

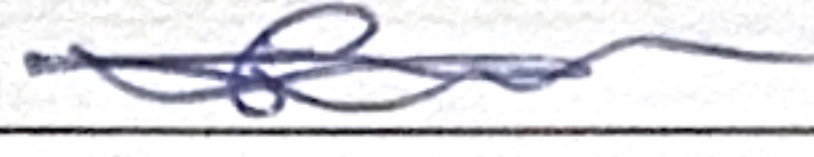
Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

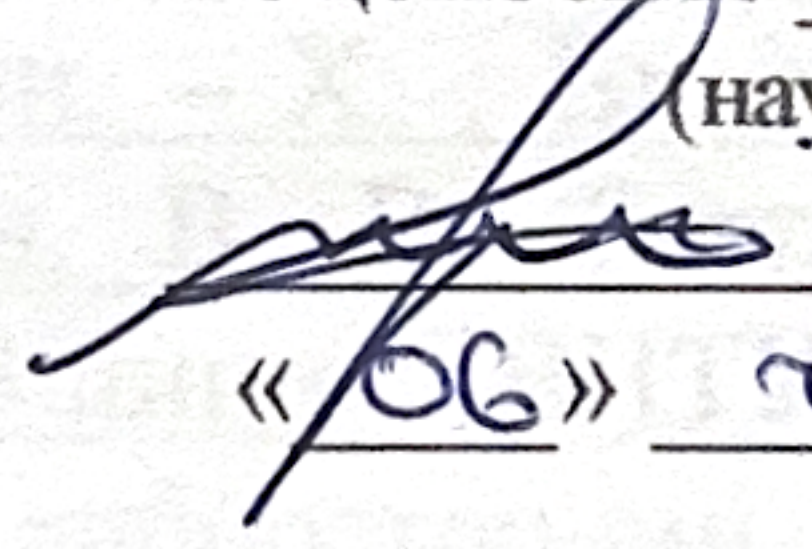
Електрична частина конденсаційної електростанції з аналізом експлуатаційних особливостей комутаційного устаткування

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,
Євчук Ю. О. 

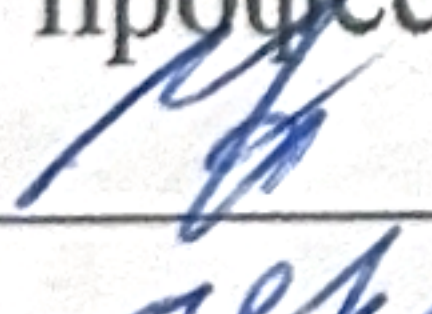
Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Нетребський В. В. 

«05» червня 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доц. каф. ЕСС.
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

 Микола МОЖНОРИЗ
«06» червня 2025 р.

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


«06» червня 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

«20» квітня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Євчук Юрій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина конденсаційної електростанції з аналізом експлуатаційних особливостей комутаційного устаткування»

Керівник роботи к.т.н., доцент, доц. каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025р № 97

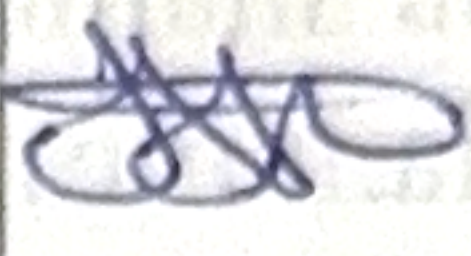
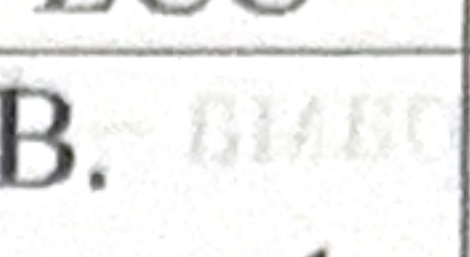
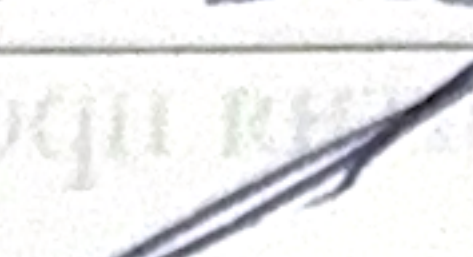
2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. «Проектування електричної частини електричних станцій». Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с. 3. Електрична частина станцій та підстанцій : лабораторний практикум / В. В. Нетребський, Ю. В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 99 с. 4. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с. 5. Кутін В. М. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 1. – С. 1–7.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Особливості експлуатації комутаційного електрообладнання 3. Використання елегазового обладнання на конденсаційній електростанції. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вступ. 2. Вибір структурної схеми станції та силових трансформаторів. 3. Моделювання електричної станції в «ДАКАР ЕЛЕКС». 4. Основні комутуючі електричні апарати 5. Використання елегазового обладнання на конденсаційній електростанції. 6. Висновок

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 27.03.25
Охорона праці	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор, зав. каф. БЖДПБ		

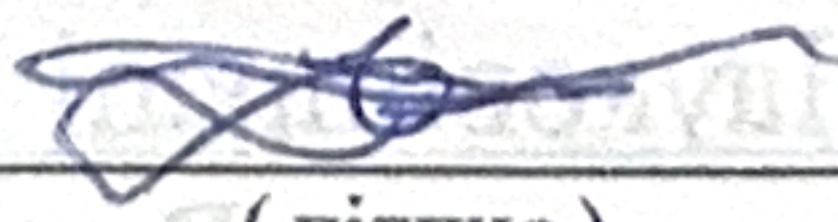
7. Дата видачі завдання

20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження завдання БКР	20.03.2025	22.03.2025	Вик.
2	Вступ. Огляд літературних джерел	23.03.2025	28.03.2025	Вик.
3	Електротехнічна частина (розділ 1 БКР)	29.03.2025	10.04.2025	Вик.
4	Особливості експлуатації комутаційного електрообладнання (розділ 2 БКР)	11.04.2025	19.04.2025	Вик.
5	Використання електричного обладнання на конденсаційній електростанції (розділ 3 БКР)	20.04.2025	28.04.2025	Вик.
6	Охорона праці (розділ 4 БКР)	29.04.2025	05.05.2025	Вик.
7	Формування висновків по роботі	06.05.2025	09.05.2025	Вик.
8	Оформлення пояснювальної записки	10.05.2025	23.05.2025	Вик.
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	24.05.2025	03.06.2025	Вик.

Студент


(підпис)

Євчук Ю. О.

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський В. В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Євчук Юрій Олександрович «Електрична частина конденсаційної електростанції з аналізом експлуатаційних особливостей комутаційного устаткування». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 93 с. Бібліогр.: 31. Рис. : 25. Табл. : 21

Бакалаврська кваліфікаційна робота присвячена дослідженню електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС) з акцентом на аналіз експлуатаційних особливостей комутаційного обладнання, зокрема елегазового типу. У роботі виконано розрахунок графіків електричних навантажень, вибір структурної схеми електростанції, основного електротехнічного обладнання, а також розрахунок струмів короткого замикання. Проведено обґрунтування доцільності використання елегазового обладнання, яке характеризується високою надійністю, компактністю та мінімальними експлуатаційними витратами. Здійснено вибір комутаційної апаратури та струмоведучих частин, а також проаналізовано експлуатаційні особливості різних типів вимикачів і розподільних пристроїв. Результати роботи підтверджують, що спроектована електрична частина КЕС відповідає сучасним вимогам до надійності та ефективності енергопостачання. Запропоновані технічні рішення можуть бути використані для модернізації існуючих або проектування нових конденсаційних електростанцій. Робота має практичне значення в контексті трансформації енергетичної системи України, особливо в умовах підвищеного попиту на надійне електропостачання.

Ключові слова: конденсаційна електростанція, електрична частина, комутаційне обладнання, елегазові вимикачі, струми короткого замикання, експлуатаційні характеристики.

ABSTRACT

УДК 621.311.1

Yevchuk Yuriy Oleksandrovykh “Electrical part of a condensing power plant with analysis of operational features of switching equipment”. Bachelor's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 93 p. Bibliography: 31. Fig. : 25. Table. : 21

The bachelor's qualification work is devoted to the study of the electrical part of a condensing power plant with an emphasis on the analysis of operational features of switching equipment, in particular the SF6 type. The work includes the calculation of electrical load schedules, the selection of the structural diagram of the power plant, the main electrical equipment, and the calculation of short-circuit currents. The feasibility of using SF6 equipment, which is characterized by high reliability, compactness and minimal operating costs, is justified. The selection of switching equipment and current-carrying parts was carried out, and the operational features of various types of switches and switchgear were analyzed. The results of the work confirm that the designed electrical part of the CES meets modern requirements for reliability and efficiency of energy supply. The proposed technical solutions can be used to modernize existing or design new condensing power plants. The work is of practical importance in the context of the transformation of the energy system of Ukraine, especially in conditions of increased demand for reliable electricity supply.

Keywords: condensing power plant, electrical part, switching equipment, SF6 switches, short-circuit currents, operational characteristics.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	7
1.1 Розрахунок електричних навантажень станції.....	7
1.2 Вибір основного обладнання станції.....	16
1.2.1 Вибір турбін	16
1.2.2 Вибір парогенераторів	17
1.2.3 Вибір електричних генераторів	17
1.3 Вибір структурної схеми станції	17
1.3.1 Вибір зв'язків станції з системою та місцевим районом	18
1.3.2 Вибір структурної схеми станції	19
1.3.3 Вибір трансформаторів.....	20
1.3.4 Розрахунок втрат в трансформаторах	25
1.3.5 Техніко-економічне порівняння	26
1.4 Вибір схеми відкритих розподільчих установок	27
1.5 Схема власних потреб електростанції.....	28
1.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин	29
1.6.1 Розрахункова схема електроустановки.....	30
1.6.2 Заступна схема станції.....	31
1.6.3 Визначення аперіодичної та періодичної складової струму КЗ для моменту часу t , а також ударного струму КЗ.....	36
1.6.4 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$	38
1.7 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань та теплового імпульсу.....	39
1.8 Вибір комутаційного обладнання.....	41
1.9 Вибір струмоведучих частин	44
1.9.1 Вибір збірних шин ВРП 330 кВ.....	44
1.9.2 Вибір жорстких шин	47

2	ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	50
2.1	Основні вимоги і завдання під час експлуатації розподільних установок ...	50
2.2	Експлуатація комплексних розподільних об'єктів (КРУ)	52
2.3	Експлуатація вимикачів	55
2.3.1	Експлуатація масляних вимикачів	56
2.3.2	Експлуатація повітряних вимикачів	58
2.4	Експлуатація роз'єднувачів, відділювачів та короткозамикачів	61
3	ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ НА КОНДЕНСАЦІЙНІЙ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	66
3.1	Застосування елегазового обладнання	66
3.2	Газоізолювані розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією	67
4	ОХОРОНА ПРАЦІ	76
4.1	Технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання	76
4.1.1	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час виконання робіт	76
4.1.2	Електробезпека	80
4.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	82
4.2.1	Мікроклімат	82
4.2.2	Склад повітря робочої зони	82
4.2.3	Виробниче освітлення	83
4.2.4	Виробничий шум	84
4.3	Пожежна безпека	85
	ВИСНОВКИ	88
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	91
	ДОДАТКИ	94
	ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ	95
	ДОДАТОК Б ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	96

ВСТУП

Сучасна енергетична система України знаходиться в стані трансформації, що обумовлено не лише внутрішніми економічними змінами, але й зовнішніми загрозами, зокрема — військовим вторгненням російської федерації. Значна частина електроенергії в країні продовжує вироблятися тепловими електростанціями (ТЕС), які в багатьох випадках є технічно зношеними — ступінь зносу обладнання сягає 45–90%. Це створює серйозні виклики для забезпечення стабільного та надійного електропостачання. Одним з можливих шляхів вирішення проблеми є модернізація або заміна старих ТЕС на нові конденсаційні електростанції (КЕС), які характеризуються вищим рівнем ефективності, особливо за умови впровадження сучасного комутаційного обладнання.

Актуальність теми: В умовах нестабільного енергозабезпечення, зростання попиту на електроенергію та потреби в підвищенні надійності електромереж, особливо актуальним є дослідження електричної частини КЕС із поглибленим аналізом експлуатаційних характеристик комутаційного устаткування. Особливу увагу привертає використання елегазового обладнання, яке, завдяки своїм властивостям, забезпечує високу надійність, компактність і мінімальні вимоги до обслуговування.

Метою бакалаврської кваліфікаційної роботи є проектування електричної частини конденсаційної електростанції з акцентом на аналіз особливостей вибору та експлуатації комутаційного електрообладнання, зокрема елегазового типу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

- побудувати графіки електричних навантажень;
- здійснити вибір структурної схеми електростанції та основного електротехнічного обладнання;
- виконати розрахунок струмів короткого замикання;
- здійснити вибір комутаційної апаратури та струмоведучих частин;

- обґрунтувати доцільність застосування елегазового обладнання на КЕС;
- провести аналіз експлуатаційних особливостей різних типів вимикачів та розподільчих пристроїв.

Об'єктом дослідження є електрична частина конденсаційної електростанції.

Предметом дослідження є методи та технічні засоби проектування електричної частини КЕС, зокрема процес вибору та експлуатації комутаційного електрообладнання.

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Розрахунок електричних навантажень станції

Функціонування електростанцій визначається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність станції має гарантувати покриття діаграм навантажень, враховуючи втрати енергії, що виникають під час її транспортування від точки генерації до місця перетворення та використання, а також витрати на потреби самої станції.

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}, \quad (1.1)$$

де P'_{pt} – навантаження місцевого району, %;

$P_{p \max}$ – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

Передача електроенергії пов'язана із втратами, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні квадрату струмів навантаження. При обчисленні графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

- в мережах місцевого району $\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015)$; $\Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08)$;
- в мережах системи $\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03)$; $\Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16)$.

Навантаження місцевого району 3 (МВт):

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}; \quad (1.2)$$

Навантаження системи в (МВт):

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{cmax}}{100}; \quad (1.3)$$

де P'_{ct} – потужність, яку споживає енергосистема, %;

P_{cmax} – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати в мережах МР:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{pmax}; \quad (1.4)$$

Постійні втрати в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P'_1 \cdot P_{cmax}; \quad (1.5)$$

Змінні втрати в мережах міського району:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{pmax}}; \quad (1.6)$$

$$\Delta P_{2c} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{cmax}}; \quad (1.7)$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{pвід} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p}; \quad (1.8)$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{свід} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c}; \quad (1.9)$$

Сумарна потужність, яка віддається з шин станції:

$$P_{\text{від}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}}; \quad (1.10)$$

Потужність, яка віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП}} = \left(0.4 + 0.6 \cdot \frac{P_{\text{від}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{від.мах}}}{100}; \quad (1.11)$$

де $P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність станції, МВт;

$P'_{\text{ВП}}$ – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$P'_{\text{ВП}} = 7 \%$ (табл. 1.1);

$P_{\text{від.мах}}$ – максимальна потужність, що віддається із шин станції, МВт.

