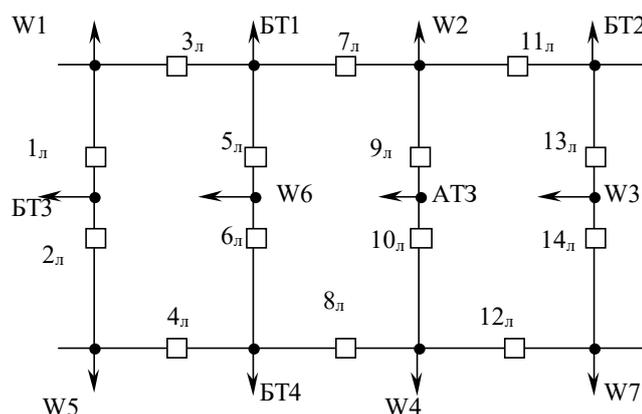
Рисунок 2.3 – Схема ВРП-110 кВ

Видача потужності зі станції в систему здійснюється з шин ВРП 150 кВ. Варіанти схем ВРП [3] порівнюються за такими показниками, як надійність, економічність, можливість подальшого розширення (розвитку), виконання технічних вимог, і т.п.

Розглянемо два варіанти схеми ВРП 150 кВ, наведені на рисунку 2.4 (а), (б).



а) Подвійна система шин з обхідною



б) Схема спареного шестикутника

Рисунок 2.4 – Варіанти схем ВРП 150 кВ

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами які визначаються за формулою (2.11):

$$Z = p_H \cdot K + I + M(Y) \rightarrow \min, \quad (2.11)$$

де p_H – нормативний коефіцієнт ($p_H = 0,12$);

K – капіталовкладення в будівництво споруди визначаються за формулою (2.12):

$$K = n \cdot C_K, \quad (2.12)$$

де n – кількість вимикачів на РП; C_K – вартість комірки з вимикачем;

I – річні експлуатаційні витрати визначаються за формулою (2.13):

$$I = \frac{P_a + P_0}{100} \cdot K; \quad (2.13)$$

де $(P_a + P_0) = 8,4 [2]$ – відрахування на амортизацію та обслуговування.

$M(Y)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

Варіант І

Варіант будови ВРП по схемі здвоєного шестикутника на рисунку 2.4, а).

Капітальні затрати на спорудження ВРП-150 кВ з 14 вимикачами при вартості комірки $C_k = 620$ тис. грн. [2] (з врахуванням цінового коефіцієнту 5.3):

$$K = 14 \cdot 620 = 8680 \text{ (тис. грн.)}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$И = \frac{8,4}{100} \cdot 8680 = 729,12 \text{ (тис. грн.)}$$

Розрахунок очікуваного збитку проводимо формалізованим методом, який заснований на ідеї табличного метода В.Д. Тарівердієва.

1. Визначаємо генераторні та лінійні вимикачі (на рисунку 5.а позначені відповідно буквами Г та Л) і нумеруємо їх (Q1 – Q14).

2. Знаходимо параметри потоків раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{ГВ} = K_{ВН} \cdot \omega_1; \quad \omega_{ЛВ} = K_{ВН} \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100}),$$

де $K_{ВН}$ – коефіцієнт, що характеризує частину раптових відмов

($K_{ВН}=0,6$ [3]); ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикачів [1]; l – довжина ЛЕП, км.

$$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot 0,025 = 0,015 \text{ (1/рік)};$$

$$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (0,025 + 0,01 \cdot 100/100) = 0,021 \text{ (1/рік)}.$$

3. Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_0 режимів роботи РП:

$$K_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760}; \quad K_0 = 1 - n \cdot K_p,$$

де n – кількість вимикачів в РП; T_n – тривалість планового ремонту, год [1]

μ – частота планових ремонтів, 1/рік [1]:

$$K_p = \frac{0,3 \cdot 250}{8760} = 0,0086; \quad K_0 = 1 - 14 \cdot 0,0086 = 0,88.$$

4. При відмові вимикача елемент (блок, ЛЕП та ін.) може бути введений в роботу через час T_0 [1] (після виконання комутацій в РП):

$$T_0 = 1 \text{ (год)}.$$

Час одночасного простою вимикача, що відмовив при ремонті іншого:

$$T_{ВП} = T_B - \frac{T_B^2}{2T_{П}},$$

де T_B – час відновлення, год [1]:

$$T_{ВП} = 150 - \frac{150^2}{2 \cdot 250} = 105 \text{ (год)}.$$

5. Розрахунок ведемо у вигляді таблиці 1.11, де в лівому стовпці – елементи, результати відмов яких розглядаються і відповідно параметри потоку раптових відмов, у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються. На перетині i -тої стрічки та j -го стовпця записуємо відповідними шифрами елементи, що відключаються і час виходу з дії відповідних елементів.

6. Проводимо вибірку у вигляді таблиці 2.10, що мають однакові наслідки. Кількість таких відмов записується на перехресті відповідної стрічки і стовпця.

7. Рахуємо збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів:

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

де y_0 – питомий збиток [1], з врахуванням цінового коефіцієнту 5

$$y_0 = 3,3 \text{ грн/кВт-год};$$

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 чи K_P);

P_i – втрачена потужність;

T_i – час простою елемента (T_0 чи $T_{ВП}$).

$$M(Y) =$$

$$3,3 \cdot [0,88 \cdot (0,015 \cdot (2 \cdot 57,81 + 1 \cdot 107,81 + 2 \cdot 327,81) \cdot 1 + 0,021 \cdot (1 \cdot 57,81 + 2 \cdot 107,81 + 4 \cdot 327,81) \cdot 1) + 0,0086 \cdot (0,015 \cdot ((33 \cdot 57,81 + 19 \cdot 107,81 + 39 \cdot 327,81) \cdot 1 + 33 \cdot 57,81 \cdot 105) + 0,021 \cdot (26 \cdot 57,81 + 26 \cdot 107,81 + 52 \cdot 327,81) \cdot 1) + 0,1 \cdot 2 \cdot 800 \cdot (5 \cdot 0,015 + 7 \cdot 0,021)] = 370,46 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 2.10 – Аналіз надійності для I – го варіанту

	Елемент, що відключається	Втрачена потужність, МВт	Час простою, $T_0/T_{ВН}$, ГОД	K_0		K_P	
				$\omega_{Г.В.}$	$\omega_{Л.В.}$	$\omega_{Г.В.}$	$\omega_{Л.В.}$
1	АТЗВГ	57,81	1	2	1	33	26
			105	–	–	–	–
2	ВВГ	107,81	1	1	2	19	26
			105	–	–	–	–
3	ВВВВВГГ	327,81	1	2	4	39	52
			105	–	–	–	–
4	Г	57,81	1	–	–	–	–
			105	–	–	33	–

Приведені затрати для I схеми:

$$Z^I = 0,12 \cdot 8680 + 729,12 + 370,46 = 2141,18 \text{ (тис. грн.)}$$

Варіант II

Схема дві збірні шини з обхідною (рис. 2.4, б). Розрахунок виконуємо по алгоритму аналогічно I варіанту.

$$K = 14 \cdot 620 = 8680 \text{ (тис. грн.)}$$

$$И = \frac{8,4}{100} \cdot 8680 = 729,12 \text{ (тис. грн.)}$$

$$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot 0,025 = 0,015 \text{ (1/рік)};$$

$$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (0,025 + 0,01 \cdot 100/100) = 0,021 \text{ (1/рік)}.$$

$$K_P = \frac{0,3 \cdot 250}{8760} = 0,0086; \quad K_0 = 1 - 14 \cdot 0,0086 = 0,88.$$

$$T_0 = 1 \text{ (год)};$$

$$T_{ВП} = 150 - \frac{150^2}{2 \cdot 250} = 105 \text{ (год)}.$$

Результати аналізу надійності для II-го варіанту зведені в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Аналіз надійності для II – го варіанту

	Елемент, що відключається	Втрачена потужність, МВт	Час простою, $T_0/T_{ВН}$, ГОД	K_0		K_p	
				$\omega_{Г.В.}$	$\omega_{Л.В.}$	$\omega_{Г.В.}$	$\omega_{Л.В.}$
1	WG	57,81	1	–	10	–	82
			105	–	–	–	–
2	WWG	107,81	1	–	–	–	14
			105	–	–	–	–
3	ATWG	57,81	1	–	–	–	1
			105	–	–	–	–
4	G	57,81	1	–	–	–	7
			105	–	–	–	4
5	WW	107,81	1	–	2	–	25
			105	–	–	–	1
6	GWG	257,81	1	–	–	–	1
			105	–	–	–	–
7	D(GWGW)	37,81	1	–	–	–	6
			105	–	–	–	–
8	D(WWWG)	17,81	1	–	–	–	2
			105	–	–	–	–

$$M(V) = 3,3 \cdot (0,88 \cdot (0,021 \cdot (10 \cdot 57,81 + 2 \cdot 107,81) \cdot 1) + 0,0086 \cdot (0,021 \cdot ((82 \cdot 57,81 + 14 \cdot 107,81 + 1 \cdot 57,81 + 7 \cdot 57,81 + 25 \cdot 107,81 + 6 \cdot 37,81 + 1 \cdot 257,81 + 2 \cdot 17,81) \cdot 1 + (4 \cdot 57,81 + 1 \cdot 107,81) \cdot 105))) = 76,31 \text{ (тис. грн.)}$$

Приведені затрати для II схеми:

$$Z^{II} = 0,12 \cdot 8680 + 729,12 + 76,31 = 1847,03 \text{ (тис. грн.)}$$

$$Z^I = 2141,18 \text{ тис. грн.} > Z^{II} = 1847,03 \text{ тис. грн.}$$

Отже, на підставі порівняння двох варіантів схем ВРП, для подальшого проектування приймаємо II варіант по схемі два спарених шестикутника, оскільки в цьому випадку приведені затрати менші.

2.5 Вибір схеми власних потреб

Так як проєктована КЕС не має генераторних вимикачів і містить шість блоків, то згідно [1] встановлюється два пускорезервних ТВП. Потужність ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного робочого ТВП одного блока і одночасний пуск або аварійну зупинку другого блока.

Перший ПРТВП приєднуємо до РП-110 кВ. Вибраємо трансформатор ТДН-25000/110 технічні характеристики вибраного трансформатора приведені в таблиці 2.12.

В якості другого ПРТВП використовуємо обмотки НН автотрансформатора зв'язку до якої приєднуємо трансформатор ТРДНС-25000/10 (рисунок 2.12).

Таблиця 2.12 – Технічні характеристики трансформаторів В.П

Призначення	Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Напруга обмотки, кВ		P_x , кВт	P_k , кВт	U_k , %		Π_k , %
			ВН	НН			ВН-НН(НН ₂)	НН ₁ -НН ₂	
ТВП	ТРДНС-25000/15	25	15.75	6.3	5	15	19	30	0.65
	ТМНС-6300/10	6.3	10.5	6.3	8	6	8	-	0.8
ПРТВП 1	ТРДНС-25000/110	25	110	6.3	5	2	10.5	30	1.5
ПРТВП2	ТРДНС-25000/10	25	10.5	6.3	5	15	19	30	0.65

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів [2]: $S_6 = 1000$ МВА; $U_6 = U_{\text{ср.ном}}$.

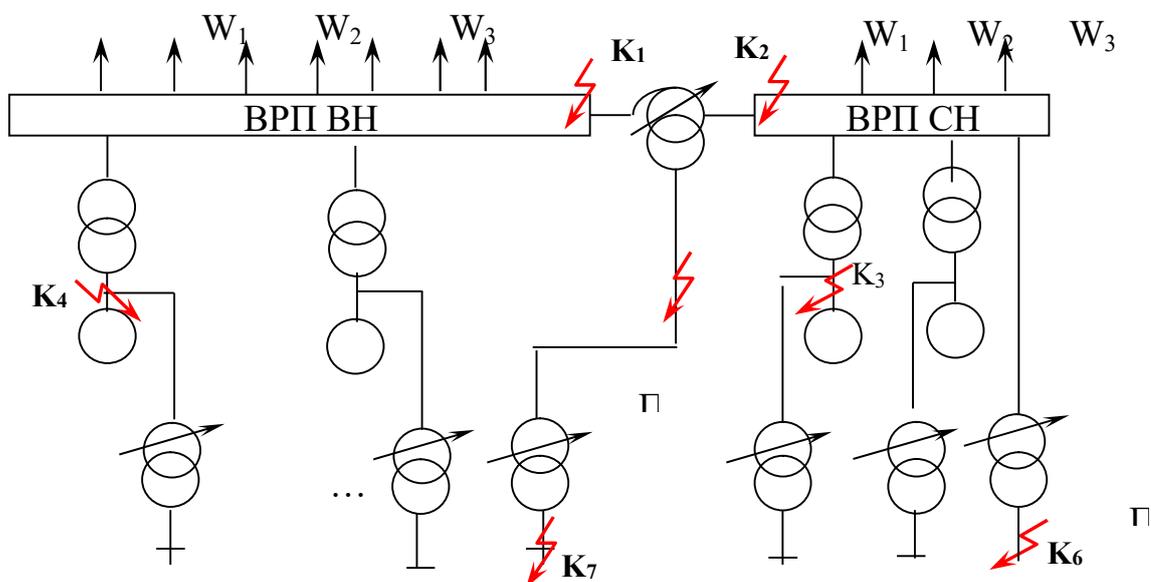


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Визначення приведених значень опорів схеми заміщення виконаємо за методикою наведеною в [2].