Потужність, яка виробляється генераторами:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{ВП}}; \quad (1.12)$$

За поданим алгоритмом обчислюються діаграми електричних навантажень для літнього й зимового періодів у різні часові відрізки. Результати вносимо до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Результати розрахунку електричних навантажень

Складові витрат потужності	Режим	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	72.00	79.00	95.00	90.00	80.00	85.00	80.00	75.00
	Літо	65.00	70.00	90.00	85.00	85.00	70.00	65.00	65.00
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	223.20	244.90	294.50	279.00	248.00	263.50	248.00	232.50
	Літо	201.50	217.00	279.00	263.50	263.50	217.00	201.50	201.50
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10
	Літо	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	9.64	11.61	16.79	15.07	11.90	13.44	11.90	10.46
	Літо	7.86	9.11	15.07	13.44	13.44	9.11	7.86	7.86
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	235.94	259.61	314.39	297.17	263.00	280.04	263.00	246.06
	Літо	212.46	229.21	297.17	280.04	280.04	229.21	212.46	212.46
Навантаження системи, %	Зима	60.00	70.00	95.00	85.00	85.00	70.00	75.00	65.00
	Літо	50.00	60.00	90.00	80.00	80.00	65.00	60.00	60.00
Навантаження системи, МВт	Зима	900.00	1050.00	1425.00	1275.00	1275.00	1050.00	1125.00	975.00
	Літо	750.00	900.00	1350.00	1200.00	1200.00	975.00	900.00	900.00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
	Літо	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	75.60	102.90	189.53	151.73	151.73	102.90	118.13	88.73
	Літо	52.50	75.60	170.10	134.40	134.40	88.73	75.60	75.60
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	1005.60	1182.90	1644.53	1456.73	1456.73	1182.90	1273.13	1093.73
	Літо	832.50	1005.60	1550.10	1364.40	1364.40	1093.73	1005.60	1005.60
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	1241.54	1442.51	1958.91	1753.89	1719.73	1462.94	1536.13	1339.79
	Літо	1044.96	1234.81	1847.27	1644.44	1644.44	1322.94	1218.06	1218.06
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	103.49	111.36	131.60	123.56	122.23	112.16	115.03	107.34
	Літо	95.79	103.23	127.22	119.28	119.28	106.68	102.57	102.57
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	1345.03	1553.87	2090.51	1877.45	1841.95	1575.10	1651.16	1447.13
	Літо	1140.75	1338.04	1974.49	1763.71	1763.71	1429.62	1320.63	1320.63

Застосовуючи річний графік за тривалістю, встановимо техніко-економічні характеристики функціонування електростанції:

1) Максимальне навантаження станції:

$$P_{\max} = 2090.508 \text{ (МВт)}.$$

2) Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = 13593893.19 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

3) Встановлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 7 \cdot 300 = 2100 \text{ (МВт)}.$$

4) Середнє навантаження станції:

$$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}; \quad (1.13)$$

$$P_{\text{cp}} = \frac{13593893.19}{8760} = 1551.81 \text{ (МВт)}.$$

5) Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}; \quad (1.14)$$

$$K_3 = \frac{1551.81}{1551.81} = 0.742.$$

6) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}; \quad (1.15)$$

$$K_B = \frac{1551.81}{2100} = 0.739.$$

7) Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}; \quad (1.16)$$

$$T_{max} = \frac{13593893.19}{2090.508} = 6502.68 \text{ (год)}.$$

8) Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}; \quad (1.17)$$

$$T_{вст} = \frac{13593893.19}{2100} = 6473.28 \text{ (год)}.$$

9) Коефіцієнт резерву:

$$K_p = \frac{P_{вст}}{P_{max}}; \quad (1.18)$$

$$K_p = \frac{2100}{2090.508} = 1.005.$$

Техніко-економічні показники роботи станції, результати наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	2090.51
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	13593893.19
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	2100.00
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	1551.81
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0.742
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_v = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0.739
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6502.68
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6473.28
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1.005
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}i} \cdot t_i$	1245696.50
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	12348196.69
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5251.53

За підсумками обчислень створюємо добові графіки потужностей для періодів зими та літа (рис. 1.1) і (рис. 1.2), враховуючи, що зимовий період охоплює 183 доби, а літній — 182 доби.

Для створення графіків навантажень, тобто потужності, що передається до місцевого регіону, використовуємо дані з графік таблиці 1.1. На вертикальній осі позначаємо значення потужності для відповідного періоду, а на горизонтальній — тривалість навантаження протягом доби, виміряну в годинах.

За аналогічним підходом формуємо діаграми навантажень, тобто потужності, що надходить у систему (для зимового й літнього періодів), а також графік потужності, яку генерують електростанції.

Для складання річного графіка навантажень створюємо дві осі. На вертикалі відображаємо величину потужності, що виробляється генераторами електростанції, у порядку спадання. На горизонталі вказуємо кількість годин у році. Тривалість навантаження розраховується як добуток тривалості навантаження протягом доби на кількість діб у періоді. Графік формується для всіх значень потужності, зазначених в останній колонці таблиці.



Рисунок 1.1 - Добовий графік потужності, яка віддається в місцевий район

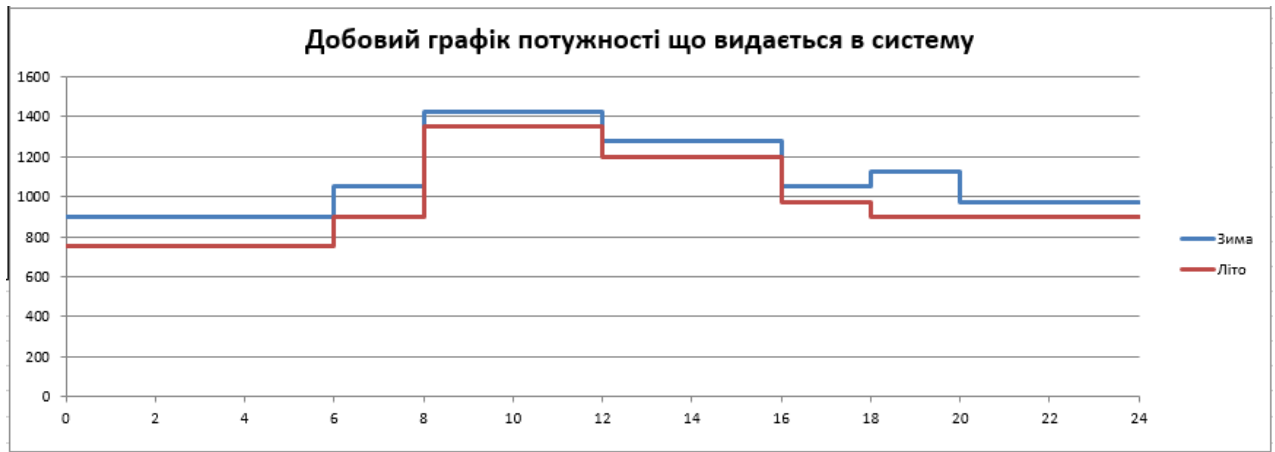


Рисунок 1.2 - Добовий графік потужності, яка віддається в систему



Рисунок 1.3 – Графік сумарної потужності, що віддається з шин станції

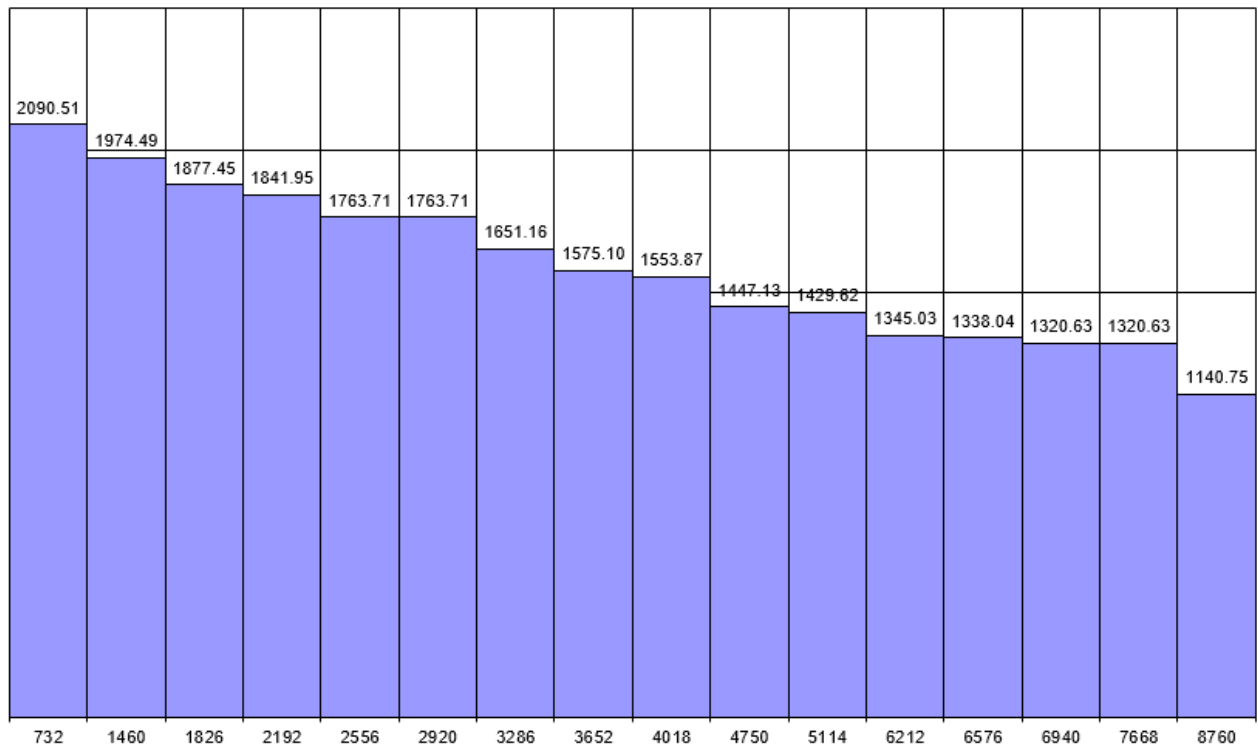


Рисунок 1.4 - Річний графік навантаження

1.2 Вибір основного обладнання станції

1.2.1 Вибір турбін

Тип і одинична потужність турбін, що встановлюються на КЕС, визначаються залежно від типу та загальної потужності станції. На КЕС застосовуються конденсаційні турбіни типу К. Відповідно до завдання, для блоків обираємо потужність 300 МВт. Технічні параметри обраних турбін наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики турбіни

Тип турбіни	Ном. потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Температура свіжої пари, °С	Витрати свіжої пари, т/год	Кількість
К-300-240	300	240	560	890	7

1.2.2 Вибір парогенераторів

Параметри пари (тиск, температура) та кількість котлів на КЕС установлюються на основі попередньо обраних конденсаційних турбін. Паропродуктивність парогенераторів визначається за максимальним пропусканням гострої пари через турбіну, враховуючи власні потреби й резерв до 3%.

Технічні характеристики наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Технічні характеристики парогенератора

Марка котла-агрегата	Продуктивність, т/год	Ел. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо	Кількість
			Тиск на виході	Температура пари			
				Первинної	Вторинної		
Пп-950/255	950	300	255	565	570	Вугілля	7

1.2.3 Вибір електричних генераторів

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

Основні характеристики генератора наведені в табл. 1.5

Таблиця 1.5 – Основні характеристики генератора

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d	Кількість
	S , МВА	P , МВт					
ТВМ-300	352.94	300	20	10.19	0.85	0.21	7

1.3 Вибір структурної схеми станції

Вибір основної схеми електричних з'єднань становить важливу частину проектування електричної складової електростанції, оскільки він визначає повний набір елементів та їх взаємозв'язки. Ключовими вихідними даними для

формування головної схеми є тип станції й вид палива, кількість і потужність агрегатів, діаграми навантажень споживачів та їх структура, а також інформація про енергосистему.

1.3.1 Вибір зв'язків станції з системою та місцевим районом

Основна електрична схема значною мірою впливає на ключові характеристики електричної частини станції та визначає загальні параметри електростанції: надійність, економічність, придатність до ремонту, безпеку експлуатації, зручність обслуговування, раціональне розташування електрообладнання, можливість майбутнього розширення тощо. На стадії проектування до головної схеми електричних з'єднань висувуються такі вимоги:

- відповідність умовам функціонування станції в енергосистемі, передбачуваним режимам роботи й технологічній схемі;
- простота й наочність, мінімальна кількість перемикачів під час зміни режимів, доступність обладнання для ремонту без перебоїв у роботі;
- зручність будівництва електричної частини з урахуванням послідовності введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ліній електропередач;
- можливість автоматизації в економічно обґрунтованому обсязі;
- достатній, економічно виправданий рівень надійності.

Передача потужності на проектованій електростанції здійснюватиметься на двох рівнях напруги: до системи — 330 кВ, до місцевого району — 110 кВ.

Вибір кількості та пропускної здатності ліній електропередач проводиться відповідно до таких вимог:

1. у разі відключення будь-якої лінії має забезпечуватися передача всієї потужності електростанції;
2. при одночасному відключенні двох ліній у повній схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані мережі допускається обмеження потужності, що передається, але бажано без зупинки блоків.

Кількість ліній, що відходять від розподільчого пункту електростанції, розраховується за такими формулами:

Кількість ліній зв'язку із системою:

$$n_c = \frac{P_{c.від.мах}}{P_{гр.}} + 1 \quad (1.19)$$

$$n_c = \frac{1644.53}{400} + 1 = 5.11 \approx 6.$$

Кількість ліній зв'язку із місцевим районом:

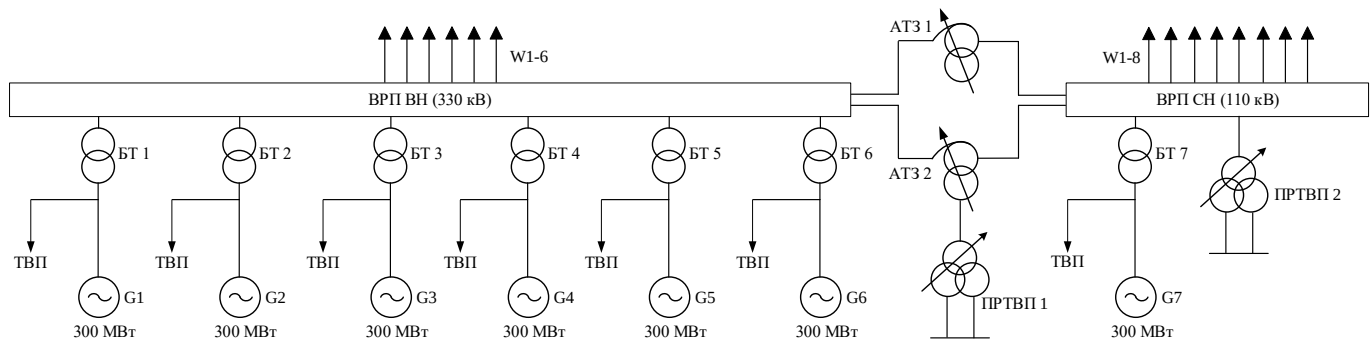
$$n_p = \frac{P_{p.від.мах}}{P_{гр.}} + 1 \quad (1.20)$$

$$n_p = \frac{314.39}{50} + 1 = 7.29 \approx 8.$$

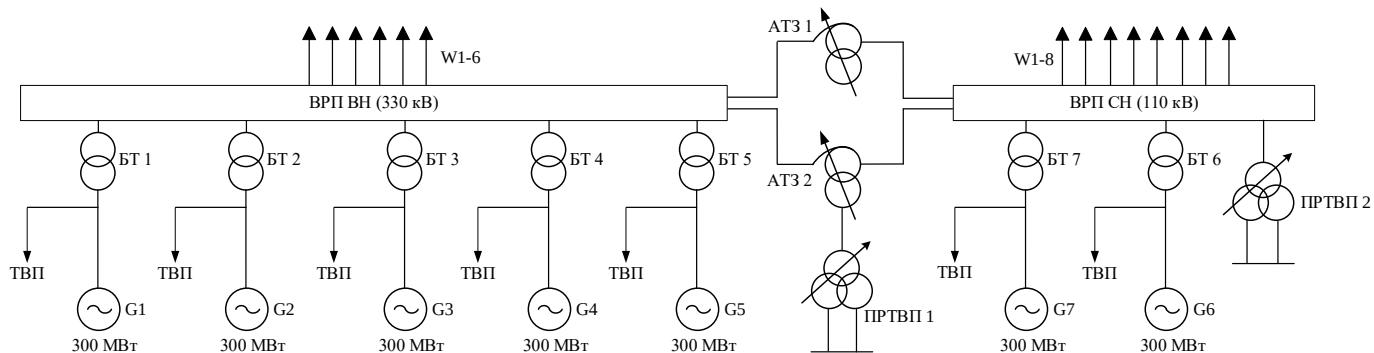
1.3.2 Вибір структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини електростанції встановлює розподіл генераторів між розподільчими пунктами різних напруг, склад блоків генератор-трансформатор та тип електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні чи автотрансформаторні).

Розподіл генераторів між РП різної напруги здійснюється з урахуванням потужності, що передається із шин відповідних напруг. При цьому слід забезпечити, щоб перетікання між РП однієї напруги до РП іншої напруги в нормальному та аварійному режимах було мінімальним.



а) варіант 1



б) варіант 2

Рисунок 1.5 – Варіанти структурних схема КЕС

Перетік надлишкової потужності буде здійснюватися через АТЗ, який з'єднує РП 330 і 110 кВ. АТЗ вибирається з умови надійності. Таким чином, структурна схема КЕС складається з двох РП – 330 і 110 кВ, які з'єднані через АТЗ.

1.3.3 Вибір трансформаторів

Вибір трансформаторів передбачає визначення їх кількості, типу та номінальної потужності. Рекомендується використовувати трифазні трансформатори. Усі трансформатори й автотрансформатори, окрім двохобмоткових блочних трансформаторів, мають бути оснащені пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Вибір трансформаторів власних потреб:

$$S_{\text{твп}} = \frac{P'_{\text{вп}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{ном.г}} \quad (1.21)$$

де $K_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту;

$P_{\text{ном.г}}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

Для блоків 300 МВт.

$$S_{\text{р.твп}} = \frac{7}{100} \cdot 0.85 \cdot 300 = 17.85 \text{ (МВА)};$$

Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб.

$$S_{\text{р.пртвп}} = 1.3 \cdot S_{\text{р.твп}} \quad (1.22)$$

$$S_{\text{р.пртвп}} = 1.3 \cdot 17.85 = 23.21 \text{ (МВА)};$$

Вибір блочних трансформаторів.

Так як кожен генератор включається в блок з трансформатором і на відгалуження до блоку підключається лише навантаження власних потреб, то згідно умови:

$$S_{\text{ном.г}} \geq S_{\text{н.г}} - S_{\text{вп}}, \quad (1.23)$$

де $S_{\text{ном.г}}$ – повна потужність генератора;

$S_{\text{в.п}}$ – повне навантаження власних потреб при роботі генератора з номінальною потужністю;

Для блоків 300 МВт:

$$S_{\text{ном Г}} \geq 352.94 - 17.85 = 335.09 \text{ (МВА)}.$$

Вибір трансформаторів зв'язку.

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

а) режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{\text{рmax}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном Гі}} - S_{\text{вл.ном}} - S_{\text{р.від.max}} \quad (1.24)$$

де $S_{\text{ном Г}}$ – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{\text{вл.ном}}$ – потужність власних потреб при роботі генератора із номінальним навантаженням;

$S_{\text{р.від.max}}$ – максимальна потужність, яка віддається із шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

$$S_{\text{р.max}} = 1 \cdot 352.94 - 1 \cdot 17.85 - 369.87 = -34.78 \text{ (МВА)};$$

б) режим мінімального навантаження у місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю

$$S_{\text{р min}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном Гі}} - S_{\text{вл.ном}} - S_{\text{р.від.min}}, \quad (1.25)$$

де $S_{p.\text{від.}\min}$ – мінімальна потужність, яка віддається із шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

$$S_{p.\min} = 1 \cdot 352.94 - 1 \cdot 17.85 - 249.95 = 85.14 \text{ (МВА)};$$

в) аварійний вихід найпотужнішого генератора:

$$S_{p.\text{ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{НОМ.Г.}i} - S_{\text{В.П.НОМ}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (1.26)$$

$$S_{p.\text{ав}} = (1-1) \cdot (352.94 - 17.85) - 249.95 = -369.87 \text{ (МВА)}.$$

Слід урахувати, що в разі виходу з ладу одного трансформатора, трансформатор, який залишається в роботі, має забезпечити передачу потужності в режимі пікових навантажень із урахуванням допустимих перевантажень:

$$S'_{\text{НОМ.Т}} = \frac{|S_{p.\max}|}{1.4}; \quad (1.27)$$

$$S'_{\text{НОМ.Т}} = \frac{|-34.78|}{1.4} = 24.84 \text{ (МВА)};$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} = \frac{|S_{p.\min}|}{1.4}; \quad (1.28)$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} = \frac{|85.14|}{1.4} = 60.81 \text{ (МВА)};$$

$$S'''_{\text{НОМ.Т}} = \frac{|S_{p.\text{ав}}|}{2}; \quad (1.29)$$

$$S'''_{\text{НОМ.Т}} = \frac{|-369.87|}{2} = 184.93 \text{ (МВА)}.$$

По більшому з цих значень ($S'_{\text{ном.т}}$, $S''_{\text{ном.т}}$, $S'''_{\text{ном.т}}$) виконується вибір потужності трансформаторів зв'язку.

Таблиця 1.6 – Вибір трансформаторів

Позначе ння на схемі	Тип трансформат ора	$S_{\text{ном}}$, МВ А	$U_{\text{ном}}$, кВ			U_k , %			ΔP_{xx} кВт	ΔP_k , кВт	Кіль кість
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
ТВП 1-7	ТРДНС- 25000/35	25	20	-	6.3- 6.3	-	10.5	-	25	115	7
БТ 1-6	ТДЦ- 400000/330	400	347	-	20	-	11	-	300	790	6
БТ 7	ТДЦ- 400000/110	400	121	-	20	-	10.5	-	520	900	1
АТЗ	АТДЦТН- 200000/330/110	200	330	115	10.5	10.5	38	25	155	560	2
ПРТВП2	ТРДН- 25000/110	25	115	-	6.3- 6.3	-	10.5	-	25	120	1
ПРТВП1	ТРДНС- 25000/35	25	10.5	-	6.3- 6.3	-	10.5	-	25	115	1

Варіант 2.

Розрахунок аналогічний першому варіанту.

Таблиця 1.7 – Вибір трансформаторів

Позначення на схемі	Тип трансфор матора	$S_{\text{ном}}$, МВ А	$U_{\text{ном}}$, кВ			U_k , %			ΔP_{xx} кВт	ΔP_k , кВт	Кіль кість
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
ТВП 1-7	ТРДНС- 25000/35	25	20	-	6.3- 6.3	-	10.5	-	25	115	7
БТ 1-5	ТДЦ- 400000/330	400	347	-	20	-	11	-	300	790	6
БТ 6-7	ТДЦ- 400000/110	400	121	-	20	-	10.5	-	520	900	1
АТЗ	АТДЦТН- 400000/330/100	400	330	115	10.5	10.5	38	25	180	720	2
ПРТВП2	ТРДН- 25000/110	25	115	-	6.3- 6.3	-	10.5	-	25	120	1
ПРТВП1	ТРДНС- 25000/35	25	10.5	-	6.3- 6.3	-	10.5	-	25	115	1
ТВП 1-7	ТРДНС- 25000/35	25	20	-	6.3- 6.3	-	10.5	-	25	115	7

1.3.4 Розрахунок втрат в трансформаторах

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (1.30)$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{6502.68}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5252 \text{ (год)};$$

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{kz} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{T.\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (1.31)$$

де P_{xx}, P_{kz} – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;

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

$S_{\max}$ розрахункове пікове навантаження трансформатора, визначене шляхом аналізу розподілу потужності в режимі максимальних навантажень у місцевому регіоні та енергосистемі одночасно;

$T_{\max}$ – час максимальних втрат в рік;

τ – час максимальних втрат в рік;

Варіант №1.

$$\Delta W_{BT1-6} = 6 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{6} \cdot 790 \cdot \left(\frac{1934.741}{400} \right)^2 \cdot 5252 = 31944641 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{BT7} = 1 \cdot 520 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 900 \cdot \left(\frac{369.871}{400} \right)^2 \cdot 5252 = 11130993 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{AT3} = 2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left(\frac{184.93}{200} \right)^2 \cdot 5252 = 3972786 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma 1} = \Delta W_{BT1-6} + \Delta W_{BT7} + \Delta W_{AT3}; \quad (1.32)$$

$$\Delta W_{\Sigma 1} = 36387 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Варіант №2.

$$\Delta W_{BT1-5} = 6 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 790 \cdot \left(\frac{1934.741}{400} \right)^2 \cdot 5252 = 32551969 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{BT6-7} = 2 \cdot 520 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 900 \cdot \left(\frac{369.871}{400} \right)^2 \cdot 5252 = 11130993 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{AT3} = 2 \cdot 180 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 720 \cdot \left(\frac{300.17}{400} \right)^2 \cdot 5252 = 4218243 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma 2} = \Delta W_{BT1-5} + \Delta W_{BT6-7} + \Delta W_{AT3}; \quad (1.33)$$

$$\Delta W_{\Sigma 2} = 47901204 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

1.3.5 Техніко-економічне порівняння

$$Z = p_n \cdot K + B + M(Z_6) \rightarrow \min \quad (1.34)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень

($p_n = 0.15$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_6)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W \quad (1.35)$$

де $\alpha_a + \alpha_0$ – відрахування на амортизацію і обслуговування, %;

β – вартість 1 кВт · год втрат електроенергії;

ΔW – втрати електроенергії.

Варіант №1.

$$B = \frac{8.4}{100} \cdot 108540 + 32 \cdot 44513813 \cdot 10^{-5} = 23362 \text{ (тис.грн.)};$$

$$З = 0.12 \cdot 108540 + 23362 = 36387 \text{ (тис.грн.)}.$$

Варіант №2.

$$B = \frac{9.4}{100} \cdot 108540 + 32 \cdot 10^{-5} \cdot 47901204 = 24446 \text{ (тис.грн.)};$$

$$З = 0.12 \cdot 108540 + 24446 = 37471 \text{ (тис.грн.)}.$$

У наступних обчисленнях застосовуватимемо перший варіант структурної схеми, оскільки він характеризується нижчими витратами порівняно з іншими варіантами. Цей вибір зумовлений економічною доцільністю, адже перший варіант забезпечує оптимальне співвідношення між вартістю реалізації схеми та її функціональними можливостями, що сприяє зменшенню загальних витрат на проектування й експлуатацію електростанції.

1.4 Вибір схеми відкритих розподільчих установок

Продемонструємо схеми ВРУ-110 кВ - та рисунку 1.6 та ВРУ-330 кВ на рисунку 1.7.

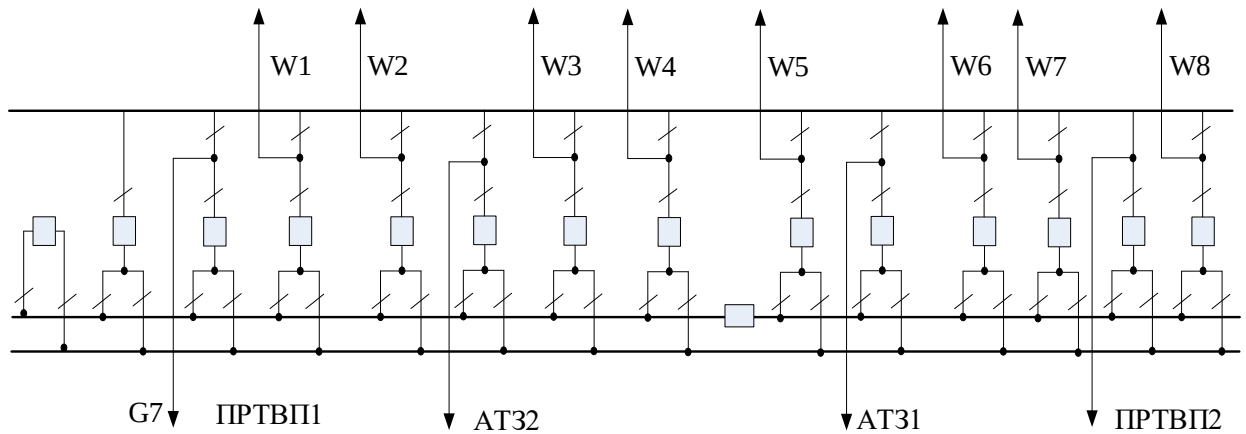


Рисунок 1.6 – Схеми ВРУ-110 кВ, дві системи збірних шин з обхідним
вимикачем

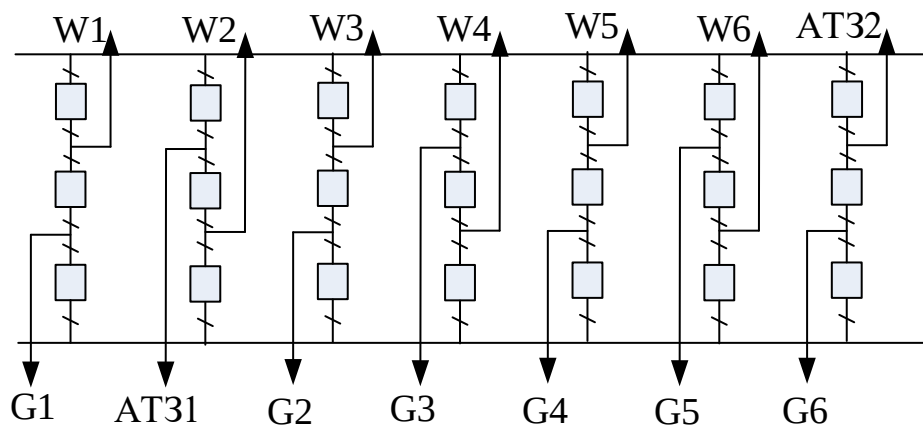


Рисунок 1.7 – Схеми ВРУ-330 кВ, 3/2

1.5 Схема власних потреб електростанції

Виробництво електроенергії на КЕС повністю механізоване. Велика кількість механізмів забезпечують роботу агрегатів електростанції – насосів, вентиляторів, подрібнювачів та ін. Нормальна робота електростанції можлива лише при надійній роботі всіх механізмів власних потреб, що можливо лише при їх надійному електропостачанні. Споживачі ВП відносяться до споживачів I категорії.

Основними напругами, які застосовуються в системі ВП, є 6 кВ (для двигунів потужністю більше 200 кВт) та 0,38/0,23 кВ для всіх інших споживачів. Розподільчий пристрій ВП виконується з однією секціонованою системою шин.

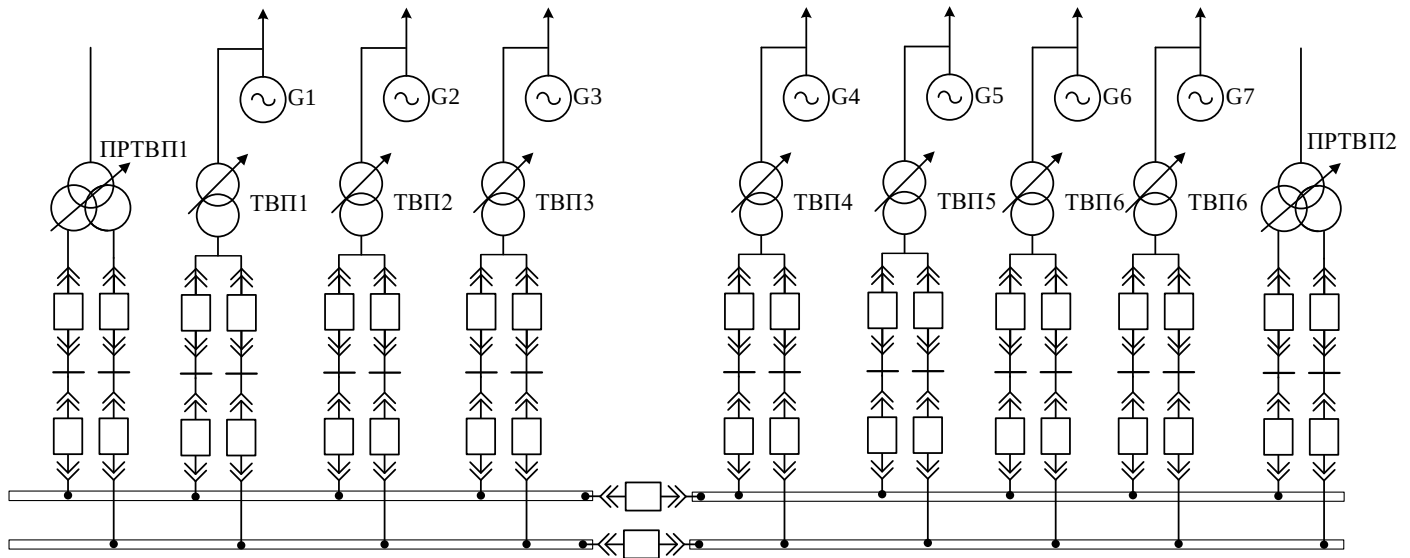


Рисунок 1.8 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

1.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин

Обчислення струмів короткого замикання (КЗ) проводиться для підбору або перевірки характеристик електрообладнання, а також для визначення чи коригування налаштувань релейного захисту й автоматики. Цей процес є критично важливим, оскільки він забезпечує надійність і безпеку експлуатації електростанції, дозволяючи правильно вибрати обладнання, здатне витримувати пікові навантаження, та налаштувати захисні системи для швидкого реагування на аварійні ситуації.

1.6.1 Розрахункова схема електроустановки

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) здійснюється в наступній послідовності:

- формується схема для розрахунків;
- відповідно до цієї схеми розробляється електрична еквівалентна модель;
- через послідовні перетворення еквівалентна модель спрощується до найпростішої форми, де кожне джерело енергії або їх група, що характеризується певною величиною результуючої електрорушійної сили (ЕРС), з'єднане з точкою КЗ одним результуючим опором;
- використовуючи значення результуючої ЕРС джерела й результуючого опору, за законом Ома обчислюють початкову величину періодичної складової струму КЗ, після чого визначають ударний струм, а за потреби – періодичну та аперіодичну складові струму КЗ для конкретного моменту часу.

Розробляємо розрахункову схему (спрощену однолінійну модель електроустановки), на якій позначаємо всі компоненти, що впливають на струм КЗ, та визначаємо точки КЗ (див. рис. 1.9).