Визначимо складові струмів КЗ для розрахункового часу τ :

$$\left. \begin{aligned} & \text{- періодичну: } I_{п,\tau} = \gamma_{п,\tau} \cdot I_{п,о}; \\ & \text{- аперіодичну: } i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ & \text{- ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п,о}; \end{aligned} \right\} \quad (2.15)$$

де $t_{ВВ}$ – власний час вимикання вимикача, с: $\tau = t_{ВВ} + 0,01$;

Таблиця 2.13 – Час вимкнення вимикачів

ВРП 150 кВ	ВВБК-220Б-56/3150У1	$t_{св\ откл} = 0.025\text{с}$	$\tau = 0.035\text{с}$
ВРП 110 кВ	ВВБК-110Б-50/4000У3	$t_{св\ откл} = 0.05\text{с}$	$\tau = 0.06\text{с}$
Виводи НН АТЗ	МГГ –10-5000-63У3	$t_{св\ откл} = 0.13\text{ с}$	$\tau = 0.14\text{с}$
ВП	ВСМ-6-40/3200У3	$t_{св\ откл} = 0.075\text{ с}$	$\tau = 0.085\text{с}$

Виберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Величини для розрахунку СКЗ аперіодичної та періодичної складової

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{но}, \text{кА}$	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
$K_{1\text{ОРУ}-150}$	Генератори 1-4	13.55	0.035	0.42	1.976	0.92
	Генератори 5,6	1.826	0.035	0.4	1.975	0.91
	Система	15.36	0.035	0.03	1.717	0.31
$K_{2\text{ОРУ}-110}$	Генератори 1-4	1.97	0.06	0.42	1.976	0.24
	Генератори 5,6	4.74	0.06	0.4	1.975	0.22
	Система	2.23	0.06	0.02	1.608	0.05
$K_{3\text{(Г100)}}$	Генератори 1-4	10.7	0.06	0.42	1.976	0.71
	Генератор 6	11.7	0.06	0.4	1.975	0.704
	Генератор 100	40.08	0.06	0.417	1.976	0.715
	Система	12.13	0.06	0.06	1.85	0.097

K ₄ (Г200)	Генератор 200	51.13	0.035	0.31	1.969	0.616
	Генератор 2,3,4	24.65	0.035	0.42	1.976	0.7
	Генератор 5,6	4.4	0.035	0.4	1.975	0.7
	Система	37.02	0.035	0.06	1.85	0.097
K ₅	Генератори 1-4	10.28	0.14	0.42	1.976	0.71
	Генератори 5,6	24.75	0.14	0.4	1.975	0.704
	Система	11.67	0.14	0.06	1.85	0.097
K ₆	Генератори + С	10.79	0.085	0.054	1.83	0.207
	Ел. двигуни в.п.	13.3	0.085	0.04	1.65	0.12

Результати розрахунку струмів КЗ для всіх точок зводимо в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА	I_{nr} , кА	i_{ar} , кА	i_y , кА	Примітки
K ₁ шини 150 кВ	Генератори 1–4	13.55	12.14	17.62	37.86	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератори 5,6	1.82	1.69	2.34	5.1	
	Система	15.36	15.36	6.73	37.32	
	Σ	30.73	29.19	26.7	80.8	
K ₂ шини 110	Генератори 1–4	1.97	1.97	0.66	5.5	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератори 5,6	4.74	4.31	1.47	13.3	
	Система	2.234	2.234	0.158	5.08	
	Σ	8.94	8.414	2.71	23.88	
K ₃ генератор ГЗ	Генератори 1-4	10.7	10.7	10.6	29.9	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератор 6	11.6	11.11	11.64	32.67	
	Система	12.13	12.13	1.41	31.73	
	Σ _С	34.43	33.94	23.65	94.3	
	Генератор 5	40.08	28.45	40.5	111.83	
Σ _{С+G}	74.51	62.39	64.15	206.1		
K ₄	Генератори 2–4	24.65	24.65	24.4	58.88	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератори 5,6	4.4	4.4	4.38	12.92	
	Система	37.02	37.02	4.29	86.8	
	Σ _С	66.07	66.07	33.02	158.6	
	Генератори 1	51.13	36.8	44.54	132.3	
	Σ _{С+G}	117.2	102.2	77.6	290.9	
K ₅ ПРТВП1	Генератори 1-4	10.28	10.28	10.17	28.72	Для вибору вимикачів, шин
	Генератори 5,6	24.75	24.75	24.64	69.2	
	Система	11.67	11.67	1.6	30.53	
	Σ	46.7	45.75	36.4	128.45	
K ₆ ТВП4	Генератори + С	10.79	10.79	3.27	27.94	Для вибору вимикачів, шин
	Ел. двигуни в.п	13.3	3.95	2.24	31.1	
	Σ	24.09	14.74	5.51	59.05	

2.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, що призводить до плавлення або обпалення ізоляції, до деформації і плавлення струмоведучих частин.

Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура його нагріву струмами КЗ. Тому провідник чи апарат слід перевірити на термічну стійкість.

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: віддалене КЗ (K_1, K_2, K_5), КЗ поблизу групи потужних електродвигунів (K_6), і КЗ поблизу генератора точка K_3 і K_4 .

$$\boxed{K_1} \quad B_K = I_{noc}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) + I_{ног} \cdot (t_{отк} + T_a),$$

де $t_{отк}$ – час відключення ([1], табл. 6.2).

$$B_K = 13.2^2 \cdot (0.16 + 0.42) + 1.777^2 \cdot (0.16 + 0.4) + 14.9^2 \cdot (0.16 + 0.03) = 145.34 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_2} \quad B_K = 1.97^2 \cdot (0.16 + 0.42) + 4.74^2 \cdot (0.16 + 0.4) + 2.234^2 \cdot (0.16 + 0.03) = 10.24 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$\boxed{K_3}$ В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової квадратичного струму КЗ:

$$B_K = B_{кп} + B_{ка},$$

де $B_{ка}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи:

$$B_{ка} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{ноГ}^2 \cdot T_{aГ} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{ноГ}}{T_{aC}^{-1} + T_{aГ}^{-1}};$$

$B_{кп}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи $B_{кС}$, періодичним струмом генераторів $B_{кГ}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{кГС}$:

$$B_{\kappa n} = B_{\kappa C} + B_{\kappa \Gamma} + B_{\kappa \Gamma C};$$

$$B_{\kappa C} = I_C^2 \cdot t_{\text{відк}};$$

$$B_{\kappa \Gamma} = B_* \cdot I_{\text{но}\Gamma}^2 \cdot t_{\text{відк}};$$

$$B_{\kappa \Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{\text{но}\Gamma} \cdot t_{\text{відк}},$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 6.2 [1].

$$B_{\kappa a} = 34.43^2 \cdot 0.03 + 40.08^2 \cdot 0.471 + \frac{4 \cdot 34.43 \cdot 40.08}{0.03^{-1} + 0.471^{-1}} = 859.9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\Pi, C} = 34.43^2 \cdot 4 = 4741.7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{III} = 0,31 \cdot 40.08^2 \cdot 4 = 1992 \text{ (2кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{III C} = 2 \cdot 34.43 \cdot 0.55 \cdot 40.08 \cdot 4 = 6771.08 \text{ (кА} \cdot \text{с)},$$

$$B_{\kappa \Pi} = 4741.7 + 1992 + 6071.8 = 12805.5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa} = 12805.5 + 859.9 = 13665.4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$\boxed{\text{K}_4} \quad B_{\kappa a} = 66.07^2 \cdot 0.03 + 51.13^2 \cdot 0.31 + \frac{4 \cdot 66.07 \cdot 51.13}{0.03^{-1} + 0.31^{-1}} = 1310.9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\Pi, C} = 66.07^2 \cdot 4 = 17429.3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{III} = 0,31 \cdot 51.13^2 \cdot 4 = 3241.7 \text{ (2кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{III C} = 2 \cdot 66.07 \cdot 0.55 \cdot 51.13 \cdot 4 = 14863.9 \text{ (кА} \cdot \text{с)},$$

$$B_{\kappa \Pi} = 17429.3 + 3241.7 + 14863.9 = 35534.9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa} = 35534.9 + 1310.9 = 36845.9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$\boxed{\text{K}_5} \quad B_{\kappa} = 11.67^2 \cdot (0.16 + 0.03) + 10.28^2 \cdot (0.16 + 0.42) + 24.75^2 \cdot (0.16 + 0.4) \\ = 209.7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$\boxed{\text{K}_6} \quad T_{\text{асх}} = \frac{I_{\text{но}C} \cdot T_{\text{ас}} + I_{\text{но}Д} \cdot T_{\text{ад}}}{I_{\text{но}C} + I_{\text{но}Д}} = \frac{10.79 \cdot 0.03 + 13.33 \cdot 0.04}{10.79 + 13.33} = 0.035;$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}C}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{но}Д}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}) + 2 \cdot I_{\text{но}Д} \cdot I_{\text{но}C} \cdot (T'_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}) = \\ = 10.79^2 \cdot (0.2 + 0.035) + 13.33^2 \cdot (0.5 \cdot 0.07 + 0.035) + 2 \cdot 10.79 \cdot 13.33 \cdot (0.07 + 0.035) = \\ = 51.17 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Результати розрахунків теплових імпульсів зводимо до таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	145.34	10.24	13665.4	36845.9	209.67	51.174

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури зводимо в таблицю 2.17.

Таблиця 2.17 – Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 150 кВ	ВГБ -220Б-56/3150У1	РНД-150-1/3200 У1
$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 0.95 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3.15 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3.2 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 29.19 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 56 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 30.42 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 35.63 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 30.73$	$I_{\text{дин}} = 56 \text{ кА}$	—
$i_y = 80.8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 143 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 112 \text{ кА}$
$B_k = 113.25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 9408 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП – 110 кВ	ВГБ -110Б-50/4000 У1	РНД3.2-110/3200 У1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 0.78 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2.0 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 8.41 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 2.71 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 25,456 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 8.94 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 23.8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$
$B_k = 12.96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

РП ВП – 6 кВ	ВЭЭ-6-40/3150 У3(ТЗ)	Комірка КРП КЭЭ-6
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мак}} = 0.78 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 3,15 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 3,15 \text{ кА}$
$I_{\text{п.}\tau} = 14.74 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 40 \text{ кА}$	—
$\sqrt{2} I_{\text{п.}\tau} + i_{\text{а.}\tau} = 20.25 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}}(1+\beta_{\text{н}}) = 64,49 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 26.05 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 59.05 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.ск}} = 128 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 51.17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}$	—

2.9 Вибір струмоведучих частин

Вибір збірних шин ВРП–110 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

$$I_{\text{бт } p.\text{max.}} = \frac{S_{\text{НОМ.г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{117.5}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0.95} = 0.64 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{лен } p.\text{max.}} = \frac{P_{\text{нм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0.85} = 0.27 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{р.мак.}} = 1,5 \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,5 \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.78 \text{ кА.}$$

де $S_{\text{НОМ}}$ – повна номінальна потужність автотрансформатора; $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга РП.

Вибираємо шини з проводу АС 500/27, каталожні дані взято з [3], стор. 624:

$$I_{\text{доп}} = 960 \text{ А}; \quad d = 29.4 \text{ мм.}$$

Перевірка по допустимому струму: $I_{\text{доп.мак}} \geq I_{\text{роб.мак}}$

$$960 \geq 780$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

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

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля визначається за формулою (1.8):

E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.47}} \right) = 30.91 \text{ (кВ/см)}, \quad (1.8)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);
 $r_0 = d/20 = 1.47$ см – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів визначається за формулою (1.9):

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \text{ (кВ/см)}, \quad (1.9)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі ([1], табл. 7.4)

$$K = 1$$

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

$$r_{ек} = r_0 = 1.47 \text{ см};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1.26 \cdot 300 = 378 \text{ см},$$

де D – відстань між фазами, см ([1], табл. 7.3);

$$U_{\text{ср.ном}}^{110} = U_{\text{ном}} = 115 \text{ кВ}$$

$$E = 1 \cdot \frac{0.354 \cdot 115}{1 \cdot 1.47 \cdot \lg \frac{378}{1.47}} = 12.7 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0.9 \cdot 30.91 = 27.829 > 1.07 \cdot 12.7 = 13.5 \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

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

Перевірка на електродинамічну стійкість не виконується, оскільки

$$I_{\text{по}\Sigma} = 8.94 \text{ кА} < 20 \text{ кА}, \quad i_y = 24.22 < 50 \text{ кА}.$$

Ділянка ВРП-110 – ПРТВП 1

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].

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном.ПРТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.0839 \text{ (кА)};$$

$$q_{\text{ек}} = 83.9 / 1 = 83.9 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо АС 120/27, $q = 120 \text{ мм}^2$, $d = 15.4 \text{ мм}$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = 331 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 835 \text{ А}, \quad \text{умова виконується.}$$

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

по умовах корони:

$$m = 0,82; \quad r_0 = d / 20 = 1,33 \text{ см};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

$$K = 1;$$

$$r_{\text{ек}} = r_0 = 1,33 \text{ (см)};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)},$$

$$U = 115 \text{ (кВ)};$$

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 115}{1,33 \cdot \lg \frac{378}{1,33}} = 12,47 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 12,47 = 13,35 \text{ (кВ/см)},$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

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

Ділянка ВРП-110 – БТ5,6

Вибір перерізу проводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}},$$

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

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{117.5}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.616 \text{ (кА)};$$

$$q_{ек} = 616 / 1 = 616 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо АС 650/79, $q = 650 \text{ мм}^2$, $d = 34.7 \text{ мм}$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{max} = I_{норм} = 616 \text{ А} < I_{доп} = 1050 \text{ А}, \text{ умова виконується.}$$

Вибір збірних шин ВРП–150 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

$$I^{AT} p.max. = 1.5 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1.5 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 150} = 0.577 \text{ кА.}$$

кА.

$$I^{бт} p.max. = \frac{S_{НОМ.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{235}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0.95} = 0.95 \text{ кА.}$$

$$I^{лен} p.max. = \frac{P_{шт}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \varphi} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0.85} = 0.5 \text{ кА.}$$

Найбільший робочий максимальний струм 810 А

Вибираємо шини з проводу АС 600/72, каталожні дані взято з [2], стор. 624: $I_{доп} = 1050 \text{ А}$; $d = 33.2 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

950 А < 1050 А.

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

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

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30,61 \text{ (кВ/см)},$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d/20 = 1,66$ см – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів визначається за формулою (1.8):

$$K = 1; r_{ек} = r_0 = 1,66; D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см},$$

де D – відстань між фазами, см ([1], табл. 7.3); $U_{cp,ном}^{150} = 154$ кВ ([1], стор.5).

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 154}{1 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{441}{1,66}} = 14,51 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 30,61 = 27,55 > 1,07 \cdot 14,51 = 15,52 \Rightarrow \text{ умова виконується.}$$

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

Перевірка на електродинамічну стійкість виконується, оскільки

$$I_{по\Sigma} = 30,73 \text{ кА} > 20 \text{ кА}, \quad i_y = 80,8 > 50 \text{ кА}.$$

Виконаємо перевірку шин на електродинамічну стійкість, користуючись методикою, викладеною в [1], с. 44.

Відстань між фазами $D = 350$ см.

Зусилля від тривалого протікання струму 2-ф. КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{no}^{(3)2}}{D} = 0,15 \cdot \frac{(30,73)^2}{3,5} = 40,47 \text{ (Н/м)},$$

де $I_{no}^{(3)}$ – з табл. 5.5.

Сила тяжіння 1 м струмопроводу :

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot (1,6 + 0,56) = 22,23 \text{ (Н/м)},$$

де m – маса 1 м струмопроводу, кг, з табл. 7.35 [2].

Приймаючи час дії релейного диференційного захисту $t_3 = 0,1$ с, знаходимо еквівалентний по імпульсу час дії швидкодіючого захисту $t_{ек}$. Для кіл генераторів і трансформаторів в середньому:

$$t_{ек} = t_3 + 0,05 = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

де $0,05$ – враховує вплив аперіодичної складової.