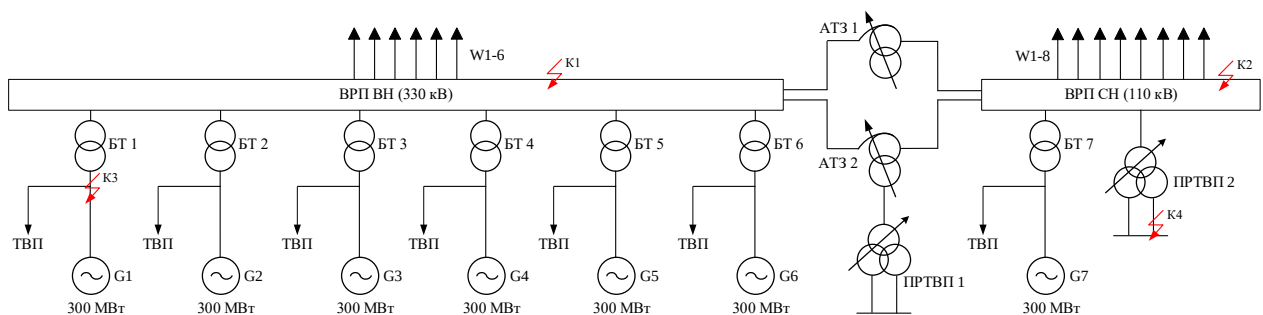


Рисунок 1.9 – Місце знаходження точок короткого замикання

1.6.2 Заступна схема станції

На розрахунковій схемі електроустановки позначають місця, де можливе виникнення короткого замикання (КЗ). Далі для вибраної точки КЗ створюють електричну еквівалентну схему заміщення, яка відповідає вихідним даним розрахункової схеми, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінено на електричні (див. рис. 1.10).

Параметри розрахункової схеми виражені у відносних одиницях.

Виконання розрахунків у відносних одиницях необхідно попередньо привести всі опори елементів схеми заміщення до однакових базових умов, керуючись методичними вказівками [1, таблиці 6.1–6.3].

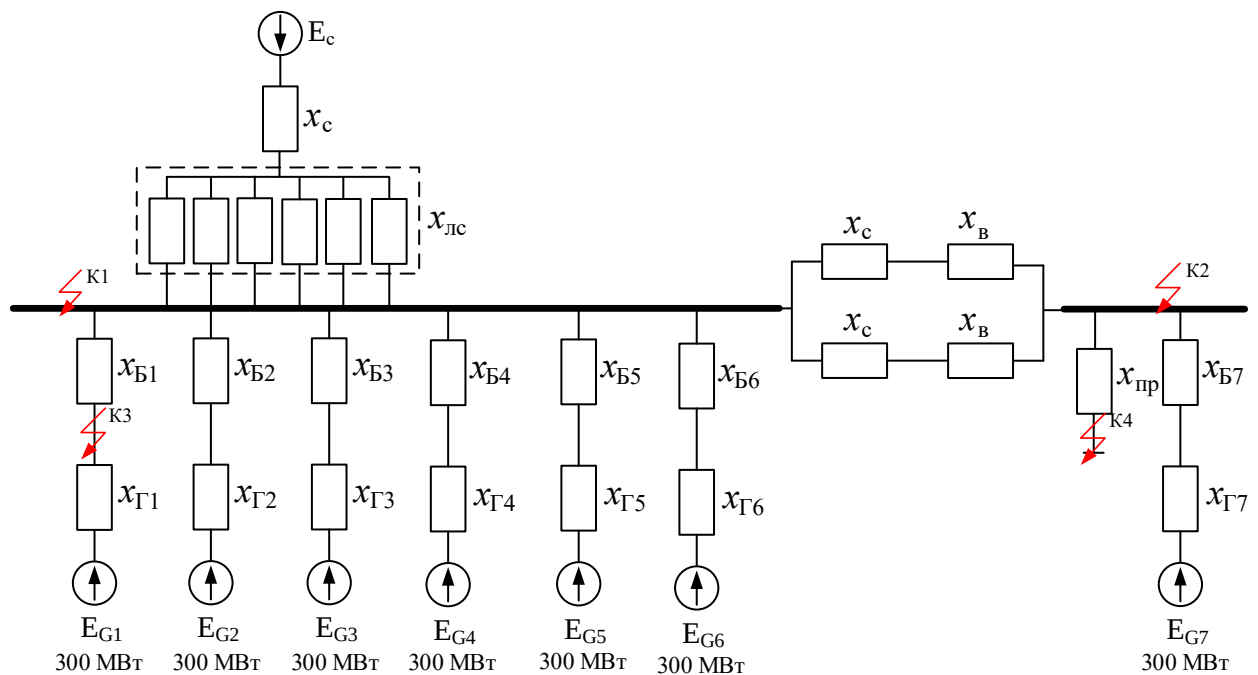


Рисунок 1.10 – Еквівалентна схема заміщення станції

Багато генераторів, ліній та трансформаторів є ідентичними, тому я їх об'єднав для спрощення загальної схеми та уникнення плутанини. Це жодним чином не вплине на самі розрахунки.

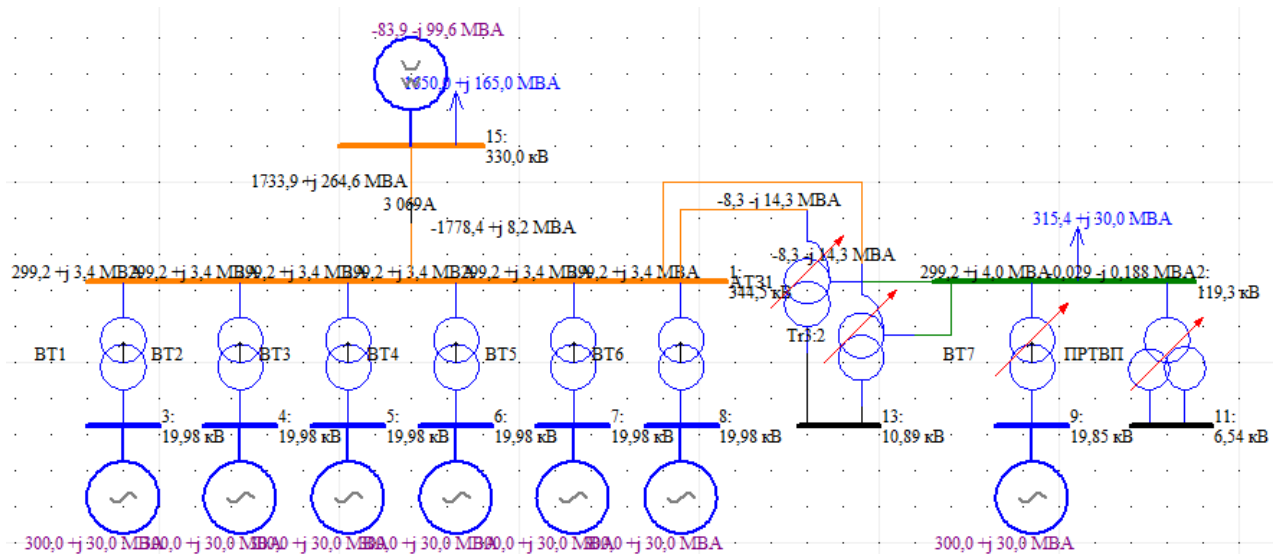


Рисунок 1.11 – Структурна схема станції в програмному комплексі «ДАКАР ЕЛЕКС»

Виконано розрахунок усталеного режиму. Завдання змін режиму -Не враховуємо

**** Система № 1 ****

Балансувальні вузли:

15:

U кВ	фаза	град	P МВт	Q Мвар	Pг МВт	Qг Мвар	Назва вузла
344.495		14.2	0.000	-0.000	0.000	-0.000	1:
119.312		14.0	315.003	29.996	0.000	0.000	2:
19.983		19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	3:
19.983		19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	4:
19.983		19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	5:
19.983		19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	6:
19.983		19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	7:
19.983		19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	8:
19.850		18.6	0.000	-0.000	299.879	29.989	9:
119.312		14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	TrR:1
6.536		14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	11:
342.239		14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	Tr3:1
10.889		14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	13:
342.239		14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	Tr3:2
330.004		0.0	1650.000	165.000	-84.031	-99.522	15:

Струм А	Рпоч МВт	Qпоч Мвар	Ркін МВт	Qкін Мвар	Рнх МВт	Qнх Мвар	Назва вітки
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT1
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT2
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT3
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT4
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT5
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT6
8766	299.050	4.041	-299.879	-29.989	0.311	1.750	BT7
0	-0.029	-0.188	0.000	0.000	0.029	0.188	ПРТВП_ВН
0	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	ПРТВП_НН1
0	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	ПРТВП_НН2
26	-8.191	-14.271	7.993	13.064	0.196	1.090	AT31_ВН
74	-7.993	-13.064	7.991	13.072	0.000	0.000	AT31_СН
0	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	AT31_НН
26	-8.191	-14.271	7.993	13.064	0.196	1.090	Tr3:2_ВН
74	-7.993	-13.064	7.991	13.072	0.000	0.000	Tr3:2_СН
0	0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	Tr3:2_НН
3069	-1778.493	8.201	1734.031	264.522	3.574	-716.262	L

Сумарне генерування	2015.647	110.457
Сумарне навантаження	1965.003	194.996
Втрати поздовжні	44.179	618.143
Втрати поперечні	6.465	-702.682
Сумарний небаланс	0.000	0.000
Незбалансованість ЕВ	-384.031	-129.522

Координати контрольованих вузлів

U в.о.	фаза	град	P МВт	Q Мвар	Pг МВт	Qг Мвар	Назва вузла
1.044		14.2	0.000	-0.000	0.000	-0.000	1:
1.085		14.0	315.003	29.996	0.000	0.000	2:
0.999		19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	3:
1.089		14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	11:

Рисунок 1.12 – Результат усталеного режиму станції в програмному комплексі
«ДАКАР ЕЛЕКС»

Результати розрахунків за допомогою програмного комплексу «ДАКАР ЕЛЕКС» підтвердили стабільність роботи електричної станції в нормальному режимі. Проведений аналіз показав наступне:

Напруги у вузлових точках, у відкритій розподільчій установці (ВРУ ВН) та розподільчій установці (ВРУ СН) залишаються в межах нормативних значень, що свідчить про відсутність значних перенапруг або знижень напруги. Це є важливим показником стабільності системи, оскільки гарантує коректну роботу електрообладнання та мінімізує ризики пошкодження внаслідок ненормованих відхилень. Струмові навантаження, аналіз струмів у мережі показав, що вони відповідають допустимим значенням для всіх точок контролю. Виявлені струми не перевищують гранично допустимих параметрів, що свідчить про нормальний режим роботи обладнання. Це забезпечує стабільність у роботі енергетичної системи та свідчить про ефективний розподіл навантаження між вузлами мережі. Розрахунки перетоків активної та реактивної потужності показали стабільну роботу мережі без значних відхилень від очікуваних режимів. Потоки потужності в системі розподіляються рівномірно, що забезпечує надійність енергопостачання та стабільність роботи всієї системи. Відсутність критичних змін у потоках потужності свідчить про збалансовану роботу генераторів, трансформаторів та інших елементів мережі. Відхилення від нормального режиму: Суттєвих відхилень від нормального режиму роботи станції не виявлено. Це свідчить про відсутність критичних проблем, таких як перевантаження елементів мережі або ненормальні стани, що могло б призвести до аварійних ситуацій. Система функціонує в рамках запланованих параметрів, що забезпечує її надійну роботу та стабільне енергопостачання.

Розрахунок інших струмів КЗ здійснимо в програмі «ДАКАР ЕЛЕКС».

Підготовка розрахунку		
Контроль	Перетин	Завдання
Часові х-ки	Поліреле	Група вузлів
Несиметрія	Обтяження	Автоматика
☒ Місця КЗ_1 ☒ Місця КЗ_2 ☒ Місця КЗ_3 ☒ Місця КЗ_4		

Рисунок 1.13 – Інтерфейс підготовки розрахунку

Друга точка короткого замикання:

Вузол	2:	
Розрахунок несиметрії. Підрежим №= 0		
Вузол КЗ-	2:	

Опір прямої послідовності	- 0.067,	3.477
ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ		

Струм в місці короткого замикання	17.354 kA	-89.2гр
Максимальний струм в місці короткого замикання -b		48.056 kA
Максимальний струм в місці короткого замикання -c		46.141 kA

Третя точка короткого замикання:

Вузол	3:	
Розрахунок несиметрії. Підрежим №= 0		
Вузол КЗ-	3:	

Опір прямої послідовності	- 0.001,	0.091
ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ		

Струм в місці короткого замикання	112.127 kA	-89.7гр
Максимальний струм в місці короткого замикання -b		314.724 kA
Максимальний струм в місці короткого замикання -c		308.026 kA

Четверта точка короткого замикання:

Вузол КЗ-	11:	

Опір прямої послідовності	-	0.008, 0.177
ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ		

Струм в місці короткого замикання	18.689 кА	-87.7гр
Максимальний струм в місці короткого замикання -b	49.953 кА	
Максимальний струм в місці короткого замикання -с	45.786 кА	

Усі розраховані періодичні струми занесемо в таблицю 1.7.

Таблиця 1.8 – Періодична складова струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	Іпо, кА
К ₁ ВРУ 330 кВ	Г 1-7	14.900
	Система	4.627
К ₂ ВРУ 110 кВ	Г 1-7	12.481
	Система	5.851
К ₃ Г1	Г 2-7	42.200
	Система	10.158
	Г 1	52.258
К ₄ ПРТВП	Двигуни	9.921
	Г-С	18.689

1.6.3 Визначення аперіодичної та періодичної складової струму КЗ для моменту часу t , а також ударного струму КЗ

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0.1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y, \quad (1.36)$$

де I_{n0} – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [1, табл. 4.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [1, табл. 4.7].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як $\tau = t_{BЧ\text{ відкл}} + 0,01\text{ с}$, де $t_{BЧ\text{ відкл}}$ – власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (1.37)$$

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок та занесемо в таблицю 1.9.

Таблиця 1.9 – Значення періодичного струму КЗ в момент часу $t=0$, часу τ , T_a і ударного коефіцієнту.

Точка КЗ	Дж.живл.	I_{n0} , кА	τ ,с	T_a ,с	K_y ,в.о.
К1 ВРУ 330 кВ	Г 1-7	14.900	0.045	0.400	1.717
	Система	4.627	0.045	0.030	1.717
	Сума	19.527	-	-	-
К2 ВРУ 110 кВ	Г 1-7	12.481	0.045	0.400	1.975
	Система	5.851	0.045	0.030	1.717
	Сума	18.332	-	-	-
К3 Г1	Г 2-7	42.200	0.045	0.400	1.975
	Система	10.158	0.045	0.030	1.717
	Сума	52.358	-	-	-
	Г 1	52.258	0.045	0.400	1.975
К4 ПРТВП	Двигуни	9.921	0.085	0.04	1.65
	Г-С	14.766	0.085	0.058	1.846
	Сума	24.687	-	-	-

1.6.4 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$.

Розрахункові значення занесемо в таблицю 1.10

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Дж.живл.	$I_{п0}$, кА	$I_{пт}$, кА	$i_{ат}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1 ВРУ 330 кВ	Г 1-7	14.9	11.473	18.830	36.180
	Система	4.627	4.627	1.460	11.235
	Сума	19.527	16.100	20.290	47.416
К2 ВРУ 110 кВ	Г 1-7	12.481	10.484	15.773	34.860
	Система	5.851	5.851	1.846	14.207
	Сума	18.332	16.335	17.619	49.068
К3 Г1	Г 2-7	42.2	42.200	53.330	117.868
	Система	10.158	10.158	3.205	24.666
	Сума	52.358	52.358	56.535	142.533
	Г 1	52.258	52.258	66.040	145.960
К4 ПРТВП	Двигуни	9.921	9.921	1.676	23.150
	Г-С	14.766	14.766	4.823	38.549
	Сума	24.687	24.687	6.499	61.699

У цьому розділі проведено розрахунок струмів короткого замикання. Для однієї з точок короткого замикання розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентної ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність із похибкою до 15%. Такий рівень точності дозволяє коректно обрати комутаційну апаратуру, струмопровідні частини та інше обладнання. Розрахунки для всіх інших точок КЗ виконані за допомогою програмного забезпечення «ДАКАР ЕЛЕКС», яке гарантує аналогічну точність, що дає можливість безпечно здійснювати подальший вибір необхідного обладнання.

1.7 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань та теплового імпульсу

Під час проходження струму короткого замикання (КЗ) провідник зазнає додаткового нагрівання. Оскільки струм КЗ значно перевищує значення робочого режиму, температура провідника може сягати критичних рівнів, що спричиняє плавлення або пошкодження ізоляції, деформацію чи розплавлення струмопровідних елементів.

Критерієм термічної стійкості провідника є максимально допустима температура його нагрівання під впливом струмів КЗ. Таким чином, провідник або апарат вважається термічно стійким, якщо в процесі КЗ його температура не перевищує встановлених меж. Кількість теплоти, що виділяється в провіднику, характеризується тепловим імпульсом короткого замикання (або імпульсом квадратичного струму):

$$B_k = \int_0^t i^2 dt. \quad (1.38)$$

Тепловий імпульс обчислюється залежно від розташування точки короткого замикання (КЗ). Виділяють три типові ситуації: віддалене КЗ, КЗ біля генераторів та КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ розраховується наступним чином:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (1.39)$$

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

В даному випадку обчислимо віддалене КЗ K_1 :

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

де $t_{отк}$ – час відключення[1].