Визначаємо відношення $\sqrt{h}/t_{ек}$, де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному прогоні при максимальній розрахунковій температурі, по [1] для ВРП $h = 2,5$ м.

$$\sqrt{h}/t_{ек} = \sqrt{2}/0,15 = 9,42.$$

По діаграмі рис. 4.9, [3] для значення $f/g = 40,42/22,23 = 1,8$ знаходимо відношення $b/h = 0,65$, де b – відхилення проводу, м. Звідки

$$b = 0,65 \cdot 2 = 1,3 \text{ м}.$$

Допустиме відхилення фази:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2} = \frac{3,5 - 0,033 - 0,6}{2} = 2,8 \text{ м},$$

де $a_{доп}$ – найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення, з табл. 7.3 [1];

d – діаметр фази (струмопроводу), $d = 2 \cdot r_{ек} = 2 \cdot 1,66 \cdot 10^{-2} = 0,033$ м.

$b_{доп} > b$, отже умова виконується.

Ділянка ВРП-150 - БТ

Вибір перерізу проводимо по економічній густині струму:

$$S_{ек} = \frac{I_{роб.ном}}{j_{ек}},$$

де $I_{роб.ном} = \frac{235}{\sqrt{3} \cdot 150} = 0.904 \text{ кА}$; $j_{ек} = 1 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму [1].

$$S_{ек} = \frac{904}{1} = 904 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід АС 1000/56.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{роб.мах} = 904 \text{ А} < I_{дон} = 1180 \text{ А}.$$

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

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

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

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);
 $r_0 = d / 20 = 42.4 / 20 = 2.12 \text{ см}$ – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{2.12}} \right) = 29.94 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}},$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі [1, табл. 7.4]:

$$K = 1;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [1, табл. 7.4]:

$$r_{ек} = r_0 = 2.12 \text{ (см)};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 7.3];

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

$$U = 154 \text{ (кВ)};$$

n – кількість проводів в фазі.

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 154}{1 \cdot 1,12 \cdot \lg \frac{441}{2,12}} = 20,99 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 29,94 = 26,95 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 20,99 = 22,45 \text{ (кВ/см)},$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

Ділянка ВРП-150 – АТЗ

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}},$$

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

$$I_{норм} = \frac{S_{p.ав}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{79,54}{\sqrt{3} \cdot 150} = 0,306 \text{ (кА)};$$

$$q_{ек} = 306 / 1 = 306 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо АС 400/18, $q = 400 \text{ мм}^2$, $d = 26 \text{ мм}$.

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{max} = I_{норм} = 306 \text{ А} < I_{доп} = 680 \text{ А}, \quad \text{умова виконується.}$$

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

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

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

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d / 20 = 26 / 20 = 1,3$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,3}} \right) = 31,33 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}},$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі [1, табл. 7.4]:

$$K = 1;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [1, табл. 7.4]:

$$r_{ек} = r_0 = 1,3 \text{ (см)};$$

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 7.3];

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

$$U = 154 \text{ (кВ)};$$

n – кількість проводів в фазі.

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 154}{1 \cdot 1,3 \cdot \lg \frac{441}{1,3}} = 16,57 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,33 = 28,2 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 16,57 = 17,72 \text{ (кВ/см)},$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

В якості шин в колі ВП зі сторони 6,3 кВ вибираємо комплектні струмопроводи. Визначаємо розрахунковий струм тривалого режиму (з врахуванням того, що згідно ГОСТ 14209-85 для трансформаторів дозволяється

тривале аварійне перевантаження до 40%):. Вибір жорстких шин здійснюємо за робочим максимальним струмом ПРТВП:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 1.43 \text{ кА};$$

Таблиця 2.18 – Основні технічні дані комплектного струмопроводу

Параметри	ТЗК-6-2000-81
Номінальна напруна, кВ	6
Номінальний струм, А	2000
Електродинамічна стійкість, кА	81
Перетин струмоведучих шин, мм	Двотаврові, площа перетину 14600 мм ²
Розташування шин	По трикутнику
Форма кожуха	Циліндрична Dн = 622
Матеріал кожуха	Сталь
Габарити, мм	
Ширина	622
Висота	666
Гранична довжина блоку	Не більше 12600

Перевірка по допустимому струму: $I_{\text{доп.мак}} \geq I_{\text{роб.мак}} \quad 2000 \text{ А} \geq 1430 \text{ А}$

Перевірка здійснюється за умовою: $i_{y\delta} \leq i_{\text{дин}}$,

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

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більше розрахункового ударного струму КЗ приєднання.

ударний струм на шинах ВП (з табл. 1.6.4.3): $i_y = 59.05 \text{ кА}$.

$i_y = 59.05 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$; отже, комплектний струмопровід підходить.

Для з'єднання виводів потужних генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП в наш час застосовуються комплектні пофазно-екрановані струмопроводи (КЕТ). Відповідно до норм технологічного проектування застосування КЭС обов'язково для всіх генераторів потужністю

160 МВт і вище. При великих відстанях на відкритому просторі рекомендується застосовувати гнучкі шинопроводи.

Від виводів генераторів до блочних трансформаторів струмоведучі частини виконаємо комплектним пофазно-екранованим струмопроводом, параметри якого – в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Основні технічні дані пофазно - екранованих струмопроводів

Параметри	ТЄКН-Е-20-10000-300
Тип турбогенератора	ТВВ – 200-2
Номінальна напруга, кВ: турбогенератора струмопроводу	15.75 20
Номінальний струм, А: турбогенератора струмопроводу	8625 1000
Електродинамічна стійкість, кА	300
Струмоведуча шина d×S, мм	280×15
Кожух (екран) D×δ, мм	670×4
Між фазна відстань, мм	1000
Тип опорного ізолятора	ОФР-20-500
Крок між ізоляторами, мм	3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗНОМ-15
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШ-20-10000/5
Гранична довжина монтажного блоку або секції, м	6.5
Маса 1 м однієї фази, кг	105-115

Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_{y\delta} \leq i_{дин}$$

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

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більше розрахункового ударного струму КЗ приєднання.

Струм важкого режиму:

$$I_{макс} = \frac{S_{ном Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 15.75 \cdot 0.85} = 8.62 \text{ кА};$$

ударний струм в колі генератора (з табл. 1.16):

$$i_y = 290.9 \text{ кА.}$$

$$i_y = 290.9 \text{ кА} < i_{дин} = 300 \text{ кА};$$

$$I_{макс} = 8.62 \text{ кА} < I_{ном} = 10 \text{ кА},$$

отже, струмопровід підходить.

Аналогічно вибираємо струмопровід для генераторів ТВФ-120-2

Параметри	ГРТЕ-10-8550-250
Тип турбогенератора	ТВФ - 120-2
Номінальна напруга, кВ:	
турбогенератора	10.5
струмопроводу	10.5
Номінальний струм, А:	
турбогенератора	6475
струмопроводу	8550
Електродинамічна стійкість, кА	250
Струмоведача шина d×S, мм	280×12
Кожух (екран) D×δ, мм	750×4
Між фазна відстань, мм	1000
Тип опорного ізолятора	ОФР-20-375
Крок між ізоляторами, мм	3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗНОМ-10
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШВ-15Б-8000/5/5
Гранична довжина монтажної секції, м	8
Маса 1 м однієї фази, кг	До 90

Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_{уд} \leq i_{дин},$$

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

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більше розрахункового ударного струму КЗ приєднання.

Струм важкого режиму:

$$I_{макс} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8} = 6.87 \text{ кА};$$

ударний струм в колі генератора (з табл. 1.16):

$$i_y = 206.13 \text{ кА.}$$

$$i_y = 206.13 \text{ кА} < i_{дин} = 250 \text{ кА};$$

$$I_{макс} = 6.87 \text{ кА} < I_{ном} = 8.5 \text{ кА},$$

отже, струмопровід підходить.

2.12 Вибір акумуляторних батарей

На підстанціях з блочними схемами для кожних двох агрегатів, які обслуговуються з одного БЩУ, передбачається одна акумуляторна батарея (АБ). АБ встановлюються в головному корпусі; мають елементний комутатор та працюють в режимі постійного підзаряду. Кожна батарея має свій підзарядний пристрій, а для нарядника передбачається один загальностанційний зарядний агрегат. Для енергоблоків потужністю 200 МВт і більше допускається встановлення однієї АБ [3].

Виконаємо розрахунок АБ для блоків 100 МВт. Приймаємо одну акумуляторну батарею типу «Varta» на два блоки.

Навантаження батареї підраховано в таблиці 2.20.

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах:	$U_{III} = 230 \text{ В}$
- номінальна напруга батареї:	$U_{НОМ} = 220 \text{ В}$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{ПЗ} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці зарядки:	$U_3 = 2,75 \text{ В}$
- кількість основних елементів батареї:	$n_o = 108$
- кількість додаткових елементів:	$n_d = 22$
- загальна кількість батарей:	$n = 130$

Таблиця 2.20 – Розрахунок навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ть	$P_{НОМ},$ кВт	$I_{НОМ},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_{п},$ А
Постійне навантаження	—	—	—	30	—	30	30
Аварійне освітлення	—	—	—	200	—	200	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	2	8	43,5	40	130	80	—
Електродвигун аварійного маслonaсосу змазки турбін	2	14	73,5	73	184	146	—
Разом						486	130

З таблиці 2.23: $I_{ав} = 486 \text{ А}; I_T = 130 \text{ А}.$

Типовий номер АБ [2]

$$N = 1,05 \cdot I_{ав} / j,$$

$$N = 1,05 \cdot 486 / 25 = 20,4;$$

Приймаємо найближчий більший типовий номер $N=24$.

Перевіряємо АБ за струмом поштовху:

$$\begin{aligned} N &= I_{\text{п}} / 46, \\ N &= 130/46=2,8 < 24. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$\begin{aligned} j_{\text{п}} &= I_{\text{п}} / N, \\ j_{\text{п}} &= 130/24 = 5,4 \text{ A/N}. \end{aligned} \quad (2.17)$$

За допомогою рисунку 7.2 [2] визначаємо напругу ($U_{\text{доп}} = 85\%$) у споживачів з врахуваннями втрат в кабелі (5%):

$$U = 97\% > 85\% .$$

Остаточо приймаємо для встановлення акумуляторну батарею «Varta» з типовим номером 24.

Розрахунковий струм та напруга під зарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}; \quad (2.18)$$

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0,15 \cdot 24 = 28,6 \text{ A};$$

$$U_{\text{ПЗП}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}.$$

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 40 А.

Розрахунковий струм та напруга автоматичного підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗПд}} &= 0,05 \cdot N \\ U_{\text{ПЗПд}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{д}} \end{aligned} \right\}; \quad (2.19)$$

$$I_{\text{ПЗПд}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ A};$$

$$U_{\text{ПЗПд}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В.}$$

Вибираємо ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ЗП}} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N \\ U_{\text{ЗП}} &= U_{\text{З}} \cdot n \end{aligned} \right\}; \quad (2.20)$$

$$I_{\text{ЗП}} = 25 + 5 \cdot 24 = 145 \text{ A};$$

$$U_{\text{ЗП}} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

2.13 Розрахунок грозозахисту ВРУ-150 кВ

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рисунок. 1.25.(а), (б)).

де 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.

$$h_x = 11 \text{ (м); } \quad h = 24 \text{ (м); } \quad L_{1-2} = 56,5 \text{ (м).}$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (24 - 1,25 \cdot 11) = 15,38 \text{ (м);}$$

$$h_0 = 4 \cdot 24 - \sqrt{9 \cdot 24^2 + 0,25 \cdot 56,5^2} = 18,66 \text{ (м);}$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,66 - 1,25 \cdot 11) = 14,55 \text{ (м);}$$

$$R = 4 \cdot 24 - 56,5 = 39,5 \text{ (м).}$$

Результати всіх інших розрахунків зведені в таблиці 2.21.

Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рисунок 2.7 (а), (б)).

Таблиця 2.21 – Розрахунок блискавкозахисту

$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$b_x, \text{ м}$	$r_x, \text{ м}$
$L_{1-2} = L_{5-6} = 56,5$	18,66	14,55	15,38
$L_{1-5} = 30$	22,45	26,1	15,38
$L_{2-4} = L_{2-6} = 15$	23,61	29,58	15,38
$L_{1-3} = L_{3-5} = 21$	23,24	28,47	15,38
$L_{3-2} = L_{3-6} = 45$	20,57	20,45	15,38

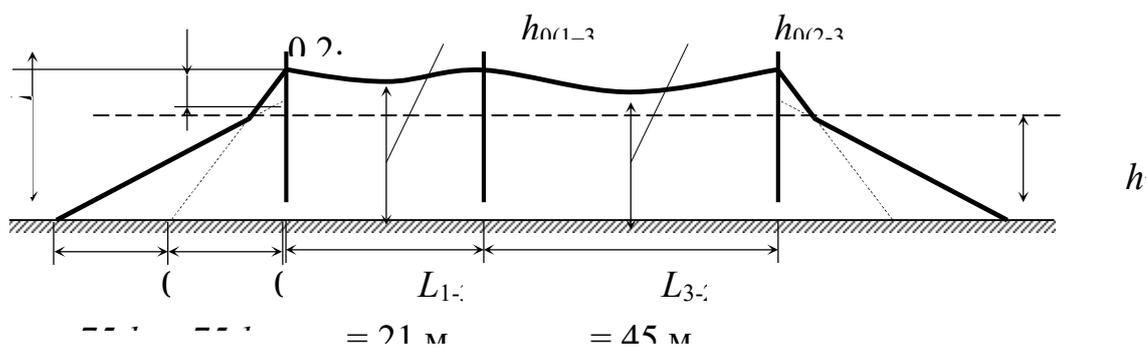


Рисунок 2.7.(а) – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

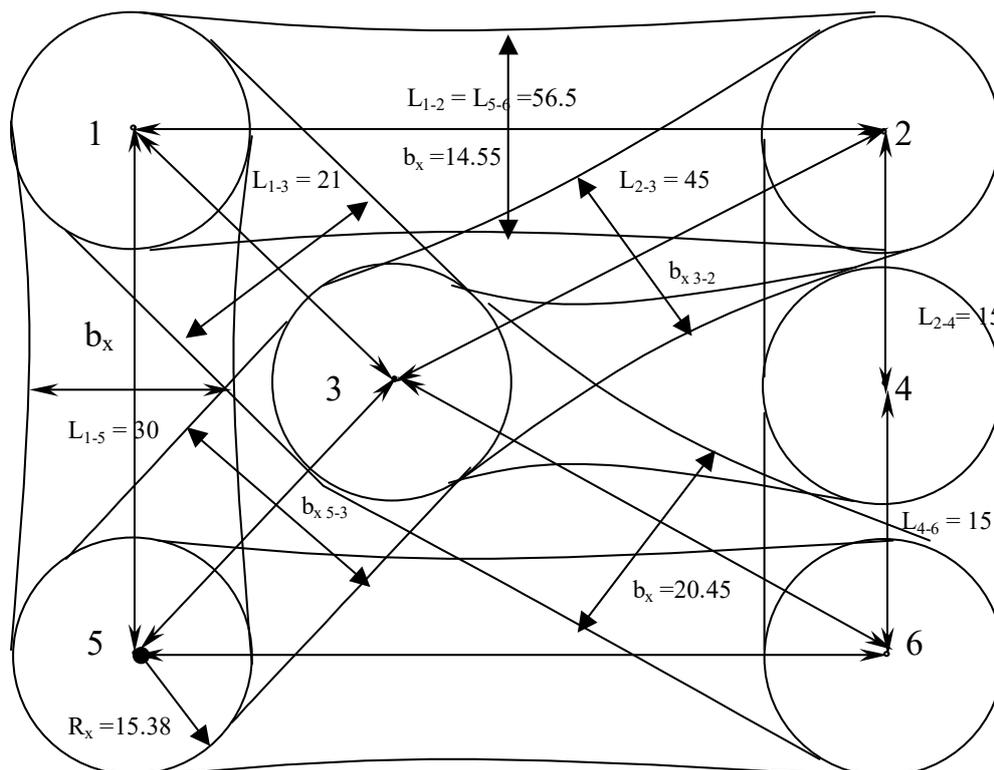


Рисунок 2.7 (б) – Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху
 Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

2.14 Розрахунок заземлюючого пристрою РП ВН

Площа ВРП [5]: $S = (165 \times 80) \text{ м}^2$.

Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2 \text{ м}$. Питомий опір верхнього шару ґрунту зимою $\rho_{1з} = 900 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, літом $\rho_{1л} = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; нижнього шару – $\rho_{2з} = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ та $\rho_{2л} = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ [3].

Намічаємо до виконання сітки з прямокутних ячеек і вертикальних провідників у кількості $n = 528$ шт довжиною $l = 5 \text{ м}$. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5 \text{ м}$ (рисунок 2.8).

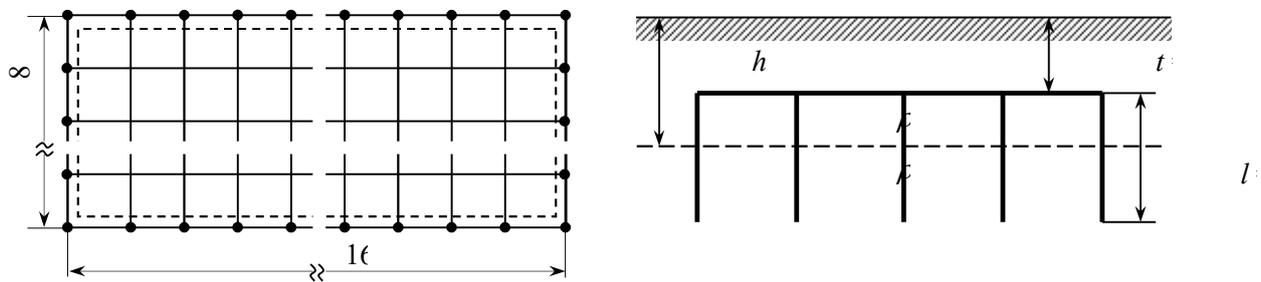


Рисунок 2.8 – Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{1з} / \rho_{2з} = 900 / 200 = 4,5.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = L / n,$$

де L – периметр заземлювача.

$$a = L / n = 490 / 528 = 0,93 \text{ (м)}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв.с}} = \rho_{2з} \cdot (\rho_{1з} / \rho_{2з})^{\Delta},$$

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

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{2-0,5}{5} + 0,27 \cdot \lg\left(\frac{0,93}{5}\right) + 0,04 = -0,0282;$$

$$\rho_{\text{екв.с}} = 200 \cdot 4,5^{-0,0282} = 191,69 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}.$$

Опір заземлювача:

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

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

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

$$(1+t)/\sqrt{S} = (5+0,5)/\sqrt{13200} = 0,048 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot (1+t)/\sqrt{S} = 0,444 - 0,84 \cdot (5+0,5)/\sqrt{13200} = 0,396$$

$$r = 0,396 \cdot \frac{191,69}{\sqrt{13200}} + \frac{191,69}{2600 + 5280} = 0,685 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювача з врахуванням існуючих заземлювачів:

$$r_3 = r \cdot r_e / (r + r_e),$$

де $r_e \approx 1 \text{ Ом}$ – опір існуючого заземлення (опор).

$$r_3 = 0,25 \cdot 1,5 / (0,25 + 1) = 0,407 \text{ (Ом)};$$

$$r_3 = 0,407 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \quad \Rightarrow \quad \text{заземлення відповідає нормам [3].}$$

Аналогічно визначаємо опір заземлювача влітку:

$$\rho_{1л} / \rho_{2л} = 600 / 150 = 4.$$

$$\rho_{\text{екв.с}} = 150 \cdot 4^{-0,0282} = 144,25 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}.$$

$$r = 0,396 \cdot \frac{144,25}{\sqrt{13200}} + \frac{144,25}{2600 + 5280} = 0,515 \text{ (Ом)}.$$

$$r_3 = 0,515 \cdot 1 / (0,515 + 1) = 0,34 \text{ (Ом)};$$

$$r_3 = 0,34 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \quad \Rightarrow \quad \text{заземлення відповідає нормам.}$$

3 Режими роботи генераторів

3.1 Робочий режим генераторів

Під робочими режимами роботи генератора розуміються такі режими, в яких він може працювати тривалий час. До них відносяться режими роботи машин з різними навантаженнями від мінімально можливою за технологічними умовами до допустимої по умові нагріву, а також режими із змінним регульованим навантаженням за умови, що в процесі зміни навантаження основні параметри генератора не відхиляються за допустимі межі.

Основними параметрами генератора є повна потужність S , напруга $U_{ст}$ і струм $I_{ст}$ статора, струм ротора I_r , коефіцієнт потужності $\cos\varphi$, частота f , температура $t_{охол}$ і тиск $p_{охол}$ охолоджуючого середовища.

Допустимі межі відхилення параметрів при робочих режимах лімітуються нагрівом різних частин синхронних машин (обмоток статора і ротора, конструктивних елементів і т.д.) і вказуються в ГОСТ, ПТЕ і в інструкціях заводів виробників.

Для визначення діапазону зміни навантажень генераторів використовують діаграми потужностей (рисунок 3.2), які отримують з векторних діаграм напруги (рисунок 3.1) шляхом множення векторів напруги на величину U/X_d .

Вектор OA на діаграмі потужностей є повною потужністю машини, його проекція на вісь ординат – активну, а проекція на вісь абсцис – реактивну складову повної потужності.

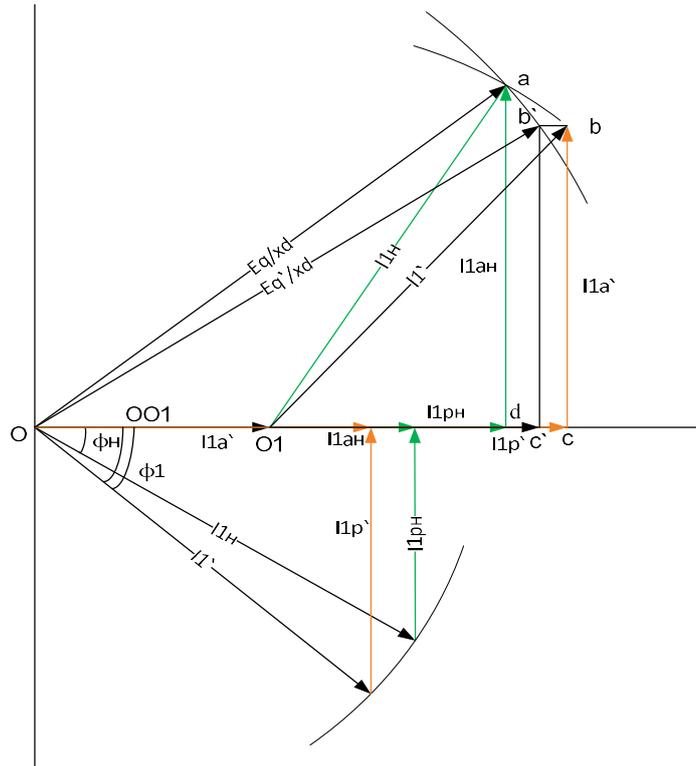


Рисунок 3.1 – До побудови діаграми потужності генератора

U – напруга на затискачах генератора; I – струм навантаження генератора; E – е.р.с. генератора; I_{xd} – падіння напруги в синхронному реактивному опорі; $I_{з.н.}$ – номінальний струм збудження; $I_{з.к}$ – струм збудження, компенсуючий реакцію статора; $I_{з.п}$ струм збудження, відповідний потоку в зазорі.

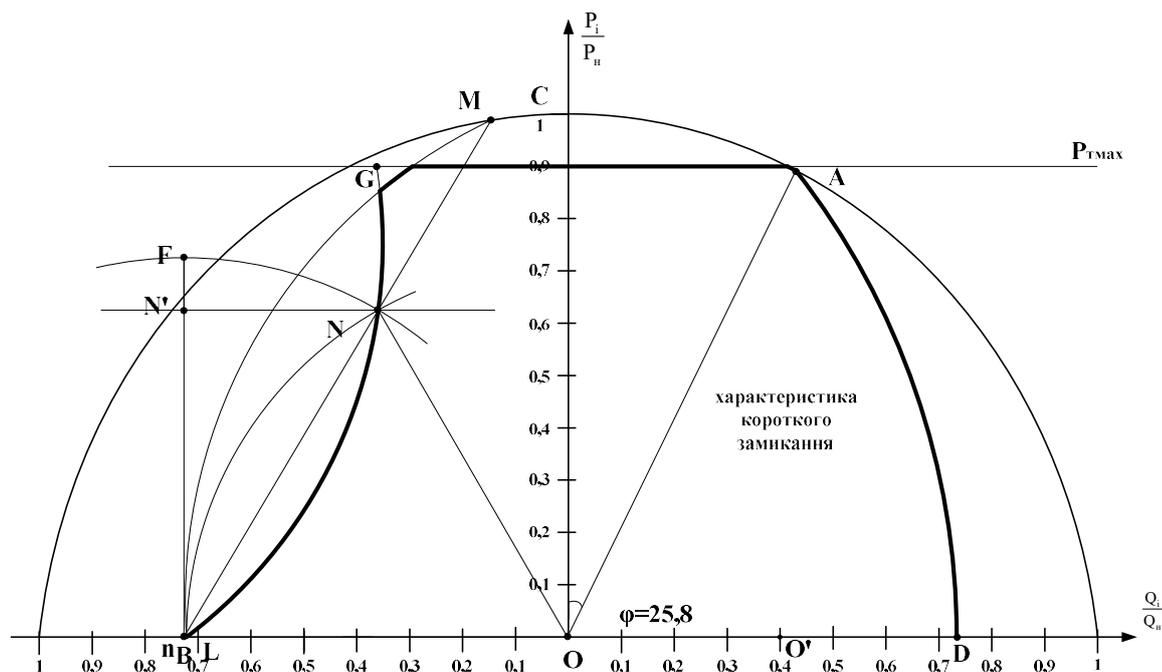


Рисунок 3.2 – Діаграма потужності турбогенератора

3.2 Номінальний режим генератора

Номінальний режим генератора це такий режим, при якому він розвиває номінальну потужність і в нормальних умовах повинен працювати протягом встановленого заводом виробником терміну служби. Під нормальними умовами тут розуміється, перш за все, дотримання розрахункових умов охолодження машини, оскільки тривалість сталого режиму роботи генератора обмежується головним чином його нагрівом. Номінальний режим характеризується номінальними параметрами: активною потужністю $P_{\text{ном}}$, напругою $U_{\text{ном}}$, коефіцієнтом потужності $\cos\varphi$, частотою f і температурою охолоджуючого газу на виході (на рисунку 3.1 і 3.2 цьому режиму відповідає точка А).

При тривалому сталому номінальному режимі всі основні параметри повинні підтримуватися практично незмінними. Параметри вважаються практично незмінними в тому випадку, якщо їх зміни, неминучі в експлуатації, знаходяться в заданих межах відхилень, що практично не впливають на режим генератора. Наприклад, навантаження генератора вважається незмінним, якщо

відхилення струмів і напруги статора від сталого значення знаходяться в межі $\pm 3\%$, а відхилення струму збудження і частоти – в межах ± 1 . Температуру міді і сталі генератора вважають незмінною, якщо її відхилення від сталого значення не перевищують 1°C протягом 1г. Температура охолоджуючого середовища також, щоб вважатися незмінною, не повинна відхилятися більш ніж на $0,5^\circ\text{C}$ за 1г для газу і на $0,5^\circ\text{C}$ за 1г для рідини (ГОСТ 533-2000).

Як приклад в таблиці 3.1 приведені основні номінальні параметри генератора ТВФ-120-2У3 дійсні при номінальному тиску і чистоті водню в корпусі і температурі охолоджуючого середовища не вище $+40^\circ\text{C}$. Дані охолоджуючих середовищ приведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 — Номінальні параметри генератора ТВФ-120-2У3

Найменування параметрів	Одиниці вимірювань	Величина
Потужність	МВА/МВт	125/100
Коефіцієнт потужності		0,8
Частота обертання	об/хв	3000
Схема з'єднань обмоток статора		УУ
Номінальний струм статора	А	6875
Номінальний струм ротора	А	1715
Номінальна напруга	кВ	10,5

Таблиця 3.2 - Дані охолоджуючих середовищ

Найменування параметрів	Одиниця вимірювання	Величина
Номінальний надмірний тиск водню в корпусі	Мпа	0,2;0,3(2,3)
Чистота водню за об'ємом	%	98
Температура водню на виході з газоохолоджувачів	$^\circ\text{C}$	40
Витрата води через газоохолоджувачі	т/год	250
Температура води на вході в ГО	$^\circ\text{C}$	$>15; <33$
Перепад тиску «вода-водень» на вході	Мпа	0,05(0,5)
Падіння тиску води в ГО	Мпа	0,065(0,65)
Витрата води в зовнішньому контурі теплообмінника системи водяного охолодження обмотки статора	т/год	200
Температура води на вході в контур теплообмінника	$^\circ\text{C}$	33

Витрата дистилляту, що поступає в обмотку статора	т/год	43,2	
Температура дистилляту на вході	°С	40	
Надмірний тиск дистилляту на вході в обмотку при роботі РКНВ	Мпа	0,25(2,5)	
Перепад тиску дистилляту на обмотці	кГс/см ²	1,5	
Відносна вологість водню при номінальній температурі холодного газу	%	30	
Надмірний тиск дистилляту на виході з обмотки статора	Мпа(кГс/см ²)	0,1(1,0)	
Питомий електричний опір дистилляту при температурі 40 °С	кОм/см	200	
Перепад тиску «масло-водень»	Мпа	0,07...0,09	
	кГс/см ²	0,7..0,9	
Витрата масла через 2 ущільнення:	тривало	м ³ /год	11,9
	короткочасно	м ³ /год	18,0
Витрата масла через 2 підшипники	м ³ /год	36	
Надмірний тиск масла на подачі в підшипники	Мпа	0,07...0,09	
	кГс/см ²	0,7...0,9	

Дані по генератору узяті з «інструкції по експлуатації турбогенератора ТВФ-120-2У3».

В електричній системі постійно відбуваються різні зміни - в першу чергу Це зміни навантаження і як наслідок зміни напруги, частоти, коефіцієнта потужності і т.д. Крім того, постійно змінюються зовнішні умови, від яких залежить режим роботи генераторів. До них відносяться, перш за все, умови охолодження (зокрема, температура охолоджуючої води, яка подається в теплообмінники для відведення тепла, обумовленого втратами в генераторі). Тому зазвичай генератор працює в режимах, відмінних від номінального, але в межах нормального режиму.

3.3 Нормальний режим генератора

Під нормальним режимом генератора розуміється такий режим, в якому він може працювати без обмеження за часом. До нормального слід віднести режими роботи машин з різними навантаженнями від мінімально можливою за технологічними умовами до номінальної (вказаною на щитку генератора), а також режими із змінним регульованим навантаженням за умови, що основні

параметри генератора не перевищують номінальних значень.

Розглянемо області значень основних параметрів нормального режиму роботи генераторів.

Температура вхідної в газоохолоджувач води і газу (повітря або водню), що виходить з нього, а також — у разі безпосереднього охолодження температура охолоджуючої рідини (дистиляту або масла) повинна відповідати нормам (у дистиляту 33, у масла 40С°). Також повинні відповідати заводським вимогам надмірний тиск водню і його чистота (98%). При відхиленні температури і тиску охолоджуючого середовища у бік погіршення охолодження тривало допустимі струми статора і ротора повинні бути зменшені настільки, щоб тепловий режим генератора залишився незмінним, а температура його окремих елементів практично зберегла своє сталі значення.

Напруга генератора повинна бути практично симетричним і синусоїдальним. Це означає, що напруга зворотної послідовності не повинно перевищувати 1%, а коефіцієнт синусоїдальності - 5%. Відхилення напруги статора допускається в межах ± 5 . При цьому генератор повинен тривало працювати з повною номінальною потужністю, хоча для досягнення цієї потужності при 95% напруга підвищується струм статора, а при 105% – відповідно струм ротора.

Допустимість пониження напруги більш ніж на 5% обов'язково перевіряється з погляду стійкості (питання стійкості розглядаються в курсі «Перехідні процеси в електроенергетичних системах»). Якщо при цьому генератор володітиме достатнім запасом стійкості (не меншого 10%), то все одно потужність його повинна бути понижена, оскільки струм статора за умовами нагріву обмотки статора не слід підвищувати понад 105% номінального.

Підвищення напруги понад 105% небезпечно. Інакше, внаслідок насичення сталі, в сучасних генераторах навіть незначний підйом напруги вище допустимого призводить до зростання магнітної індукції, різкого (в декілька разів) збільшенню потоків розсіяння і появі в ребрах корпусу генератора і в

інших конструктивних елементах дуже великих паразитних струмів, що викликають додатковий нагрів і навіть оплавлення цих елементів. Внаслідок цього навантаження генератора при підвищенні напруги понад 105% повинне знижуватися.

Деякі типи генераторів допускають збереження повного навантаження при зміні напруги до 110%. Проте, ця можливість повинна бути обов'язково перевірена спеціальними випробуваннями на додаткові втрати в роторі і статорі і на нагрів активної сталі. До таких випробувань рекомендується змінювати навантаження генератора при відхиленнях напруги відповідно до інструкції заводу-виробника.

Генератор забезпечує тривало допустиму потужність при номінальному $\cos\phi$, і номінальній частоті при зміні напруги статора в межах 5% від $U_{\text{ном}}$.

ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ підвищення напруги статора генератора вище 11,1 кВ.

Вплив змін частоти на втрати і нагрів генератора позначаються лише при значних відхиленнях частоти від норми (більше $\pm 2,5\%$). При пониженні частоти втрати в сталі зменшуються. Але одночасно з цим знижується і частота обертання ротора, знижується ефективність вентиляції і, як наслідок, погіршується охолодження воднем, що може привести до необхідності пониження потужності генератора через підвищення нагріву. При підвищенні частоти ростуть втрати в сталі, але одночасно поліпшуються умови охолодження, тому тільки при значних підвищеннях частоти (2...3%) виникла б необхідність зменшення потужності машини.

Оскільки зміни частоти, що нормально допускаються в експлуатації, не повинні перевершувати $\pm 2\%$ за «Правилами технічної експлуатації» (ПТЕ), зменшення навантаження генераторів при цих відхиленнях не вимагається.

Значно більший вплив на повну і активну потужність генератора роблять зміни коефіцієнта потужності - це можна бачити на діаграмі потужностей турбогенератора (рисунок 4.2). На ділянці AD при пониженні коефіцієнта потужності від номінального до нуля повна потужність зменшується, оскільки

Для утримання режиму в рамках номінальних параметрів необхідно струм збудження, а значить і ЕРС E підтримувати номінальними. Тому кінець вектора повної потужності переміщається по колу з центром в точці H . Таким чином, в чисто компенсаторному режимі генератор здатний розвивати лише близько 70% повної потужності.

При роботі з підвищеними коефіцієнтами потужності (від номінального до одиниці) повна потужність генератора обмежена потужністю турбіни. Тому кінець вектора OA переміщається при зміні $\cos\varphi$ по прямій AB . Якщо турбіна здатна підвищувати свою потужність понад номінальну (як це має місце, і наприклад, для машин теплофікацій типу K), то в області режимів при підвищених коефіцієнтах потужності генератор зможе працювати при номінальній повній потужності (ділянка діаграми AA').

При роботі в квадранті місткості в режимах з недозбудженням (ліворуч від прямої OB) активна потужність генератора обмежується стійкістю його роботи.

Робота в режимі недозбудження практикується в годинник провалу навантаження через надлишки реактивних потужностей і неможливості короточасних зупинок крупних генераторів. Такий режим здійснимо тільки при автоматичному регулюванні збудження, ефективному при роботі з випереджаючим струмом статора. Але за цієї умови потрібне зменшення активного навантаження генератора для забезпечення стійкості в області низьких $\cos\varphi$ (ділянка діаграми потужності GF).

В крупних турбогенераторах режими з недозбудженням обмежуються ще, додатково, нагрівом крайніх пакетів активної сталі і конструктивних елементів торцевих зон статора. Цей додатковий нагрів обумовлений підвищеною результуючою індукцією в торцевих зонах, що пояснюється слабким магнітним зв'язком обмоток статора і ротора в цих зонах і недостатньою компенсацією потоку розсіяння статора потоком ротора. Магнітний зв'язок обох обмоток слабкіше тут тому, що поля, що утворюються лобовими частинами обмоток статора і ротора, вимушені замикатися переважно по повітрю.

Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж регламентують наступні допустимі діапазони зміни основних параметрів синхронних генераторів і компенсаторів.

Номінальна потужність генераторів при номінальному коефіцієнті потужності (для всіх турбогенераторів потужністю 30 Мвт і більш і всіх турбогенераторів газотурбінних і парогазових установок також тривала максимальна потужність при встановлених значеннях коефіцієнта потужності і параметрів охолодження) і номінальна потужність синхронних компенсаторів повинні зберігатися при одночасних відхиленнях напруги до 5% і частоти до 2,5% номінальних значень за умови, що при роботі з підвищеною і напругою і зниженою частотою сума абсолютних значень відхилень напруги і частоти не перевищує 6% якщо в стандартах на окремі типи машин не обумовлені інші умови по відхиленню напруги і частоти.

Найбільший струм ротора, отриманий при роботі з номінальною потужністю і при відхиленнях напруги в межах 5%, тривало допустимий при роботі з номінальними параметрами охолоджуючого середовища.

У разі роботи з тривалою максимальною потужністю найбільший струм ротора при відхиленні напруги до 5% тривало допустимий тільки при відповідних параметрах охолодження.

Для всіх генераторів і синхронних компенсаторів найбільша робоча напруга повинна бути не вище 110% номінального. При напрузі вище 105% допустима повна потужність генератора і синхронного компенсатора повинна бути встановлена відповідно до вказівок інструкцій заводу-виробника або за наслідками випробувань.

При напрузі на генераторі або синхронному компенсаторі нижче 95% номінального струм статора повинен бути не вище 105% тривало допустимого.

3.4 Допустимі перевантаження

Короткочасні перевантаження статора і ротора по відношенню до тривало допустимого струму статора $I_{ст.дл}$ і ротора $I_{в.дл}$, необхідність в яких виникає досить часто при роботі автоматики, форсування збудження, різних видах АПВ, в асинхронних режимах і т.п., допускаються в досить широких межах.

При визначенні допустимих перевантажень враховують систему і охолодження машини, її конструктивні особливості і необхідність збереження електричних і механічних властивостей ізоляції. Для генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток статора і ротора враховується ще неприпустимість закипання охолоджуючої води або теплового розкладання масла при підвищених нагрівах, супроводжуваних перевантаженнями. Для роторної обмотки дуже важливо також не перевищити найбільшу різницю температур між міддю обмотки і сталлю бочки ротора, при якій можуть виникнути залишкові деформації стрижнів і пошкодження ізоляції обмотки ротора.

Якщо задатися умовою збереження рівності додаткового перевищення температури обмотки при різних перевантаженнях і прийняти, що виділене в обмотці тепло повністю піде тільки на її нагрів, то допустима тривалість перевантаження генераторів і компенсаторів $\tau_{допн}$, при відомій тривалості $\tau_{доп1}$ заданого перевантаження (зазвичай подвійною або полуторною) буде

$$\tau_{допн} = \tau_{доп1} \cdot \frac{k_{jl}^2 - 1}{k_{jn}^2 - 1} \quad (3.1)$$

Кратність перевантаження k_j визначається як відношення струму перевантаження до струму, тривало допустимого при фактично наявній температурі і тиску охолоджуючого середовища.

Оскільки допустима тривалість полуторного перевантаження для генераторів з непрямым охолодженням обмотки статора і ротора по ГОСТ

складає 2 хвил., то:

$$\tau_{\text{допн}} = 120 \cdot \frac{1,5^2 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{150}{k_j^2 - 1} \quad (3.2)$$

Для генераторів з поверхневим охолодженням одночасно з перевантаженням по струму статора допустиме і необхідне при цьому перевантаження по струму ротора. При форсуванні збудження двократне до номінального струму ротора перевантаження вирішується протягом 50с.

У генераторів з безпосереднім охолодженням втрати в обмотках від струму значно вище, ніж у машин з поверхневим охолодженням. При визначенні допустимих перевантажень для цих машин враховують нерівномірний підігрів охолоджуючого середовища в каналах стержнів, а також збільшення постійною часу нагріву. Крім того, обмотки з безпосереднім охолодженням чутливіші до зсувів при їх нагріві. Тому допустима тривалість їх перевантаження струмом 1,5 номінального понижена до 30с. Для турбогенераторів ТГВ, ТВВ і ТВМ ГОСТ встановлює тривалість полуторного перевантаження одну хвилину. Отже, для статорів турбогенераторів цих типів

$$\tau_{\text{допн}} = 60 \cdot \frac{1,5^2 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{75}{k_j^2 - 1} \quad (3.3)$$

Для роторів з безпосереднім охолодженням встановлена допустима тривалість двократного перевантаження 20 с, звідси:

$$\tau_{\text{допн}} = 20 \cdot \frac{2^2 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{60}{k_j^2 - 1} \quad (3.4)$$

Для ротора турбогенератора 100 МВт встановлена тривалість

двократного Перевантаження 15 с, тобто:

$$\tau_{\text{допн}} = 15 \cdot \frac{2^2 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{45}{k_j^2 - 1} \quad (3.5)$$

Менша перевантажувальна здатність генераторів з безпосереднім охолодженням в порівнянні з генераторами з непрямим охолодженням пояснюється вищою номінальною щільністю струму в їх обмотках і нерівномірністю нагріву обмотки при перевантаженнях через підігріву в охолоджуючого середовища в каналах.

Перевантаження обмоток струмом навіть при дозволений тривалості приводить до зростання їх температури понад допустиму, що викличе прискорене старіння ізоляції. Тому короточасні перевантаження генераторів і компенсаторів допускаються тільки при аваріях в енергосистемі. Зняття перевантаження роторів з безпосереднім охолодженням повинне, як правило, проводитися автоматично.

Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж регламентують наступні допустимі перевантаження синхронних генераторів і компенсаторів:

Тривале перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів по струму понад значення, допустиме при даних температурі і тиску охолоджуючого середовища, не допускається.

У аварійних умовах генератори і синхронні компенсатори дозволяється короткочасно перенавантажувати по струмах статора і ротора згідно інструкціям заводу-виготівника, технічним умовам і державним стандартам. Якщо в них відповідні вказівки відсутні, при аваріях в енергосистемах Допускаються короточасні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів по струму статора при вказаній в таблиці 4.3 кратності струму, віднесеної до номінального значення.

Таблиця 3.3 — Допустима кратність перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів по струму статора

Тривалість перевантаження, мін, не більше	Непряме охолодження обмотки статора	Безпосереднє охолодження обмотки статора	
		Водою	Воднем
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Допустиме перевантаження по струму збудження генераторів і синхронних компенсаторів з непрямим охолодженням обмоток визначається допустимим |перевантаженням статора. Для турбогенераторів з безпосереднім водневим або водяним охолодженням обмотки ротора допустиме перевантаження по струму збудження повинне бути визначене кратністю струму, віднесеною до номінального значення струму ротора (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4 - Допустима кратність перевантаження турбогенераторів по струму ротора

Тривалість перевантаження, не більше	Турбогенератори	
	ТВФ, окрім ТВФ-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включно), ТВФ-120-2
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	-
0,33	-	2,0

Як приклад нижче представлена виписка з «інструкції по експлуатації турбогенератора ТВФ-120-2УЗ».

У нормальних умовах експлуатації генератора ніяких перевантажень не

допускаються.