К₁

$$B_{\kappa} = 19.527^2 \cdot (0.2 + 0.4) = 137.27 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₂

$$B_{\kappa} = 42.2^2 \cdot (0.2 + 0.4) = 641.10 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₃

В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ.

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a}; \quad (1.40)$$

де $B_{\kappa a}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи.

$$B_{\kappa a} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}; \quad (1.42)$$

де $B_{\kappa n}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи $B_{\kappa C}$, періодичним струмом генераторів $B_{\kappa \Gamma}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{\kappa \Gamma C}$:

$$B_{\kappa n} = B_{\kappa C} + B_{\kappa \Gamma} + B_{\kappa \Gamma C}; \quad (1.43)$$

$$B_{\kappa C} = I_C^2 \cdot t_{відк}; \quad (1.44)$$

$$B_{\kappa \Gamma} = B_* \cdot I_{no\Gamma}^2 \cdot t_{відк}; \quad (1.45)$$

$$B_{\kappa \Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{no\Gamma} \cdot t_{відк}. \quad (1.46)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, [рис. 7.1 1].

$$B_{\kappa a} = 52.358^2 \cdot 0.400 + 52.258^2 \cdot 0.400 + \frac{4 \cdot 52.358 \cdot 52.258}{0.4^{-1} + 0.4^{-1}} = 2197.61 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa C} = 10.16^2 \cdot 4 = 412.74 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa \Gamma} = 4 \cdot 52.358^2 \cdot 0.750 = 5461.80 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa \Gamma C} = 2 \cdot 4.00 \cdot 0.75 \cdot 10.158 = 3191.12 (\kappa A^2 \cdot c),$$

$$B_{\kappa n} = 5461.80 + 3191.12 + 2197.61 = 10850.52 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa} = 10850.52 + 412.74 = 11263.26 (\kappa A^2 \cdot c).$$

К₄

$$T_{acx} = \frac{I_{noC} \cdot T_{aC} + I_{noD} \cdot T_{aD}}{I_{noC} + I_{noD}}; \quad (1.47)$$

$$T_{acx} = \frac{14.766 \cdot 0.058 + 9.921 \cdot 0.04}{14.766 + 9.921} = 0.047;$$

$$B_{\kappa} = I_{noC}^2 \cdot (t_{omk} + T_{acx}) + I_{noD}^2 (0.5 \cdot T'_{D} + T_{acx}) + 2 \cdot I_{noD} \cdot I_{noC} \cdot (T'_{D} + T_{acx}); \quad (1.48)$$

$$B_{\kappa} = 14.766^2 \cdot (0.25 + 0.047) + 9.921^2 (0.5 \cdot 0.07 + 0.047) + 2 \cdot 14.766 \cdot 9.921 \cdot (0.07 + 0.047) = 101.93 (\kappa A^2 \cdot c).$$

Таблиця 1.11 - Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄
B _κ , κA ² ·с	137.27	641.102	101.93	11263.26

1.8 Вибір комутаційного обладнання

Вибір комутаційного обладнання будемо проводити по максимальному робочому струму приєднання, та даними таблиці 1.9.

Проведемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ 330 кВ. Вибираємо елегазовий вимикач типу ЗАР2-362.

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (1.49)$$

$$330 \text{ кВ} \leq 330 \text{ кВ}.$$

- за тривалим струмом:

$$I_{роб.мах} \leq I_{ном}; \quad (1.50)$$

$$0.99 \text{ кА} \leq 1.6 \text{ кА}.$$

Проводимо перевірку:

а) на відключаючу здатність вимикача:

- перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}; \quad (1.51)$$

$$16.100 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

- перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a.т} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{відк.ном}; \quad (1.52)$$

$$20.290 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0.45 = 27.5.$$

де β_n – нормативне значення наявності аперіодичної складової у струмі, що відключає,

б) на електродинамічну стійкість:

$$I_{п.0} \leq I_{дин}; \quad (1.53)$$

$$19.527 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА};$$

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (1.54)$$

$$47.416 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

в) на термічну стійкість:

$$\beta_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m; \quad (1.55)$$

$$137.27 \kappa A^2 \cdot c \leq 40^2 \cdot 2 = 3200 \kappa A^2 \cdot c.$$

Вибираємо роз'єднувач типу SIEMENS P RF/RL.

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (1.56)$$

$$330 \kappa B \leq 330 \kappa B.$$

- за тривалим струмом:

$$I_{роб.мах} \leq I_{ном}; \quad (1.57)$$

$$0.99 \kappa A \leq 4 \kappa A.$$

Проводимо перевірку:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (1.58)$$

$$47.416 \kappa A \leq 160 \kappa A.$$

- на термічну стійкість:

$$\beta_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m; \quad (1.59)$$

$$137.27 \kappa A^2 \cdot c \leq 40^2 \cdot 2 = 3200 \kappa A^2 \cdot c.$$

Аналогічний підбір для інших ділянок. Результати вибору наведені в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Вибір комутаційної апаратури

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 330 кВ	3АР2-362	SIEMENS P RF/RL
$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 363 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 0.99 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1.6 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 16.100 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 20 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 20.290 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 27.5 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 19.527 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 47.416 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 137.27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 1323 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
НН ТВП-6кВ	ВР1	КУ6С-6-1/3150 У1
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 2.29 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3.15 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 16.335 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 20 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 17.619 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 34.7 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 18.332 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 49.068 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 101.93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

1.9 Вибір струмоведучих частин

1.9.1 Вибір збірних шин ВРП 330 кВ

Вибір збірних шин ВРП–330 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

$$I_{p.\text{мах.АТЗ}} = 1.5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (1.60)$$

$$I_{p.\text{мах.АТЗ}} = 1.5 \cdot \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0.525 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.\max.z} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0.95}; \quad (1.61)$$

$$I_{p.\max.z} = \frac{352.94}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0.95} = 0.650 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.\max.лен} = \frac{n}{n-1} \frac{P_{num}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi}; \quad (1.62)$$

$$I_{p.\max.лен} = \frac{6}{6-1} \frac{400.00}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0.85} = 0.988 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу **2×АС 300/204:**

$$I_{доп} = 2 \times 690 = 1380 \text{ А}; \quad d = 29.2 \text{ мм.}$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$988 \text{ А} < 1380 \text{ А}$$

Перевірка шин за умовою корони :

$$0.9 \cdot E_0 \geq 1.07 \cdot E; \quad (1.63)$$

Перевірка на умови корони потрібна для гнучких провідників за напруги 35 кВ і вище. Коронний розряд з'являється поблизу проводу за високої напруженості електричного поля, супроводжується тріском і світінням. Іонізація повітря навколо проводу спричиняє додаткові втрати енергії, породжує електромагнітні коливання, що створюють радіоперешкоди, та сприяє утворенню озону, який негативно впливає на поверхні контактних з'єднань. Раціональний підбір провідників має забезпечити зниження ефекту корони до допустимих рівнів.

Коронний розряд виникає за максимального значення початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (1.64)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.46}} \right) = 30.99 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}} \right).$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорхуватість поверхні проводу ($m = 0.82$); r_0 – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0.354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}; \quad (1.65)$$

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

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}; \quad (1.66)$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1.46}{20} = 1.15;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі (для 2 проводів по [1], таблиці 9.4):

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a}; \quad (1.67)$$

$$r_{ек} = \sqrt{1.46 \cdot 20} = 5.40.$$

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

$$D_{cp} = 1.26 \cdot D; \quad (1.68)$$

$$D_{cp} = 1.26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)}.$$

де D – відстань між фазами ([1], таблиця 9.3);

$$U_{\max} = 363 \text{ (В)};$$

$$E = 1.073 \cdot \frac{0.354 \cdot 363}{2 \cdot 1.08 \cdot \lg \frac{567}{5.40}} = 24.96 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}} \right);$$

$$0.9 \cdot 30.99 - 1.07 \cdot 24.96 = 1.19.$$

Отже, умова виконується і проводи коронувати не будуть.

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

$$I_{n0} = 19.527 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 47.416 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

Умова виконується.

1.9.2 Вибір жорстких шин

Підберемо шини для кола ВП зі сторони 6 кВ.

Збірні шини виготовляємо з жорстких алюмінієвих шин. Мідні шини через їхню високу ціну не використовуються, навіть за значних струмових навантажень. Для струмів до 3000 А застосовують одно- або двополосні шини. За більших струмів рекомендуються шини коробчатого перерізу, які зменшують втрати від ефектів близькості та поверхневого ефекту, а також забезпечують ефективніше охолодження.

Збірні шини та ошиновка на 6–10 кВ із провідників прямокутного або коробчатого перерізу фіксуються на опорних ізоляторах із фарфору. Шинотримачі, що кріплять шини до ізоляторів, дозволяють поздовжнє зміщення шин через їх нагрівання. Для шин великої довжини встановлюють

компенсатори. У місцях під'єднання до апаратів шини згинають або обладнують компенсаторами, щоб запобігти передачі зусиль, викликаних високими температурами, на апаратуру.

Сполучення шин по довжині зазвичай виконується зварюванням. Для поліпшення тепловідведення та зручності експлуатації шини фарбують: при змінному струмі фаза А – у жовтий колір, фаза В – у зелений, фаза С – у червоний; при постійному струмі позитивна шина – червона, негативна – синя.

Під'єднання алюмінієвих шин до мідних (або латунних) затискачів апаратів здійснюється через перехідні затискачі, які запобігають утворенню електролітичної пари мідь–алюміній.

Відповідно до ПУЕ [1], збірні шини електроустановок та ошиновка в межах відкритих і закритих розподільчих пристроїв усіх напруг не перевіряються за економічною щільністю струму. Вибір перерізу шин виконується з урахуванням нагрівання (за допустимим струмом).

$$I_{\max} = 1.35 \cdot \frac{S_{\text{ном.ПРТВП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (1.69)$$

$$I_{\max} = 1.35 \cdot \frac{25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.3} = 1.54 (\text{кА}).$$

За умовами експлуатації беремо алюмінієві шини коробчатого перерізу [3, с. 625]: $2(75 \times 35 \times 4) (\text{мм}^2)$, $I_{\text{доп}} = 2670 (\text{А})$; $q = 2 \times 520 = 1040 (\text{мм}^2)$.

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\max} = 1540 (\text{А}) < I_{\text{доп}} = 2670 (\text{А}).$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa} \cdot 10^6}}{C}; \quad (1.70)$$

де C – функція, значення якої наведено в [1, табл. 6.3]; B_k – з таблиці 1.10.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{47.42 \cdot 10^6}}{90} = 76.51 \text{ (мм}^2\text{)},$$

$$q = 1390 \text{ мм}^2 > q_{\min} = 76.51 \text{ мм}^2 \Rightarrow \text{ шини термічно стійкі.}$$

Перевіримо шини на механічну міцність. Напруга, яка виникає в матеріалі під впливом згинального моменту рівна, МПа:

$$\sigma_{\text{розрах}} = K_p \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W}; \quad (1.71)$$

де l – відстань між опорними ізоляторами;

W – момент опору шини;

a – відстань між фазами.

$$\sigma_{\text{розрах}} = 2.5 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{58.69^2 \cdot 2^2}{23.7 \cdot 0.8} = 18.17 \text{ (МПа)};$$

$$\sigma_{\text{розрах}} < \sigma_{\text{мах}}; \quad (1.72)$$

$$11.86 \text{ (МПа)} < 40 \text{ (МПа)}.$$

Таким чином, шини механічно міцні ($\sigma_{\text{доп}}$ – по [3, таблиця 4.2]).

2 ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

2.1 Основні вимоги і завдання під час експлуатації розподільних установок

Розподільні установки (РУ) станцій і підстанцій являють собою комплекс споруд та обладнання, призначених для приймання й розподілу електричної енергії. Основними елементами РУ є розподільні пристрої, монтажні з'єднувальні шини тощо. Вони поділяються на відкриті та закриті. Широкого застосування набули комплектні розподільні установки (КРУ) для внутрішнього монтажу та зовнішнього встановлення (КРУЗ).



Рисунок 2.1 – Зовнішній вигляд РУ

До обладнання та приміщень розподільних установ (РУ) будь-якої напруги висуваються такі ключові вимоги:

- обладнання РУ, згідно з паспортними даними, має відповідати умовам експлуатації як у номінальному режимі, так і під час короткого замикання. Пристрої та шини повинні мати необхідну термічну й динамічну стійкість;
- ізоляція обладнання мусить витримувати можливі перенапруги, спричинені атмосферними чи внутрішніми навантаженнями;

- усі пристрої повинні стабільно функціонувати за допустимих перевантажень;
- територія електростанції має бути безпечною та зручною для роботи персоналу в усіх можливих режимах, а також під час проведення ремонтів;
- на території РУ необхідно забезпечити наявність засобів захисту та протипожежного обладнання. У закритих РУ вікна повинні бути герметично зачинені, а отвори в стінах – закриті для запобігання проникненню тварин і птахів. Покрівля має бути придатною для експлуатації;
- у приміщеннях закритих РУ слід підтримувати температуру та вологість на рівні, що унеможливує зволоження ізоляції. Температура не повинна перевищувати 40°C. Вентиляція приміщень має бути достатньо ефективною;
- усі приміщення РУ повинні бути оснащені робочим і аварійним електроосвітленням.

Оперативними завданнями РУ є:

- забезпечення відповідності режимів роботи РУ та окремих схем технічним параметрам обладнання;
- створення схем розподільних пристроїв, станцій і підстанцій, що гарантують надійну роботу обладнання, а також безперебійну й вибірккову роботу пристроїв релейного захисту й автоматики (РЗА);
- організація нагляду й технічного обслуговування обладнання та приміщень РУ, а також оперативне усунення несправностей, щоб запобігти їх переростанню в аварійні ситуації;
- своєчасне виконання випробувань і ремонтів приладів;
- дотримання встановленого порядку й послідовності операцій у РУ.

Із зростанням навантаження споживачів пропускна здатність раніше встановленого обладнання часто стає недостатньою. Перевірка відповідності характеристик приладів змінним умовам експлуатації в енергосистемах проводиться регулярно шляхом моніторингу максимальних навантажень, порівняння їх із номінальними параметрами обладнання, а також розрахунку струмів короткого замикання при введенні нових пристроїв або зміні схем

електричного підключення. У разі виявлення невідповідностей здійснюється модернізація чи заміна обладнання, поділ електричної мережі на ділянки, а також спрацьовування автоматичних розподільних пристроїв для обмеження струмів короткого замикання тощо. Контроль за функціонуванням приладів виконується під час зовнішніх оглядів РУ черговим і обслуговуючим персоналом.

2.2 Експлуатація комплексних розподільних об'єктів (КРУ)

Комплектні розподільні пристрої (КРП) виготовляються заводами в стаціонарному (див. рис. 2.2, 2.3) або висувному (див. рис. 2.4) виконанні. У стаціонарному варіанті обладнання в кожній комірці фіксується нерухомо. При висувному виконанні роз'єднувачі, секційні роз'єднувачі та трансформатори напруги встановлюються на пересувних візках, які можна рухати всередині шафи або витягувати.

Конструктивно простір у шафах розподільних пристроїв поділено металевими перегородками на відсіки: для високовольтного обладнання, збірних шин, релейного захисту, вимірювальних приладів і систем керування. Такий поділ сприяє локалізації аварій, запобіганню поширенню пожежі та спрощенню технічного обслуговування.



Рисунок 2.2 – Стаціонарна шафа керування



Рисунок 2.3 – Стационарна шафа керування

У висувному розподільному пристрої візок автоматичного вимикача в корпусі має два фіксовані положення: робоче та випробувальне. У робочому положенні автоматичний вимикач перебуває під навантаженням або під напругою, якщо він відключений. У випробувальному положенні напруга з вимикача знімається шляхом розмикання первинних роз'єднувальних контактів, які виконують функцію роз'єднувачів. При цьому вторинні ланцюги можуть залишатися замкненими, дозволяючи тестувати вимикач на вмикання та вимикання.

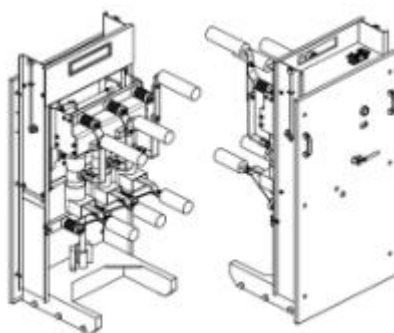


Рисунок 2.4 – Ефективність розгортання КРУ

Для переміщення візка з робочого в випробувальне положення та назад використовується механічний контрольний пристрій, який полегшує зусилля під час руху візка й забезпечує точне з'єднання роз'єднувальних контактів при

його розкочуванні. Для проведення ремонту вимикача візок повністю витягується з шафи (ремонтне положення).

Для захисту персоналу від випадкового контакту зі струмопровідними частинами розподільчий пристрій оснащений замковим механізмом. Висувний розподільчий пристрій обладнаний автоматичними шторами, які перекривають доступ до відсіку стаціонарних контактів при висунутому візку. Також передбачено оперативне блокування, що запобігає виконанню неправильних дій.

Під час експлуатації шаф розподільних пристроїв забороняється примусово відмикати апарати та захисні огороження, відгвинчувати знімні елементи шаф, піднімати або відкривати завіси, які обмежують доступ до відсіку за наявності напруги.

Перевірки проводяться за графіком:

- під час постійного чергування - не рідше одного разу на 3 дні;
- під час обслуговування електроустановок бригадою на місці - не рідше одного разу на місяць.

Під час візуального огляду контролюється стан з'єднувачів, провідників, роз'єднувачів, первинних роз'єднувальних контактів, механізмів блокування, рівень забруднення та відсутність видимих ушкоджень ізоляторів, а також стан вторинних кіл (клемних рядів, гнучких з'єднань, роз'ємів, штекерів, реле, вимірювальних приладів). Роботу кнопок керування вимикачами перевіряють у випробувальному положенні.

Контроль рівня масла у вимикачах і апаратах здійснюється через оглядові вікна та сітчасті огороження. Оглядові люки із захисною сіткою застосовуються для перевірки попередньо змонтованих шин без відключення живлення.

Перевіряється функціонування мереж освітлення та обігріву приміщень і розподільних шаф. Досвід показує, що під час експлуатації розподільних пристроїв зовнішньої установки відносна вологість повітря в шафах зростає (іноді до 100%), а ізолятори намокають через різкі коливання температури

зовнішнього повітря, що спричиняє накладання ізоляції на забруднену поверхню. Для запобігання цьому ізолятори необхідно регулярно очищати від пилу та бруду.

Ефективним методом боротьби з вологою на поверхні ізоляторів є нанесення гідрофобних паст.

2.3 Експлуатація вимикачів

Вимикачі призначені для комутації електричних кіл у всіх експлуатаційних режимах:

- ▶ струмів КЗ;
- ▶ увімкнення та включення струмів навантаження;
- ▶ зарядних струмів ліній і шин;
- ▶ струмів намагнічування трансформаторів.

Найскладнішим режимом для вимикача є відключення струмів короткого замикання (КЗ). Під час проходження струмів КЗ вимикач зазнає дії значних електродинамічних сил і високих температур. Крім того, автоматичне або ручне повторне вмикання на неусунене КЗ спричиняє пробій між контактами, що сходяться, і проходження ударного струму за низького тиску на контакті, що призводить до їх передчасного зношення. Для подовження терміну служби контакти виготовляють із металокераміки.

У конструкції вимикачів застосовуються різні принципи гасіння дуги та використовуються різноманітні гасильні середовища (трансформаторне масло, стиснене повітря, елегаз, тверді газогенеруючі матеріали тощо).

Вимикачі, що використовуються на станціях і підстанціях, поділяються на такі групи:

- масляні вимикачі з малим об'ємом масла;
- масляні вимикачі з великим об'ємом масла;
- електромагнітні вимикачі серії ВЕМ;
- автогазові;

- вакуумні вимикачі;
- повітряні вимикачі;
- вимикачі навантаження.

Кожна група вимикачів має специфічні технічні характеристики, зазначені в каталогах, а також свої переваги й недоліки, які визначають сферу їх застосування.

2.3.1 Експлуатація масляних вимикачів

Основними конструктивними компонентами масляних вимикачів є струмопровідні системи, контакти з дугогасними пристроями, ізоляційні елементи, вводи, корпуси (баки), передавальні механізми, приводи та допоміжні компоненти.

У масляних вимикачах (див. рис. 2.5) масло в баку слугує для гасіння дуги та ізоляції струмопровідних частин від заземлених конструкцій. У маломасляних вимикачах масло використовується переважно для гасіння дуги, а не завжди для ізоляції. Баки таких вимикачів спеціально ізолювані від землі.



Рисунок 2.5 – Масляний вимикач

Гасіння дуги в масляних вимикачах забезпечується дією дугогасного середовища – масла, що супроводжується сильним нагріванням, розкладанням нафти та утворенням газів.

У сучасних масляних вимикачах застосовуються спеціалізовані дугогасильні пристрої, які сприяють швидкому відновленню електричної міцності проміжку між контактами після відключення. Важливу роль відіграє швидкість руху контактів вимикача. Одним із методів підвищення швидкості спрацьовування є збільшення кількості послідовних розривів на кожному полюсі.

Керування масляним вимикачем здійснюється за допомогою приводу. Приводи розрізняють за типом використаної енергії: ручні, пружинні, електромагнітні та пневматичні. Найпоширенішими є електромагнітні й пневматичні приводи.

Під час візуального огляду зовнішніх масляних вимикачів перевіряють: фактичне положення вимикача (увімкнено чи вимкнено); стан поверхні порцелянових ізоляторів, входних кришок і тяги; цілісність мембран запобіжних клапанів і відсутність витоків масла з газових труб; рівень масла в баках і наливних горловинах, а також відсутність його протікання. За допомогою слуху виявляють наявність трісків або шумів усередині вимикача. Колір термоплівок на контактних роз'ємах вказує на відсутність перегріву контактів.

Рівень масла в баках має відповідати допустимим значенням на шкалі показчика рівня, що критично важливо для гасіння електричної дуги та охолодження газів, які утворюються під час її горіння. Високий рівень масла зменшує повітряний простір над його поверхнею, що може призвести до потрапляння масла на кришку вимикача, небезпечного зростання тиску в баку та, як наслідок, деформації чи вибуху бака.

Узимку за температури зовнішнього повітря нижче -20°C умови гасіння дуги в зовнішніх вимикачах погіршуються через зростання в'язкості масла, що знижує швидкість спрацьовування. Для забезпечення належної роботи

масляних вимикачів за тривалих (понад добу) низьких температур умикають електропідігрів, який вимикають за температури вище -20°C .

2.3.2 Експлуатація повітряних вимикачів

Конструкції повітряних вимикачів можуть відрізнятися. Один із прикладів подано на рисунку 2.6. Проте всі вони мають спільні основні елементи, серед яких: пристрої для гасіння дуги, елементи, що забезпечують ізоляційний проміжок між контактами у відкритому положенні, ізоляційні вузли, резистори для шунтування, резервуари зі стисненим повітрям, а також механізми керування.



Рисунок 2.6 – Повітряні вимикачі

Апарат для гасіння дуги складається з камер, виготовлених із порцеляни або металу, всередині яких розташовані комплекси рухомих і стаціонарних контактів. У вимкненому режимі повітряного вимикача ізоляційний проміжок створюється за допомогою спеціальних відсіків. Після припинення дугового

розряду рухомі контакти відходять від нерухомих на визначену ізоляційну відстань.

Дугогасильні системи разом із відсіками встановлюються на опорах із фарфору, що ізолюють їх від землі. Всередині цих опор прокладені трубопроводи зі склопластику для подачі повітря, а також струни керування вентилем, виготовлені з матеріалів із високими ізоляційними властивостями.

У пневматичних вимикачах стиснене повітря виконує подвійну функцію: воно забезпечує як процес гасіння дуги, так і управління пристроєм. Усунення дуги відбувається за рахунок інтенсивного повітряного потоку, спрямованого на елементи контактної системи, що дозволяє швидко відновити електричну міцність розімкнутого проміжку.

Уся робота повітряного вимикача синхронізується та регулюється подачею стисненого повітря згідно із заданою черговістю операцій.

Основними елементами системи управління є:

- ▶ пускові, проміжні та напірні клапани;
- ▶ пневмоприводи, що переміщують контакти вимикача та інших його частин;
- ▶ вмикання та вимикання електромагнітів;
- ▶ допоміжні контакти ланцюгів керування та механізми їх вимикання;
- ▶ знімач ізоляції для з'єднання рухомих частин автоматичного вимикача, які знаходяться під різними потенціалами;
- ▶ ізоляційні та металеві проводи, що з'єднують окремі елементи вимикача.

Повітряні вимикачі оснащуються вентиляційними системами для внутрішніх обсягів ізоляційних елементів, а також пристроями, що здійснюють моніторинг тиску повітря, стиснутого у резервуарах вимикача.

Стан тиску в повітряних балонах контролюється електроконтактними манометрами, які встановлено в розподільчій шафі. Вони забезпечують блокувальну функцію, яка запобігає спрацюванню вимикача при значному зниженні або перевищенні тиску відносно номінального значення.

Під час технічного огляду повітряних вимикачів перевіряють положення кожного полюса за індикацією сигнальних ламп та даними з манометрів. Крім цього, манометри дозволяють проконтролювати тиск повітря в резервуарах і його подачу на систему вентиляції. Окремо звертають увагу на загальний стан вимикача: відсутність пошкоджень фарфорових оболонок і ізоляторів, цілісність шунтуючих опорів та ємнісних дільників напруги, а також ступінь забруднення ізоляційної поверхні. Необхідно також прослухати можливий витік повітря. Перевіряють, чи не перегріваються контактні з'єднання шин та апаратні затискачі.

Обслуговування повітряних вимикачів під час їх експлуатації включає такі основні заходи:

- ▶ у сезон дощів збільшується витрата повітря на вентиляцію порожніх утеплювачів;
- ▶ раз на місяць видаляють конденсат, що накопичується в надземних резервуарах;
- ▶ працездатність автоматичного вимикача перевіряється контрольними випробуваннями високого тиску (принаймні 2 рази на рік) увімкнення та вимкнення.
- ▶ при зниженні температури навколишнього повітря нижче -5°C вмикають електрообігрів в шафах управління опор і в розподільній шафі;

У резервуари вимикачів повинно подаватися повітря, яке пройшло очищення від механічних часток. Основна фільтрація та осушення повітря здійснюється в компресорному обладнанні.

Надійність місць з'єднання металевих компонентів із порцеляновими залежить переважно від якості гумових ущільнень та рівномірного затягування кріпильних елементів — зокрема гайок і болтів, що проходять уздовж фланця ізолятора. З часом старі гумові прокладки втрачають пружність і набувають залишкових деформацій, що знижує герметичність вузлів.

З метою уникнення несправностей, рекомендовано не рідше двох разів на рік — навесні та восени — перевіряти стан з'єднань і підтягувати гвинти, які

використовуються разом із ущільнювачами. Паралельно оперативний персонал повинен оглядати стикові зони — особливо місця дотику гумових прокладок з ізоляторами, дугогасильними камерами, відсіками та опорними колонами.

Експлуатація вимикачів із зірваними або пошкодженими пломбами категорично заборонена.

2.4 Експлуатація роз'єднувачів, відділювачів та короткозамикачів

Головною функцією роз'єднувачів є забезпечення чіткого візуального розриву в електричному колі, який гарантує безпечне від'єднання обладнання, що підлягає ремонту, від шинних систем та інших елементів, що перебувають під напругою.

Роз'єднувачі не оснащуються пристроями для гасіння дуги, які б дозволяли здійснювати відключення струмів середньої або великої величини (див. рисунок 2.7). Саме тому вони використовуються для операцій увімкнення чи вимкнення лише тоді, коли струм у ланцюзі суттєво менший за номінальний струм апарата.

Також роз'єднувачі широко застосовуються для здійснення перемикачів у схемах електророзподільчих пристроїв. Наприклад, вони використовуються при переході з однієї шинної системи на іншу або для тимчасового перепідключення ланцюгів.



Рисунок 2.7 – Зовнішній вигляд роз'єднувача

Зарядні струми апаратури та шин для всіх рівнів напруги зазвичай мають малу величину, тому операції вмикання та вимикання за допомогою роз'єднувачів у таких випадках не становлять загрози.

Роз'єднувачі здатні виконувати комутацію дугогасильних реакторів, якщо в мережі відсутні замикання на землю. Крім цього, вони можуть використовуватись для підключення нейтралей силових трансформаторів, комутації струму намагнічування трансформаторів і автотрансформаторів, а також для вмикання і вимикання зарядних струмів, які виникають у повітряних і кабельних лініях. Допустимі значення цих струмів визначені відповідними нормативними документами, затвердженими Міністерством енергетики України.

У процесі експлуатації до роз'єднувачів висуваються певні технічні та експлуатаційні вимоги:

- ▶ при тривалій роботі з номінальним струмом контакти роз'єднувача не повинні нагріватися вище 75°C ;
- ▶ роз'єднувачі повинні викликати добре видимий розрив електричного кола, довжина якого повинна відповідати класу напруги електроустановки;
- ▶ контактна система повинна мати необхідну термічну та динамічну стійкість;
- ▶ У разі виникнення струмів короткого замикання ножі роз'єднувача мають залишатися у замкненому положенні. Це забезпечується шляхом використання приводу з фіксуючим механізмом, або ж за допомогою системи механічного чи електромагнітного блокування. Коли полюс роз'єднувача перебуває у відкритому стані, мінімально необхідний розрив між його контактами повинен бути чітко зафіксований спеціальним блокувальним механізмом, що гарантує надійне роз'єднання.
- ▶ Ізоляційні елементи роз'єднувачів мають гарантувати стабільну та безпечну роботу обладнання навіть за несприятливих атмосферних умов, таких як дощ, ожеледиця або підвищене забруднення навколишнього середовища. Опорні ізолятори, а також ізоляційні тяги повинні бути розраховані на

сприйняття експлуатаційних механічних навантажень без втрати міцності та функціональності.

► ножовий механізм головних роз'єднувачів повинен бути заблокований із ножами вимикача і заземлювача.

Віддільники за своєю будовою майже не мають суттєвих відмінностей від роз'єднувачів. Контактна система у них також не призначена для функціонування під навантажувальним струмом.

Головна функція роз'єднувачів полягає в оперативному від'єднанні пошкодженого фрагмента електромережі після ізоляції його рубильниками з обох боків. Віддільники застосовуються для вимкнення намагнічувального струму трансформаторів, а також зарядного струму електроліній.

Основні контакти відсіків керуються приводом, що дає змогу виконувати автоматичне, дистанційне, локальне відключення, а також ручне вмикання. Весь процес роз'єднання триває близько 0,3–0,5 секунди з моменту надходження сигналу на вимкнення. Висока швидкість цього процесу забезпечується за рахунок енергії стиснених пружин, які активуються під час ручного увімкнення механізму.



Рисунок 2.8 – Короткозамикач



Рисунок 2.9 – Опорно-штир'ові ізолятори

Відділювачі застосовуються на підстанціях, де відсутні роз'єднувачі на високовольтній стороні. Окрім відгалужень, на таких підстанціях зазвичай встановлюють автоматичні вимикачі, основна мета яких — швидке створення штучного сильного короткого замикання.

У розімкненому стані короткозамикач має натягнуті пружини, які утримують його в положенні готовності до ввімкнення (див. рис. 2.8). Після надходження сигналу від релейного захисту, електромагніт вивільняє замикаючу пружину, що активує спрацювання короткого замикання. Відділювач відключається тільки тоді, коли струм КЗ припиняє свій потік у колі.

Для правильної роботи привід відсіку обладнаний блокуванням, яке унеможливорює його вимкнення до повного припинення струму короткого замикання.

Під час зовнішнього огляду роз'єднувачів, відділювачів та автоматичних вимикачів особливо важливо перевіряти стан контактних з'єднань і якість ізоляції. Саме контактні елементи є критично важливими та водночас найбільш вразливими частинами в конструкції подібних апаратів.

Для підтримки й фіксації струмопровідних елементів відділювачів, короткозамикачів та роз'єднувачів, призначених для зовнішнього монтажу, використовуються стрижневі або штир'ові ізолятори (рис. 2.9).

Ізоляційна надійність таких елементів визначається їх механічною та електричною стійкістю. Вони мають зберігати свої властивості навіть за несприятливих погодних умов — таких як дощ, туман, сніг або обмерзання, а також витримувати динамічні електричні сили, ударні навантаження та масу підключених проводів.

З ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ НА КОНДЕНСАЦІЙНІЙ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

3.1 Застосування елегазового обладнання

Елегазові вимикачі представляють собою герметично закриту конструкцію, яка не допускає витоку газу в навколишнє середовище. Завдяки використанню елегазу навіть за звичайного атмосферного тиску можливо ефективно згасити електричну дугу з набагато вищими струмами порівняно з повітряним середовищем. Це пов'язано з тим, що елегаз має високу діелектричну стійкість, що пояснюється його здатністю гальмувати рух електронів у плазмі дуги та створювати стабільні негативно заряджені іони. Через втрату електронів дуговий розряд швидко нестабілізується, що сприяє його згасанню.