У аварійних умовах (відключення генератора, ліній електропередач і т.п.) в цілях запобігання порушенню статичної стійкості системи, як виняток, допускаються короточасні перевантаження генератора по струму статора і ротора. Допустимі перевантаження і їх тривалість приведені в таблиці 3.5 і 3.6.

Таблиця 3.5 – Перевантаження по струму статора

Тривалість перевантаження не більш, хв.	1	4	5	6	15	60
Кратність струму по відношенню до ном.	1,5	1,3	1,25	1,2	1,15	1,1
Допустимий струм, А	10312	8937	8593	8250	7906	67559

Таблиця 3.6 – Перевантаження по струму ротора

Тривалість допустимого перевантаження не більш, хв.	0,33	1,0	4,0	60
Кратність перевантаження, Іп/Ін.	2	1,5	1,2	1,06
Допустимий струм, А	3430	2572	2058	1817

Перевантаження, понад вказаних в таблицях, не допускаються. Спрацьовування форсування на повний цикл допускається не раніше, чим через 7 хвил. після попереднього циклу форсування.

При збільшенні струму статора понад допустимі значення черговий персонал повинен розвантажити генератор шляхом зменшення збудження. При цьому необхідно стежити, щоб генератор не перейшов в режим роботи з недозбудженням (місткістю квадрант).

4 АСК ТП електричної станції

АСУ ТП об'єкта є нижнім ієрархічним рівнем керування. Технологічний процес вироблення електроенергії характеризується великою кількістю інформації, яка одержується з різних ланок енергопристроїв, швидкістю проходження нестационарних процесів типу КЗ, аварійних ситуацій і т. ін., відсутність складів "готової продукції". Крім того, необхідно об'єктивно оцінювати техніко-економічні показники ТП для вироблення керуючих взаємодій, нарахування зарплати персоналу і звіт перед вище стоячою інстанцією. АСУ ТП допомагає оперативному персоналу керувати технологічним процесом - це людино-машинна система, де збір, передача і обробка інформації здійснюється за допомогою засобів АСУ, за людиною залишається функція прийняття рішення і контроль за їх виконанням.

4.1 Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому

В якості цільової функції в задачі оптимізації використовується мінімум витрат на виробництво і розподіл електричної енергії. Постійна частина цих витрат містить затрати на ремонт і експлуатацію обладнання, заробітну плату персоналу і практично не залежить від енергетичного режиму. Змінна частина затрат, називається паливною складовою, пов'язана з витратами на придбання, транспортування і підготовку палива.

В залежності від того як генерація активної потужності буде розподілена між електростанціями, витрати на паливо буде різною. Витрати на паливо на кожній електричній станції визначається її витратою палива.

Витрата палива в одиницю часу пов'язана з потужністю, яка видається станцією – витратна характеристика станції. Витратна характеристика станції

залежить від типу регулювання теплового обладнання і є складними нелінійними характеристиками.

Витратні характеристики електростанцій $V = f(P)$ мають вигляд:

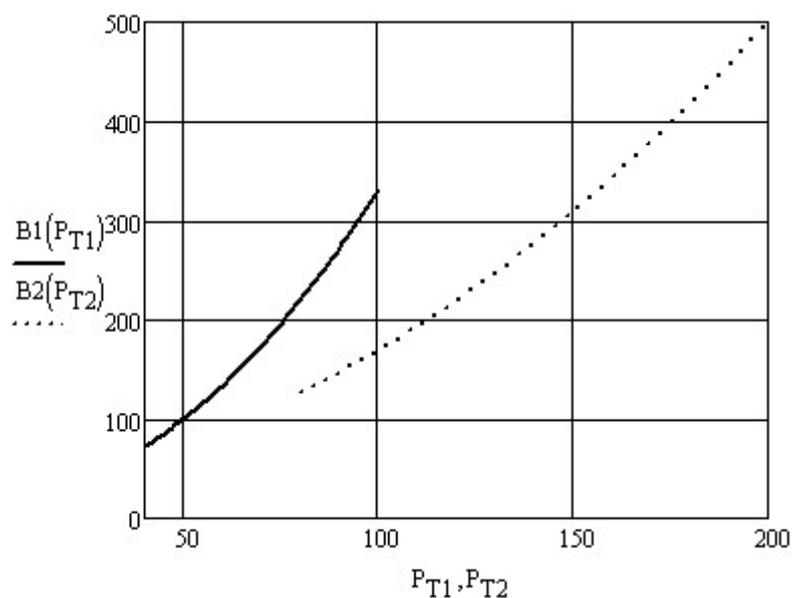


Рисунок 4.1 – Витратні характеристики блоків 100 та 200 МВт

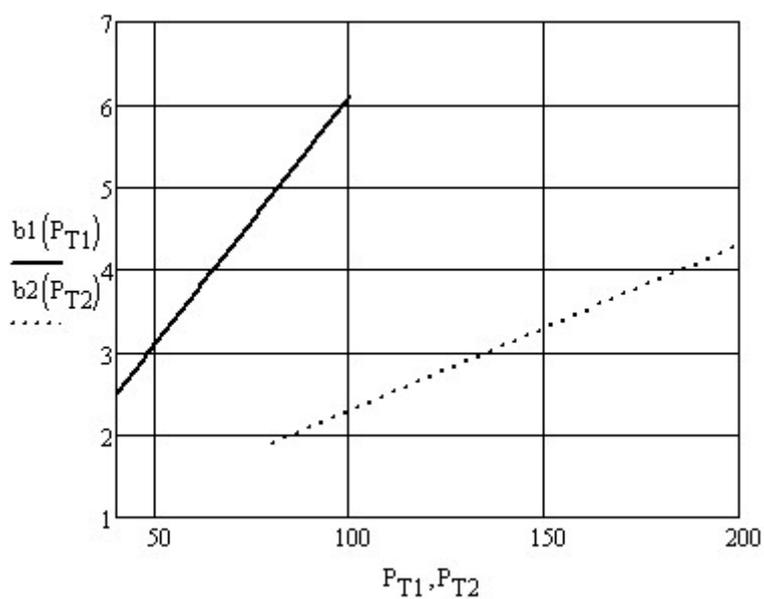


Рисунок 4.2 – Відносні прирости блоків 100 та 200 МВт

4.2 Визначення оптимального розподілу навантаження між блоками з врахуванням витрат на власні потреби

При внутрішньостанційній оптимізації важливими є такі задачі: розподіл навантаження, зміна складу агрегатів, контроль резерву, тощо. Для їх розв'язання використовуються різні методи та алгоритми, оскільки агрегати ЕС можуть використовуватись у різних режимах роботи генератора чи синхронного компенсатора. Розглянемо одну із функцій агрегатів – генераторну та розв'яжемо задачу видачі необхідної активної потужності за заданим графіком навантаження з мінімальною витратою ресурсу (палива).

Для задано графіку активних навантажень КЕС (таблиця 1.1) P_t та складу агрегатів необхідно розв'язати задачу розподілу активної потужності.

Розв'язання задачі здійснюється методами динамічного програмування (ДП). Визначаються склад та потужності для кожного інтервалу часу розглядуваного періоду оптимізації. При цьому на першій стадії розрахунку не вдається врахувати весь комплекс обмежень і рішення "виправляється" (уточнюється) на другій стадії. У кінцевому результаті початковий план видозмінюється, а регулювання режиму ведеться в темпі процесу у залежності від конкретних умов.

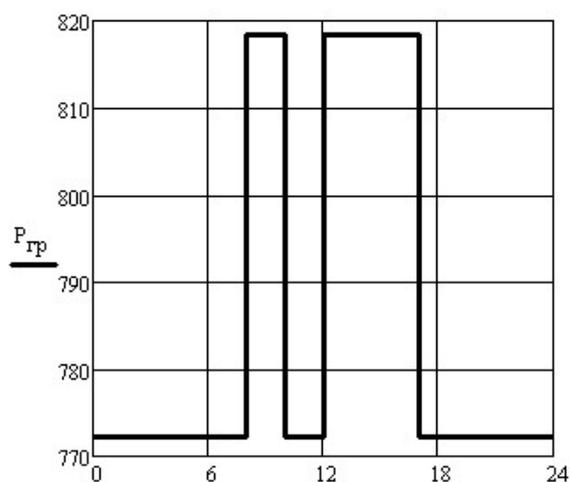


Рисунок 4.3 – Потужність, яка має бути видана з шин станції

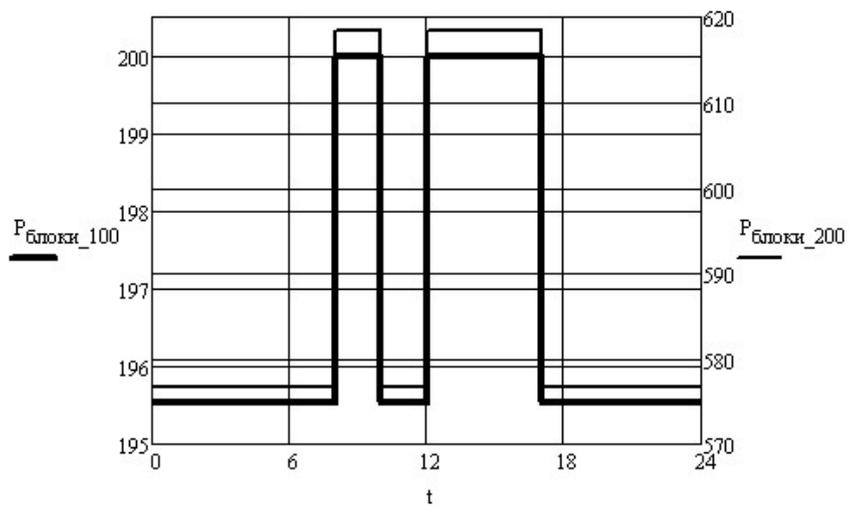
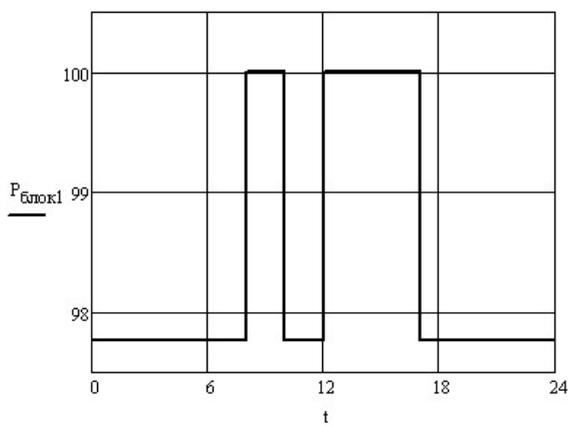
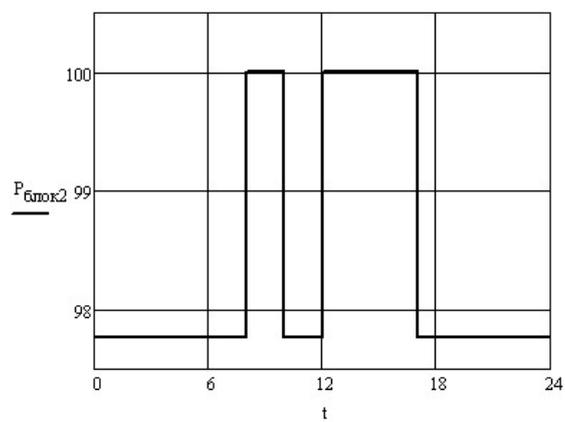


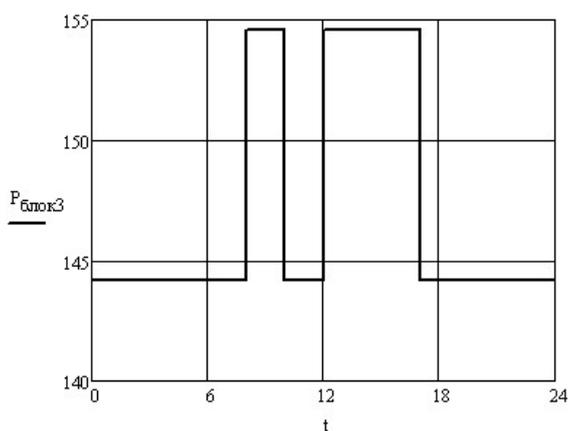
Рисунок 4.4 – Розподіл навантаження між групами блоків



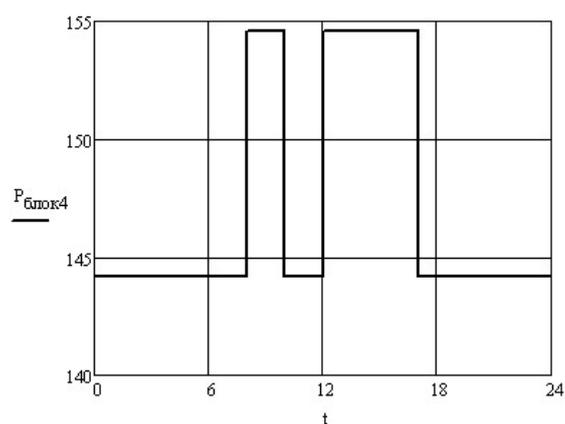
а)



б)



в)



г)

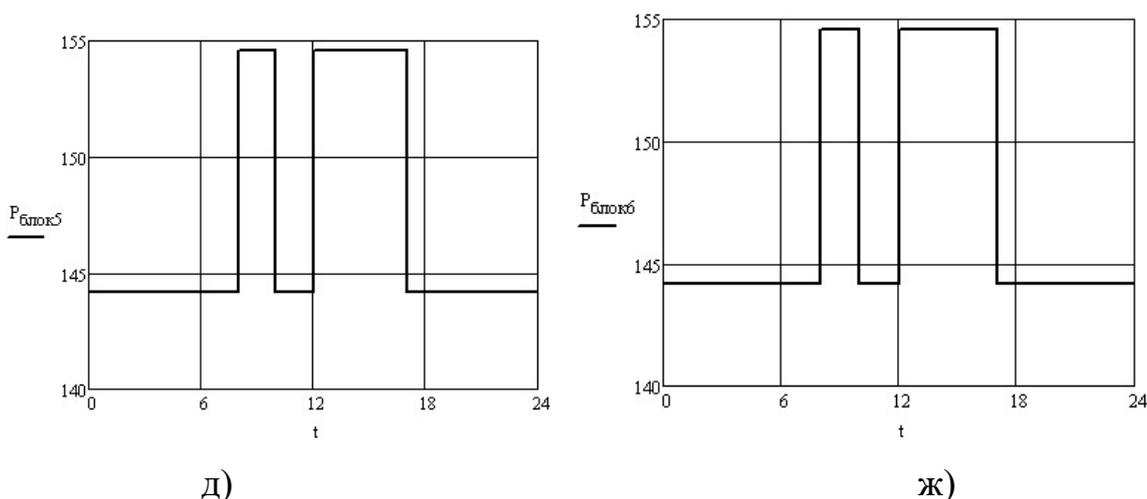


Рисунок 4.5 – Завантаження блоків (а, б – блоки 100 МВт; в, г, д, ж – блоки 200 МВт)

Оскільки в загальному випадку задача внутрішньостанційної оптимізації режиму характеризується високою розмірністю, наявністю значної кількості обмежень, відсутністю достовірної інформації, тощо, її розв'язання здійснюється за спрощеними алгоритмами з урахуванням пріоритетів, наприклад, економічності різних заходів. Так витрати ресурсу при найвигіднішому розподілі навантаження можна зменшити на 0,2-0,6%, при правильно вибраному незмінному складі агрегатів – 0,2-1,2%, при правильно вибраному числі працюючих фрегатів – 0,2-10%. Звідси впливає доцільність розбиття задачі оптимізації складу та режиму агрегатів на чотири самостійних підзадачі: першій – оптимізація числа та складу при рівномірному розподілі навантаження між агрегатами; друга – формування рівнозначних рішень для кожного розрахункового інтервалу часу і періоду оптимізації для мінімізації пускозупинних операцій; третя – визначення стратегії управління складом агрегатів на період оптимізації з мінімальним числом пускозупинних операцій; четверта – найвигідніший розподіл навантаження між агрегатами.

5 Розрахунок техніко-економічних показників КЕС

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.

5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої КЕС

Повні витрати на спорудження КЕС 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 КЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва КЕС починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво КЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 - Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд. 2	В тому числі по видах затрат						Загальна вартість тис. грн
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші витрати		
			%	тис.грн	%	тис.грн	%	тис.грн	
1	Підготовка територій для будівництва	2,1%	50	12600	2	504	48	12096	25200
2	Об'єкти основного виробничого призначення	1500	60,0	72000	39	468000	1	12000	1200000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і призначення	1,2%	80	11520	20	2880			14400
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85	19380	15	3420			22800
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95	34200	5	1800			36000
6	Зовнішні мережі і споруди, водопостачання	3%	90	32400	10	3600			36000
7	Упорядкування території	0,5%	100	600					6000
8	Тимчасові будівлі та споруди		80	38400	10	4800	10	4800	48000
9	Інші роботи та затрати	3%					100	36000	36000
10	Утримання дирекцій і авторський нагляд	0,2%					100	2400	24000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3%					100	3600	3600
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100	60000	60000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100	12000	1200
	Всього по розд. 1-13			874500				14896	1502400
	В т.ч. поворотні суми			43725					43725
	Всього			830775				142900	1458680

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначаються за виразом:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст}, \quad (5.1)$$

$$k_{num} = 1458680000 / 1000000 = 1458,68 \text{ (грн/кВт)},$$

де $K_{\Sigma 0}$ – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн;

$N_{вст}$ – встановлена потужність КЕС, кВт.

5.2 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 витрати.

5.2.1 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 7.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) 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, радії, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи (Ф3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma обл} - K_{тр(обл)}, \quad (5.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр}, \quad (5.3)$$

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma ини} - K_{тр(БМР)}. \quad (5.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

$$N_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i, \quad (5.5)$$

де N_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис.грн
Ф1	477945	7	33456,15
Ф2	3600028	28	10800
Ф3	944735	20	188946
Разом	1458680		232482,15

$$N_a = 477945 \cdot 0,07 + 36000 \cdot 0,28 + 944735 \cdot 0,2 = 232482,15 \text{ (грн)}.$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність пер-соналу станції:

$$Ч = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (5.6)$$

$$Ч = 1,13 \cdot 1000 = 1130 \text{ чол.}$$

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 КЕС приймаємо рівним 1,13.

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:

Категорія	КЕС	Кількість, чол.
Робітники	83,5 %	944
ІТР	13,5 %	152
Службовці	2,5 %	28
МОП	0,5%	6

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для КЕС приведена у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників КЕС, грн.

Категорія	Зарплата
Робітники	4500
Службовці	3700
ІТР	5000
МОП	3000

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

$$Z_{zn} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії;

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	944	50980000
ІТР	152	9120000
Службовці	28	1243000
МОП	6	260000

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 7.4

за

формулою:

$$I_{зн} = (1,57(S_{зн\ роб.} + S_{зн\ МОП}) + 1,80(S_{зн\ ГПР} + S_{зн\ сл.})) \cdot k_k \cdot k_e \quad (5.8)$$

$$I_{зн} = (1,57(50980000 + 260000) + 1,80(9120000 + 1243000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 98400000 \text{ (грн)},$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

k_k – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$k_e = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд со-ціального страхування).

5.2.3 Розрахунок вартості палива

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються за формулою:

$$Z_n = \frac{(\Pi_m + \Pi_{mp}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{втр})}{e_n}, \quad (5.9)$$

де Π_m – ціна палива;

Π_{mp} – витрати на транспортування;

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

$\alpha_{втр} = 0,015$ - втрати твердого палива на шляху до електростанції;

e_n – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330$ (Q - теплова здатність палива).

Ціна палива $\Pi_m = 800$ грн. за 1 т. вугілля.

$$\text{Калорійний коефіцієнт: } e_n = \frac{32400}{29330} = 1,105$$

Річні втрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних ви- тратах, а при плануванні - по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$B_p = B_{xx} \cdot \tau_p + \beta \cdot W_{\text{вир}}, \quad (5.10)$$

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. [31].

Визначимо число годин роботи блоків 300 МВт у плановому році при умові, що на двох з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на інших.

$$\tau_p = 8760 \cdot 4 - (28 \cdot 48 \cdot 2 + 24 \cdot 14 \cdot 2 + 24 \cdot 2 \cdot (4 - 2)) = 31056 \text{ (год/рік)}$$

Візьмемо значення витратних характеристик блоків з [30].

$$B = 4,4984 \cdot \tau_p + 0,3 \cdot W,$$

$$B = 4,4984 \cdot 31056 + 0,3 \cdot 5118629,6 = 1675291,2 \text{ (т.у.п.)}$$

$$I_n = \frac{1000 \cdot 1675291,2 \cdot (1 + 0,015)}{1,105} = 1231073714,4 \text{ (грн)}$$

5.2.4 Розрахунок інших затрат

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

$$I_{\text{ін}} = (I_a + I_{\text{зн}}) \cdot I_n, \quad (5.11)$$

$$I_{\text{ін}} = (98400000 + 232482,15) \cdot 22 / 100 = 2170000,$$

де $I_n = 22\%$ для заданої потужності станції.

5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва:

$$I = I_a + I_{zn} + I_n + I_{in}, \quad (5.12)$$

$$I = 232482,15 + 98400000 + 1231073714,4 + 2170000 = 113100000 \text{ (тис. грн.)}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = I / E_{відн}, \quad (5.13)$$

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

$$E_{відн} = E_{вир} (1 - P_{відн}),$$

$$E_{відн} = 5118629,6 \cdot (1 - 0,08) = 4709139,232 \text{ (МВт)}$$

$$C = \frac{1131 \cdot 10^5 \cdot 10^3}{4709139 \cdot 10^3} = 240,1 \text{ (коп/кВт·год)}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис. грн.	Собівартість енергії	
		коп/кВт·год	%
Амортизація	232482,15	49,4	14,99
Зарплата	98400	6,19	1,88
Паливо	1231073	172,3	79,4
Інші	57562,4	12,2	3,71
Разом	11310000	240,1	100

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції не-обхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 - Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1000
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	5118629600
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,08
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,885
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	1823340
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	1458,68
Питомі витрати умовного палива	г/кВт·тод	327,29
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·тод	240,1

Розрахувавши основні техніко-економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 1000 МВт з паливом вугіллям, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 240,1 коп/кВт·тод.

Висновки

В магістерській кваліфікаційній роботі виконано обґрунтування доцільності будівництва конденсаційної електричної станції. Виконано проектування електричної частини конденсаційної станції (КЕС) встановленою потужністю 1000 МВт. Запроектована електрична станція працює на енергосистему і місцевий район віддаючи при цьому електроенергію на напрузі 110 кВ та 150 кВ.

В роботі проведено розрахунок графіків електричних навантажень, вибір силового обладнання КЕС, виконано порівняння двох схем ВРУ станції, розраховано струми КЗ для вибору комутаційної апаратури, вимірювальних трансформаторів, струмоведучих частин.

В МКР детально розглянуті питання визначення навантажувальної спроможності турбогенераторів ТВФ-120-2У3. Отримані навантажувальні діаграми та вибраний оптимальний режим роботи такого генератора.

Оптимізація режимів роботи блоків КЕС була виконана, виходячи з заданого добового графіка електричних навантажень для місцевого району.

В розділі “Економічна частина” розраховали техніко-економічні показники КЕС. Собівартість електроенергії станції становить 240 коп/(кВт.год).

Отже, можна зробити висновок про доцільність будівництва КЕС, які працюють в енергосистемі, будуть задовольняти потреби споживачів в електроенергії. Будівництво КЕС зможе покращити енергетичну ситуацію, яка склалася в Україні.

Список використаної літератури

1. Савицький О. Роль теплової електроенергетики в роботі ОЕС України / О. Савицький. Національний екологічний центр України. – Київ, 2014. – С. 2–6. Режим доступу: http://necsu.org.ua/wp-content/uploads/Coal_UA_WEB_NEW.pdf
2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009 – 194 с.
3. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 102 с.
4. Проблемні питання компенсації реактивної потужності. Інформація про підготовку та хід засідання круглого столу // Промелектро. – 2004. - № 5. С. 4-11.
5. Рогальський Б.С. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній / Б.С. Рогальський, О.М. Нанака, А.В. Праховник та ін. // Енергетика та електрифікація. – 2006. - № 6 – С. 23-30.
6. Міняйло О.С. Вплив асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 на рівні напруги мережі / О.С. Міняйло, М.С. Романів, Л.М. Крисюк // Енергетика и Электрификация. – 2002. - № 3. – С. 25-26.
7. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. / М.С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
8. Головатюк П.Н. Енергетична стратегія України на період до 2030 року та дальшу перспективу: пріоритетні напрями збереження енергоресурсів / П.Н. Головатюк, О.С. Баб’як // Енергетика и Электрификация. – 2004. - № 10-11. – С. 2-4.
9. Міняйло А.С. Оцінка впливу режимів на надійність крайніх пакетів статора синхронних турбогенераторів та можливість її підвищення / А.С. Міняйло, В.П. Олексин // Технічна електродинаміка. – 1986. – С. 18.

10. Кузьмін В.В. АСТГ та їх роль в забезпеченні штатних режимів електричного обладнання АЕС в сучасних умовах / В.В. Кузьмін, Г.М. Федоренко, В.О. Саратов // Новини енергетики. – 2001. - № 2. – С. 21-29.

11. Федоренко Г.М. АСТГ – нова високоефективна технологія в електроенергетиці / Г.М. Федоренко, В.А. Саратов, Л.Б. Остапчук // Новини енергетики. – 1998. - № 12. – С. 52-57

12. Міняйло О.С. Особливості використання вибігу асинхронізованого турбогенератора для аварійного розхолодження реактора блока АЕС / О.С. Міняйло, К.Б. Покровський, В.П. Олексин // Энергетика и электрофикация. – 2001. - № 7. – С. 15-19.

13. Сегеда М.С. Техніко-економічна ефективність використання на теплоелектроцентралях асинхронного режиму АСТГ / М.С. Сегеда, О.С. Міняйло, К.Б. Покровський, В.П. Олійник // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2007. - № 596. – С. 123-127.

14. Dobganyuk I.Ya. Power systems and electric networks asynchronized machines as a means of counter-emergency control and frequency regulation in a power system / I.Ya. Dobganyuk, A.P. Lokhmatov, T.V. Plotnikova, P.V. Sokur, P.Yu. Tuzov, Yu.G. Shakaryan // Power Technology and Engineering. – 2012. – vol. 45. - № 6. – С. 466-470.

15. Aguro K. Rich operation experiences and new technologies on adjustable speed pumped storage systems in Japan [Електронний ресурс] / К. Aguro, М. Kato, F. Kishita // GIGRE, A1-101. – 2008. – Режим доступу: <http://www.twirpx.com/file/615288/?rand=9876353>

16. Здановський В.Г., Крисюк Л.М. Випробування та досвід промислової експлуатації турбогенераторів АСТГ-200 / В.Г. Здановський, Л.М. Крисюк // Энергетика и электрофикация. – 1997. - № 3. – С. 1-4.

17. Міняйло О.С. Досвід експлуатації асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 на Бурштинській ТЕС / О.С. Міняйло, М.С. Романів, В.В. Кривий, Л.М. Крисюк // Энергетика и Электрофикация. - 2002. - № 4 – С. 8-14.

18. Мінняйло О.С. Диференційні рівняння стану асинхронізованого генератора у режимі двофазного замикання / О.С. Мінняйло, К.Б. Покровський, О.І. Маврін, Н.Г. Мальцева // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2007. - № 596. – С. 107-110.

19. Мінняйло О.С. Струми короткого замикання асинхронізованого турбогенератора в різних режимах роботи / О.С. Мінняйло, К.Б. Покровський // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2001. - № 148. – С. 127-131.

20. Здановський В.Г. Проблеми освоєння і досвід промислової експлуатації асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 / В.Г. Здановський, Г.М. Федоренко, В.В. Кузьмін, Ю.В. Зозулін // Новини енергетики. – 2001. - № 9. – С. 36-41

21. ДСТУ 3004-95. Надійність техніки. Методи оцінки показників надійності за експериментальними даними. – Введ. 25.01.95. – 67 с.

22. ДСТУ 3433-96 (ГОСТ 27.005-97) Надійність техніки. Моделі відмов.

Основні положення

23. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

24. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

25. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1000 МВт з аналізом робочих режимів турбогенератора ТВФ-120-2У3

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КП1) 28,59 %

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.

У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.

У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Професор каф. ЕСС Лещук П.Д.
(прізвище, ініціали, посада)

Доцент каф. ЕСС Остаф Н.В.
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [Підпис] Венедикт А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник [Підпис]
(підпис)

Комар В.О., зав. кафедри ЕСС
(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач [Підпис]
(підпис)

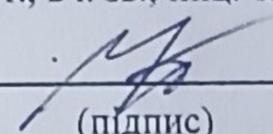
Матвійчук О.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)



(підпис)

" 24 " 09 2025 р.

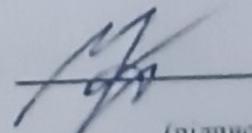
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю
1000 МВт з аналізом робочих режимів турбогенератора ТВФ-120-2У3

08-21.МКР.009.00.000 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф каф. ЕСС



(підпис) Комар В.О.