Попри технічні переваги, широке впровадження елегазового обладнання обмежується його високою собівартістю. Існує два основні методи гасіння дуги в елегазових вимикачах. Перший — аналогічний до механізму, що застосовується в повітряних вимикачах: охолодження дуги відбувається при русі елегазу з резервуару високого тиску (близько 2 МПа) у резервуар зниженої тискової зони (0,3 МПа). Другий метод — автокомпресійний, де різниця тиску, необхідна для гасіння дуги, створюється за допомогою компресора, що механічно поєднаний із рухомим контактом. Початкове значення тиску — 0,3–0,4 МПа, а під час гасіння дуги — підвищується до 0,6–0,8 МПа.

Описана вами технологія гасіння базується на присутності двох дуг — головної та допоміжної. Обдув елегазом, який вивільняється в зоні допоміжної дуги, спричиняє згасання основної.

Ще один варіант використовується при вимиканні невеликих струмів навантаження: у цьому випадку дуга гаситься без примусового потоку газу, просто шляхом розмикання контактів у середовищі елегазу під середнім

тиском. Такий підхід найчастіше використовується в комутаційних апаратах навантаження.

У вимикачах з поділом на високий та низький тиск застосовується автономна компресорна система. Після кожного циклу вимкнення активується механізм, що автоматично переміщує надлишковий газ із резервуара низького тиску назад у зону високого тиску. Перед повторним використанням елегазу проходить очищення через спеціальний фільтр на основі активованого оксиду алюмінію. Щоб запобігти конденсації газу в рідину за низьких температур, передбачена система підігріву.

Усі ці технології гасіння дуги та керування елегазовими камерами забезпечують надійне функціонування електричних апаратів та збереження безпеки для персоналу й навколишнього середовища.

Для забезпечення рівномірного електричного навантаження на трьох послідовно увімкнених дугогасильних проміжках кожного полюса використовують ємнісні подільники напруги. Це знижує ризик виникнення перенапруг під час комутації. Крім того, для створення оптимального розподілу електричного поля між вузлами, що знаходяться під високим потенціалом, та заземленим корпусом апарата, застосовуються спеціальні електростатичні екрани.

3.2 Газоізольовані розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією

Газоізольовані розподільні пристрої (ГРП), що використовують шістифтористу сірку (SF_6), мають конструкцію з герметичним резервуаром із нержавіючої сталі. Цей бак має тривалий термін експлуатації та заповнюється SF_6 під незначним надлишковим тиском. Завдяки відмінним діелектричним характеристикам цього газу зменшуються міжфазні відстані та проміжки до корпусу. Крім того, створюються модульні ГРП з елегазовою ізоляцією для напруг у діапазоні від 110 до 800 кВ. У середині модулів розташовуються основні електричні компоненти: вакуумні або газові вимикачі, апарати

роз'єднання, пристрої заземлення, трансформатори струму й напруги, а також секції шин.

Для діапазону напруг 6–35 кВ газоізолювані ГРП виготовляються у вигляді окремих функціональних шаф, як і повітряні аналоги. Також застосовуються моноблочні варіанти з декількома підключеннями, в яких всередині розміщуються стаціонарні комутаційні прилади, включно з роз'єднувачами, заземлювачами та шинами.

Таке обладнання впроваджується на конденсаційних електростанціях (КЕС), з огляду на потребу в максимальній надійності — адже аварійне відключення блоку є критичним. Саме тому всі КЕС поступово переходять на сучасні ГРП з елегазовою ізоляцією, що гарантують безперебійну роботу.

Комірка комплектного розподільного пристрою елегазового типу (КРУЕ) на напругу 110 кВ (див. рис. 3.1) включає фіксовані електротехнічні елементи: вимикач з елегазовим середовищем, апарати роз'єднання, заземлювальні пристрої, трансформатори вимірювання напруги та струму, а також збірні шини. Усе це розміщується всередині герметичних металевих оболонок, які заземлені та заповнені елегазом.

Комірки для рівнів 110–220 кВ мають керування за трьома або більшою кількістю полюсів, тоді як для 500–800 кВ використовується винятково багатополюсне керування. Для з'єднання окремих оболонок між собою застосовуються фланці з ущільненням із матеріалів, таких як етиленпропілен чи синтетичний каучук. Часто внутрішні порожнини деяких елементів між собою з'єднані, що дозволяє утворити єдину газову систему, поділену на секції відповідно до вимог до газового середовища. Кожна така секція оснащується відповідною контрольно-вимірювальною апаратурою.

Залежно від потрібної рівня електричної міцності, у КРУЕ підбирається відповідний тиск SF₆. Наприклад, для напруги 110 кВ при +20 °C потрібна напруга пробою досягається при тиску близько 0,25 МПа (абсолютному).

У відсіках вимикачів, які є частиною газоізолюваного пристрою, зазвичай підтримується більший тиск газу порівняно з іншими модулями. Під

час нормальної роботи елегаз знаходиться в них під тиском, що складає до 10% від номінального. За умови правильної експлуатації втрати елегазу не перевищують 5% за рік. Тиск у відсіках відстежується за допомогою приладів контролю, таких як манометри або густиноміри, особливо при змінних кліматичних умовах.

SF₆ виконує роль не лише ізоляційного середовища, але й ефективного середовища для гасіння електричних дуг при будь-якому рівні напруги. Водночас, для комутацій середньої напруги до 110 кВ частіше застосовуються вакуумні вимикачі, як економічно доцільніші.

Безпечна експлуатація ГРП з елегазовою ізоляцією забезпечується завдяки комплексній системі механічних та електричних блокувань, які зводять до мінімуму ймовірність помилкових дій персоналу. Струмоведучі частини повністю ізольовані, а металеві корпуси, що мають ступінь захисту IP67, здатні витримувати внутрішні пошкодження.

Стан комутаційних пристроїв контролюється через індикатори положення, що з'єднані з рухомими вузлами, а також за допомогою сигнальних ламп і оглядових віконць, які дозволяють візуально спостерігати за контактами.

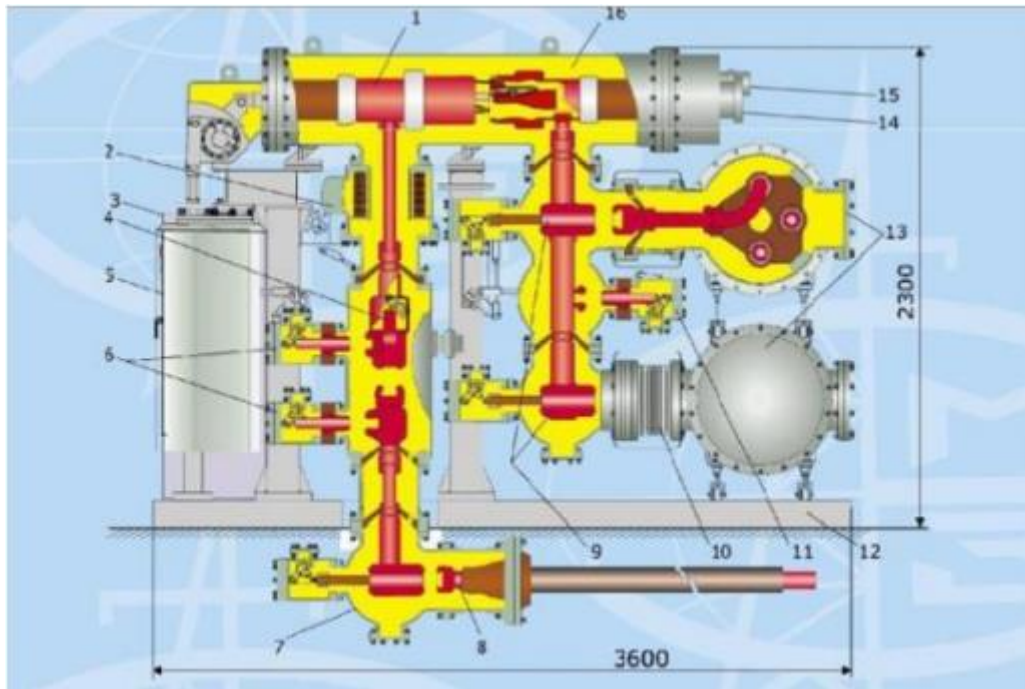


Рисунок 3.1 - Елегазова триполюсна комірка

Газ SF_6 , який застосовується як ізоляційне середовище, також ефективно виконує функцію гасіння дуги при будь-яких значеннях напруги. У випадку з вимикачами середнього класу напруги (до 110 кВ) перевага надається вакуумному методу гасіння, який вважається найбільш економічним.

Газоізовані розподільні установки з використанням SF_6 забезпечують підвищений рівень експлуатаційної безпеки завдяки інтеграції механічних та електричних блокувальних систем, які зменшують ймовірність виконання некоректних дій. Допуск персоналу до струмонесучих частин конструктивно виключено, а корпуси з металу мають високу ступінь герметизації, відповідаючи класу захисту IP67, що гарантує їхню стійкість до внутрішніх пошкоджень.

Стан перемикачів та їх положення контролюється через індикатори, механічно з'єднані з рухомими елементами, що забезпечує точну перевірку їхнього стану. Додатково система оснащена ламповою індикацією, а також візуальним спостереженням за положенням контактів через спеціальні оглядові вікна.

У кожному полюсі комірки розташовані ключові елементи: комутаційна апаратура (вимикачі, роз'єднувачі та заземлювачі), трансформатори струму й напруги для вимірювання, з'єднувальні компоненти, до яких належать збірні шини, кабельні вводи з технологією «масло–елегаз» і прохідні вводи за принципом «повітря–елегаз», а також струмопроводи з елегазовим заповненням.

Внутрішній устрій комірки включає три полюси, шафи управління й ділянки збірних шин. У спеціальних шафах змонтовано апаратуру, яка забезпечує роботу контурів блокування, сигналізації, дистанційного керування, контролю стану тиску SF_6 та подачі його в комірку, а також системи живлення приводів, які працюють від стисненого повітря. Для стабільної роботи ГРП з елегазовим середовищем необхідне додаткове оснащення, яке виконує функції технічного обслуговування та підтримки працездатності.

Елегазові розподільні установки випускаються для діапазону напруг до 800 кВ. Серед європейських виробників лідируючі позиції належать компаніям ABB, Areva, Siemens та Schneider Electric. Зокрема, ABB є одним із ключових гравців на ринку: вона виготовляє як вимикачі, так і повнофункціональні КРУЕ, які представлені у вигляді модульних систем для рівнів напруг від 72 до 800 кВ.



Рисунок 3.2 - Газоізолюваний розподільний пристрій із елегазовою ізоляцією до 550 кВ серії ELK3 (ABB)

Модульна система типу КРУЕ ELK-04 є повнофункціональним елегазовим розподільним комплексом, розрахованим на застосування в мережах з напругою до 170 кВ, номінальним струмом до 4000 ампер і здатністю витримувати струмові навантаження до 63 кА. Ця система є ефективним, стабільним і екологічно сприятливим рішенням для завдань енергопостачання.

Завдяки компактним габаритам, блочній конструкції та високому рівню надійності, пристрій забезпечує оптимальну енергоефективність як у густонаселених районах, так і в інших регіонах із підвищеним енергоспоживанням. КРУЕ такого типу також широко застосовуються в складі інфраструктури для відновлюваної енергетики, включаючи гідроелектростанції та вітрові електропарки.

Оскільки всі вузли та функціональні елементи збираються та тестуються безпосередньо на виробництві, подальше транспортування, монтаж і введення в експлуатацію займають мінімум часу та зусиль. Усі модулі перевіряються

згідно з вимогами міжнародного стандарту ІЕС 62271-203, що підтверджує їхню відповідність до загальноприйнятих технічних та безпекових норм.

Таблиця 3.1 - Технічні характеристики КРУЕ виробництва АВВ

Параметри	ELK0	ELK1	ELK2	ELK3	ELK4
Номінальна напруга, кВ	72.5-170	145-300	245-362	262-550	765-800
Номінальний струм, А: Збірних шин	3150	+4000	+4000	6300	6300
Інших елементів	2000	3150	3150	+4000	+4000
Номінальний струм відключення, кА	25-40	40-63	40-63	40-63	40-50
Електродинамічна стійкість, кА	63-100	100-170	100-170	100-170	100-135
Повний час відключення, с	0.045	0.04	0.5	0.5	0.5
Виконання збірних шин	3-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне

Стабільне функціонування КРУЕ забезпечується завдяки високому рівню надійності й мінімальним витратам на технічне обслуговування та експлуатацію протягом усього строку служби. Розподільчий пристрій АВВ ELK-04 характеризується найнижчими експлуатаційними витратами серед аналогів. Завдяки стандартизованому фланцевому діаметру можлива реалізація різноманітних схем компонування КРУЕ. Для напруги 145 кВ і струму 2500 А застосовують модулі зі зменшеним діаметром фланця.



Рисунок 3.3 - КРУЕ 110 кВ серії 8DN8 (Siemens)

Розподільчі установки типу 8DN8, 8DN9, 8DQ1 і 8DR1 були створені на основі сучасних науково-технічних досліджень та вдосконалених виробничих процесів, що забезпечило їхній високий технологічний рівень і економічну доцільність. У відповідних класах напруги КРУЕ моделей 8DN8 (див. рис. 3.3) та 8DN9 є одними з найбільш компактних у світі серед аналогічного обладнання. Зокрема, модель 8DN8 потребує лише половину площі порівняно з іншими елегазовими КРУЕ, розрахованими на 145 кВ. Це стало можливим завдяки вузькій конструкції комірки шириною всього 0,8 метра та інтегрованому блоку локального управління в шафі. Через використання легкого алюмінієвого кожуха ці пристрої є найлегшими у своєму класі, що

дозволяє зменшити необхідну площу встановлення, спростити конструкцію фундаменту та, як наслідок, скоротити капітальні витрати.

Таблиця 3.2 - Технічні характеристики КРУЕ «Siemens»

Параметри	KDN9	8DN8	8DP3	8DQI	8DRI
Номінальна напруга, кВ	72.5-145	72.5-170	170-300	362-550	550-800
Номін. струм, А: Збірних шин	3150	3150	5000	6300	8000
Інших елементів	2500	2500	+4000	+4000	5000
Номінальний струм відключення, кА	25-40	25-40	40-50	50-63	50-63
Електродинамічна стійкість, кА	63-100	63-100	100-135	135-170	135-170
Повний час відключення, с	0,05	0,05	0,5	0,5	0,5
Виконання збірних шин	3-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне

Завдяки високій якості виготовлення та надійності, ці розподільчі установки практично не вимагають регулярного обслуговування. Їхні корпуси виготовлені з матеріалів, стійких до корозійних впливів, а привідні механізми сконструйовані так, що не потребують змащування протягом усього експлуатаційного періоду. Основні контакти вимикачів навантаження, роз'єднувачів і заземлювальних пристроїв мають великий ресурс служби. Перший огляд технічного стану необхідний не раніше, ніж через чверть століття використання. Завдяки обмеженій кількості стандартних модулів можлива реалізація широкого спектру конфігурацій розподільчих систем. Наприклад, легко адаптувати рішення для вже збудованих приміщень ЗРУ.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ бакалаврської кваліфікаційної роботи присвячений визначенню заходів і засобів з охорони праці під час обслуговування комутаційного устаткування КЕС. Отже, на оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатацію електричного устаткування КЕС, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [16, 17]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання

4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час виконання робіт

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін.) і силові кола приводу;
- зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;
- привести в неробоче положення вмикальний вантаж або вмикальні пружини;
- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Для пробних вмикань і вимикань комутаційного апарата без подавання робочої напруги під час його налагоджування та регулювання допускається тимчасове вмикання допоміжних і силових кіл приводу, а також подавання повітря в привод та на вимикач. У цьому разі слід зняти плакати "Не вмикати! Працюють люди" та "Не відкривати! Працюють люди". Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат під час його випробовування дозволяється оперативним та оперативно-виробничим працівникам, якщо це обумовлено нарядом в "Окремих вказівках. Після випробування, у разі необхідності продовження роботи на комутаційному апараті, черговий або з його дозволу керівник робіт повинен виконувати вимоги цих Правил.

Підніматись на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки під час випробування та виконання налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, знімання віброграм, під'єднання провідників до вимірювальних приладів або їх від'єднання, визначення місць витікання повітря тощо). Забороняється підніматись на вимкнений повітряний вимикач з повітряноповненим віддільником, якщо віддільник перебуває під робочим тиском.

Перед підніманням на повітряний вимикач для проведення випробувань та налагодження необхідно:

- вимкнути кола керування;

- заблокувати кнопку місцевого керування та пускові клапани (наприклад, від'єднати повітровідні трубки, замкнути шафи тощо) або поставити біля вимикача проінструктованого члена бригади, який допускав би до оперування вимикачем (після вмикання кіл керування) за вказівкою керівника робіт тільки одного працівника. У разі перебування працівників на повітряному вимикачі, що знаходиться під тиском, слід припинити усі роботи в шафах керування і розподільчих.