Виконавець: ст. гр. ЕС-24м



(підпис) Матвійчук О.В.

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, необхідно виконати проектування конденсаційної електричної станції встановленою потужністю 1000 МВт.

б) наказ ректора ВНТУ № 313 від 24 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – є дослідження навантажувальних характеристик турбогенераторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Вид промисловості району – чорна металургія; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 150 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 600 МВт; номінальна напруга системи 150 кВ; номінальна потужність системи 11200 МВА; відстань до місця приєднання до енергосистеми 220 км

4. Технічні вимоги до виконання МКР

–технічне завдання: аналіз навантажувальних характеристик турбогенераторів.

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

– показники технологічності: 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 підстанції.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електричної станції 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	01.09.2025	06.09.2025	формування технічного завдання
2	Постановка задачі та шляхи її розв'язання	07.09.2025	12.09.2025	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень
3	Електротехнічна частина	13.09.2025	05.10.2025	розділ ПЗ
4	АСК ТП станції	06.10.2025	13.10.2025	розділ ПЗ
5	Техніко-економічна частина	14.10.2025	20.10.2025	розділ ПЗ
6	Оформлення пояснювальної записки	21.10.2025	27.10.2025	МКР
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	28.10.2025	09.11.2025	МКР
8	Оформлення пояснювальної записки	10.11.2025	23.11.2025	МКР
9	Перевірка МКР на плагіат.	24.11.2025	30.11.2025	Протокол перевірки
10	Опонування МКР	01.12.2025	09.12.2025	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

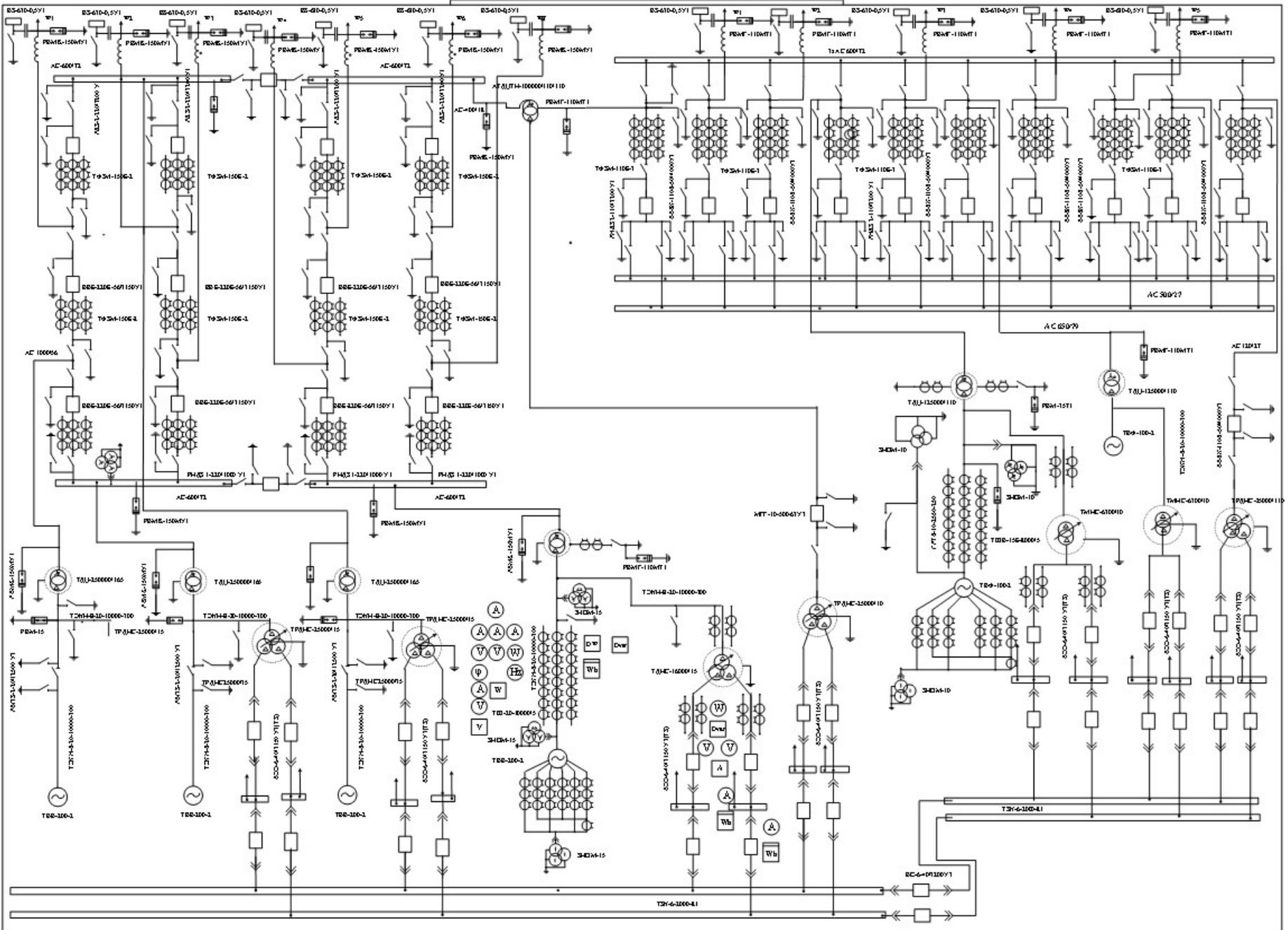
10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

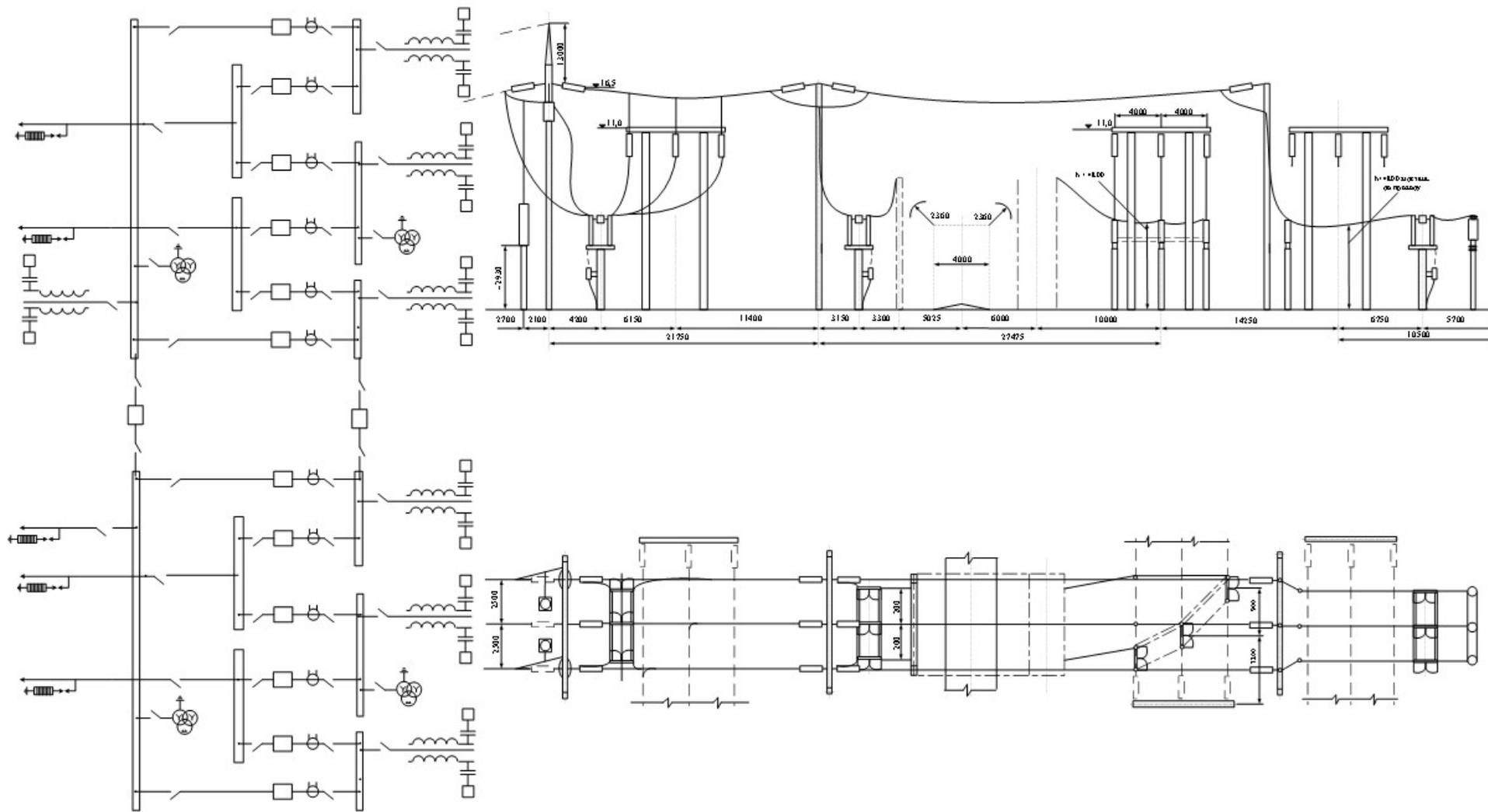
ДОДАТОК В

Графічна частина

Схема електричних з'єднань Головна



План та поперечний розріз ВРУ-150 кВ



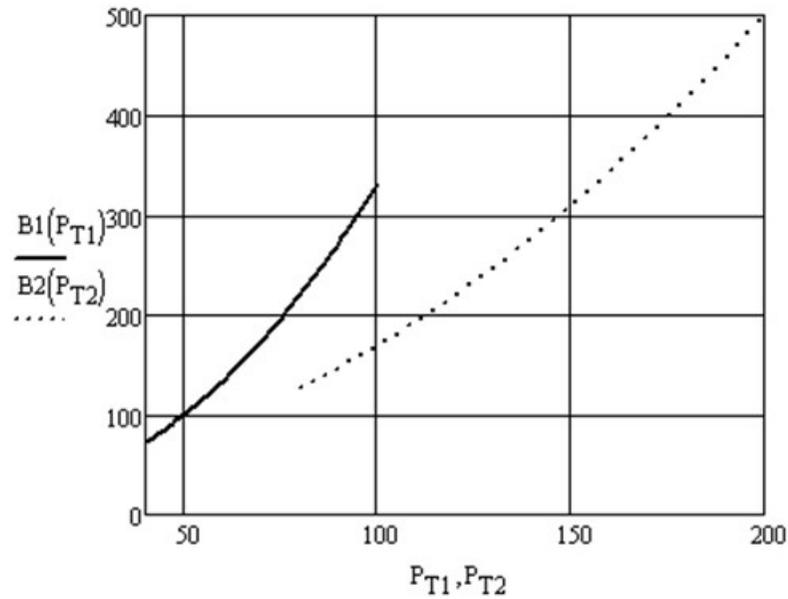


Рисунок 1 – Витрагні характеристики блоків 100 та 200 МВт

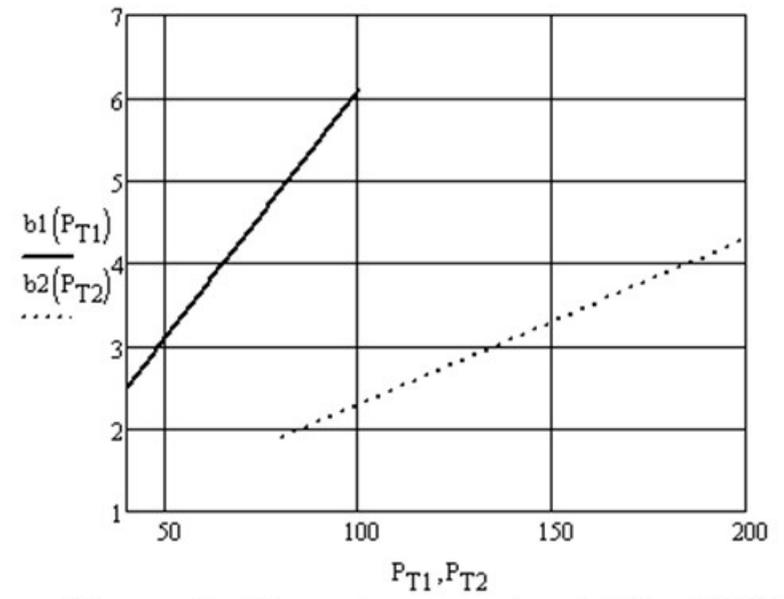


Рисунок 2 – Відносні прирости блоків 100 та 200 МВт

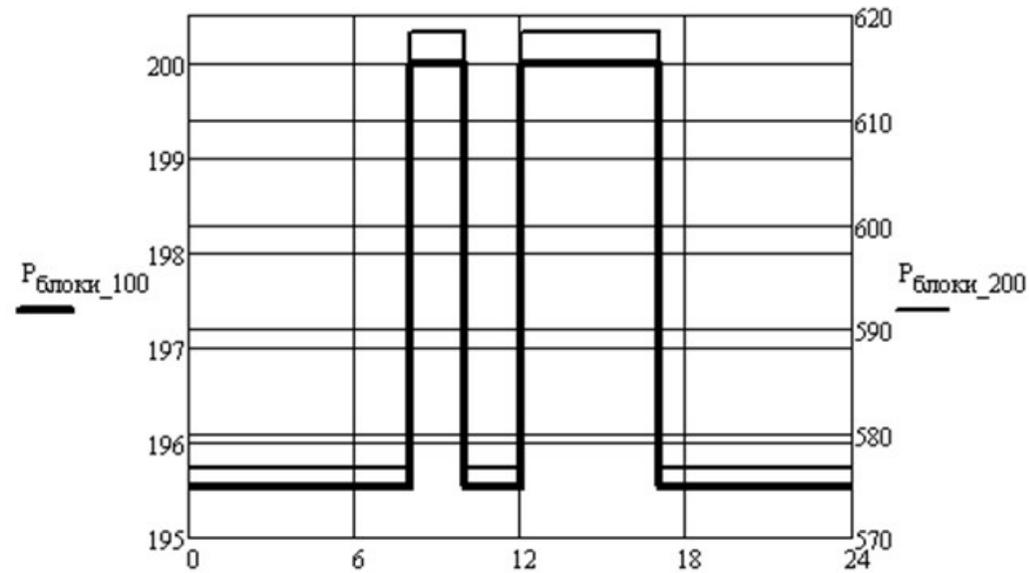


Рисунок 3 – Розподіл навантаження між групами блоків

Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1000
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	5118629600
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,08
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,885
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	18233400
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	14586,8
Питомі витрати умовного палива	г/кВт·год	327,29
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	240,1