Забороняється перебування працівників біля повітряних вимикачів під час їх вмикання і вимикання, налагодження та випробування. Команду на виконання операцій повітряним вимикачем у разі проведення випробних і налагоджувальних робіт керівник робіт (або уповноважений ним член бригади) повинен подавати тільки після того, як всі члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

У разі допуску до роботи, пов'язаної з перебуванням працівників всередині повітрозбірників, необхідно:

- закрити засувки повітропроводів, по яких може бути подано повітря, зачинити їх на замок, вивісити на засувках плакати "Не відкривати! Працюють люди";

- випустити в атмосферу повітря, що перебуває під тиском в повітрозбірнику, залишивши відкритим спускний клапан;

- від'єднати від повітрозбірника повітропровід подавання повітря і встановити на ньому заглушки.

Нульовий показ манометрів на баках вимикачів та повітрозбірниках не може бути вірогідною ознакою відсутності в них стисненого повітря. Для того, щоб зняти кришки лазів, безпосередньо перед відгвинчуванням болтів та гайок необхідно відкрити спускні клапани або засувки і переконатись у відсутності стисненого повітря. Спускні клапани або засувки дозволяється закривати тільки після загвинчування всіх болтів та гайок, що кріплять кришку лазу.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишилися під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут" у відсіку, де треба буде працювати.

У разі виконання роботи поза КРУ на підімкненому до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з вимикачем необхідно викотити з комірки; шторку або дверці зачинити на замок та вивісити на них плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати! Робота на лінії". У цьому разі допускається:

- за наявності блокування (блоківки) між заземлювальними ножами та візком з вимикачем - встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;

- за відсутності такої блокування або заземлювальних ножів в комірках КРУ - встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні. Встановлювати заземлення в комірці КРУ у разі виконання роботи на ПЛ, що відходять, необхідно з урахуванням вимог цих Правил.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підімкненому до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в комірці КРУ.

Приміщення РУ з елегазовим обладнанням слід обладнати примусовою вентиляцією. Забороняється виконувати будь-яку роботу доти, доки не буде забезпечено п'ятикратний обмін повітря в цьому приміщенні протягом однієї години. Наявність елегазу можна перевірити за допомогою викритого вогню (сірник, свічка тощо) на рівні підлоги.

Розкривання полюсів елегазового вимикача необхідно проводити на відкритому повітрі. Якщо розкривання полюсів виконується в приміщенні, слід

застосовувати спеціальну установку з вакуумним пристроєм, що забезпечує відсмоктування елегазу з робочого місця.

Якщо в процесі розкривання полюсів елегазового вимикача будуть виявлені продукти розпаду елегазу (білий порошок), їх необхідно зібрати пиłosосом, застосовуючи змінні фільтри.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати

безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [18], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [21]. Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 4.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається [22]:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	ІІб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	ІІб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК [21] наведено в таблиці 4.2.

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [22]: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

4.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [23] розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 4.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

4.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [24].

Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 4.4.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 4.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

4.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [26, 27]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [28], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [29].

Приміщення розподільчих пристроїв за вибухонебезпечкою та пожежонебезпечкою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами II-III (зони в приміщеннях, де виділяється горючий пил чи волокна з нижньою концентраційною границею (НКТ) спалахування $> 65 \text{ г/м}^3$ до об'єму повітря, в яких знаходяться тверді горючі речовини – ізоляційні оболонки електрообладнання, меблі тощо).

Будівлі п/ст, в яких розташовані ці приміщення, характеризуються II-III ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [30] наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площидки, сходи, балки, марші сходових кліток	перекрыття між поверхові (у т.ч. горішні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, настили, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0, E 30, M1	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати вогонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвиликах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції: втрати несучої спроможності (R); втрати цілісності (E); втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [30] наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 4.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 4.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.7 (знаменник).

Таблиця 4.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
II	6/9	8/9	10/12
III	8/9	8/12	10/15
IV	10/12	10/15	15/18

На території розподільчих пристроїв на кожному з об'єктів потрібно встановити від 12 до 25 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л [31].

ВИСНОВКИ

У процесі виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи було проведено комплексне дослідження електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС) із поглибленим аналізом вибору та експлуатаційних характеристик комутаційного обладнання, зокрема елегазового типу. Усі поставлені завдання дослідження були успішно виконані, а отримані результати підтверджують відповідність спроектованої системи сучасним вимогам до надійності та ефективності енергопостачання.

Відповідно до задач, визначених у вступі, було досягнуто таких результатів:

1. Побудова графіків електричних навантажень: Виконано розрахунок і побудову добових та річних графіків електричних навантажень для зимового та літнього періодів. На основі цих даних визначено техніко-економічні показники роботи станції, зокрема максимальне навантаження, річний виробіток електроенергії, встановлену потужність, середнє навантаження, коефіцієнти заповнення графіка, використання встановленої потужності, резерву, а також число годин використання максимального та встановленого навантаження. Ці показники дозволили оцінити ефективність роботи КЕС та оптимізувати її експлуатаційні режими.

2. Вибір структурної схеми електростанції та основного електротехнічного обладнання: Розроблено структурну схему електричної частини КЕС, яка включає розподільні пристрої на напруги 330 кВ та 110 кВ, з'єднані через автотрансформатори зв'язку. Підібрано основне обладнання, зокрема турбіни типу К-300-240, парогенератори Пп-950/255, генератори ТВМ-300, а також силові трансформатори (ТРДНС-25000/35, ТДЦ-400000/330, ТДЦ-400000/110, АТДЦТН-200000/330/110, ТРДН-25000/110, ТРДНС-25000/35). Вибір обладнання здійснено з урахуванням вимог до надійності, економічності та можливості майбутнього розширення станції.

3. Розрахунок струмів короткого замикання: Проведено детальний розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) у різних точках електростанції з використанням програмного комплексу «ДАКАР ЕЛЕКС» та методів еквівалентної ЕРС. Визначено періодичні та аперіодичні складові струмів КЗ, ударні струми, а також теплові імпульси. Отримані дані стали основою для вибору комутаційної апаратури та струмоведучих частин, забезпечуючи їх термічну та електродинамічну стійкість.

4. Вибір комутаційної апаратури та струмоведучих частин: Здійснено підбір елегазових вимикачів (наприклад, 3AP2-362), роз'єднувачів (SIEMENS P RF/RL, КУ6С-6-1/3150 У1) та струмоведучих частин, зокрема збірних шин ($2 \times AC$ 300/204 для ВРУ 330 кВ та жорсткі алюмінієві шини коробчатого перерізу $2(75 \times 35 \times 4)$ для ВП 6 кВ). Перевірка апаратури та шин на відповідність умовам експлуатації (максимальні робочі струми, термічна та електродинамічна стійкість, захист від корони) підтвердила їх придатність для використання на КЕС.

5. Обґрунтування доцільності застосування елегазового обладнання: Проведено аналіз переваг елегазових вимикачів та газоізолюваних розподільних пристроїв (КРУЕ) порівняно з масляними та повітряними аналогами. Встановлено, що елегазове обладнання забезпечує високу надійність, компактність, мінімальні експлуатаційні витрати та тривалий термін служби, що робить його оптимальним вибором для КЕС, особливо в умовах високих напруг і струмів.

6. Аналіз експлуатаційних особливостей різних типів вимикачів та розподільних пристроїв: Досліджено особливості експлуатації масляних, повітряних, вакуумних та елегазових вимикачів, а також роз'єднувачів, відділювачів і короткозамикачів. Виявлено, що елегазові вимикачі мають найвищу ефективність завдяки швидкому гасінню дуги, стабільній роботі в різних кліматичних умовах та низьким вимогам до обслуговування. Рекомендації щодо експлуатації включають регулярний контроль тиску елегазу,

перевірку ізоляції та використання гідрофобних паст для захисту ізоляторів від вологи.

Результати роботи підтверджують, що спроектована електрична частина КЕС відповідає сучасним стандартам надійності, безпеки та енергоефективності. Запропоновані технічні рішення, зокрема використання елегазового обладнання, сприяють підвищенню стабільності енергопостачання та зниженню експлуатаційних витрат. Розробки можуть бути застосовані для модернізації існуючих або створення нових конденсаційних електростанцій, що є особливо актуальним в умовах трансформації енергетичної системи України та підвищеного попиту на надійне електропостачання.

У розділі «Охорона праці» бакалаврської роботи проаналізовано небезпечні та шкідливі виробничі фактори, що впливають на персонал під час обслуговування комутаційного обладнання КЕС, зокрема фізичні (мікроклімат, шум, вібрація, освітлення), хімічні (пил, гази) та фактори трудового процесу. Запропоновано технічні рішення для безпечної організації робочих місць: вимкнення кіл, використання захисних плакатів, заземлення, ізолювальні засоби (штанги, рукавички, килими). Для забезпечення гігієни праці передбачено нормування мікроклімату, вентиляцію, пиловловлювання, належне освітлення та шумозахист. Пожежна безпека забезпечується відповідністю приміщень категорії Д, встановленням вогнегасників та дотриманням протипожежних норм. Ці заходи гарантують безпечну експлуатацію обладнання та захист персоналу.

Таким чином, виконана робота має практичне значення, а отримані результати можуть слугувати основою для подальших досліджень та впровадження інноваційних рішень

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. «Проектування електричної частини електричних станцій». Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
2. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем. – Львів: Вища школа, 1988. – 248 с.
3. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х.: Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
4. Лежнюк П. Д. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 171 с
5. Електрична частина станцій та підстанцій : лабораторний практикум / В. В. Нетребський, Ю. В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 99 с.
6. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем. – Львів: Вища школа, 1988. – 248 с.
7. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
8. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
9. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
10. Буряк В.М., Дейнеко Н.А Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с
11. Кутін В. М. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 1. – С. 1–7.
12. Лесько В. О., Кравчук С.В., Сікорська О.В. Електричні апарати: Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 145 с.

13. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.

14. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.

15. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. К. : НАУ, 2018. 312 с.

16. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

17. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

18. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

19. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

20. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

21. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

22. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
23. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
24. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
25. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
26. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
27. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення..
28. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.
29. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
30. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
31. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Електрична частина конденсаційної електростанції з аналізом експлуатаційних особливостей комутаційного устаткування»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Нетребський В. В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism

Оригінальність

70,1

Загальна схожість

29,9

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор

(підпис)

Євчук Ю. О.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С. Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

«Електрична частина конденсаційної електростанції з аналізом експлуатаційних особливостей комутаційного устаткування»



Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:
«Електрична частина конденсаційної
електростанції з аналізом експлуатаційних
особливостей комутаційного устаткування»

Керівник роботи: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Нетребський В. В.

Виконав: студент групи ЕС-216

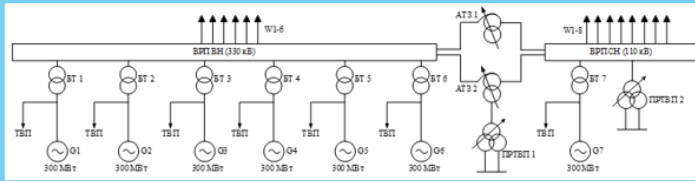
Євчук Ю. О.

Вступ

2

Сучасна енергетична система України знаходиться в стані трансформації, що обумовлено не лише внутрішніми економічними змінами, але й зовнішніми загрозами, зокрема — військовим вторгненням російської федерації. Значна частина електроенергії в країні продовжує вироблятися тепловими електростанціями (ТЕС), які в багатьох випадках є технічно зношеними — ступінь зносу обладнання сягає 45–90%. Це створює серйозні виклики для забезпечення стабільного та надійного електропостачання. Одним з можливих шляхів вирішення проблеми є модернізація або заміна старих ТЕС на нові конденсаційні електростанції (КЕС), які характеризуються вищим рівнем ефективності, особливо за умови впровадження сучасного комутаційного обладнання.

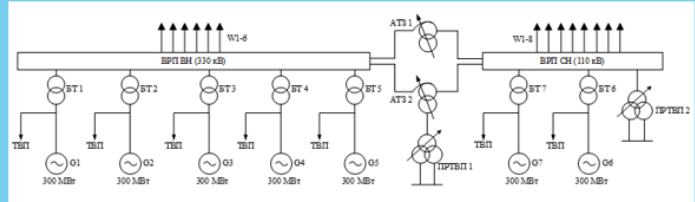
Актуальність теми: В умовах нестабільного енергозабезпечення, зростання попиту на електроенергію та потреби в підвищенні надійності електромереж, особливо актуальним є дослідження електричної частини КЕС із поглибленим аналізом експлуатаційних характеристик комутаційного устаткування. Особливу увагу привертає використання елегазового обладнання, яке, завдяки своїм властивостям, забезпечує високу надійність, компактність і мінімальні вимоги до обслуговування.



а) варіант 1

Таблиця 1.6 – Вибір трансформаторів

Позначення на схемі	Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ			U_k , %			$\Delta P_{ек}$, кВт	$\Delta P_{лн}$, кВт	Кількість
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТВП 1-7	ТРДНС-25000/35	25	20	-	6.3-6.3	-	10.5	-	25	115	7
БТ 1-6	ТДЦ-400000/330	400	347	-	20	-	11	-	300	790	6
БТ 7	ТДЦ-400000/110	400	121	-	20	-	10.5	-	520	900	1
АТ3	АТДПН-200000/330/110	200	330	115	10.5	10.5	38	25	155	560	2
ПРТВП2	ТРДН-25000/110	25	115	-	6.3-6.3	-	10.5	-	25	120	1
ПРТВП1	ТРДНС-25000/35	25	10.5	-	6.3-6.3	-	10.5	-	25	115	1



б) варіант 2

Рисунок 1.5 – Варіанти структурних схема КЕС

У наступних обчисленнях застосовуватимемо перший варіант структурної схеми, оскільки він характеризується нижчими витратами порівняно з іншими варіантами.

Схеми ВРУ

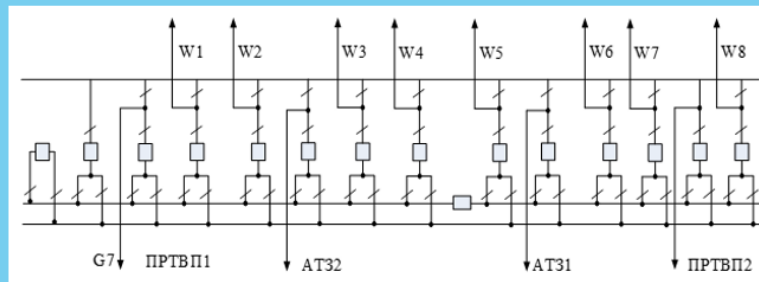


Рисунок 1.6 – Схеми ВРУ-110 кВ, дві системи збірних шин з обхідним вимикачем

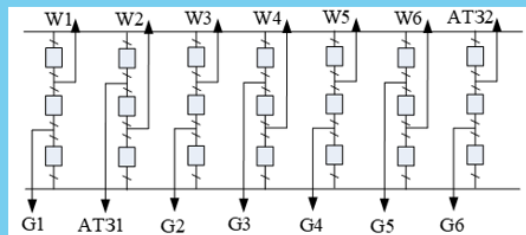
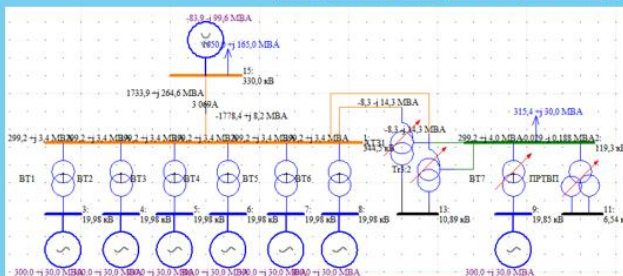


Рисунок 1.7 – Схеми ВРУ-330 кВ, 3/2



Виконано розрахунок усталеного режиму. Завдання змін режиму - Не вправовисно

**** Система № 1 ****

Балансові вузли:

151:

U кВ	фаза град	P МВт	Q Мвар	Pr МВт	Qr Мвар	Назва вузла
344.495	14.2	0.000	-0.000	0.000	-0.000	1:
119.312	14.0	315.003	29.996	0.000	0.000	2:
19.983	19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	3:
19.983	19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	4:
19.983	19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	5:
19.983	19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	6:
19.983	19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	7:
19.983	19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	8:
19.850	18.6	0.000	-0.000	299.879	29.989	9:
119.312	14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	TrR:1
6.536	14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	11:
342.239	14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	Tr3:1
10.889	14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	13:
342.239	14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	Tr3:2
330.004	0.0	1650.000	165.000	-84.031	-99.522	15:

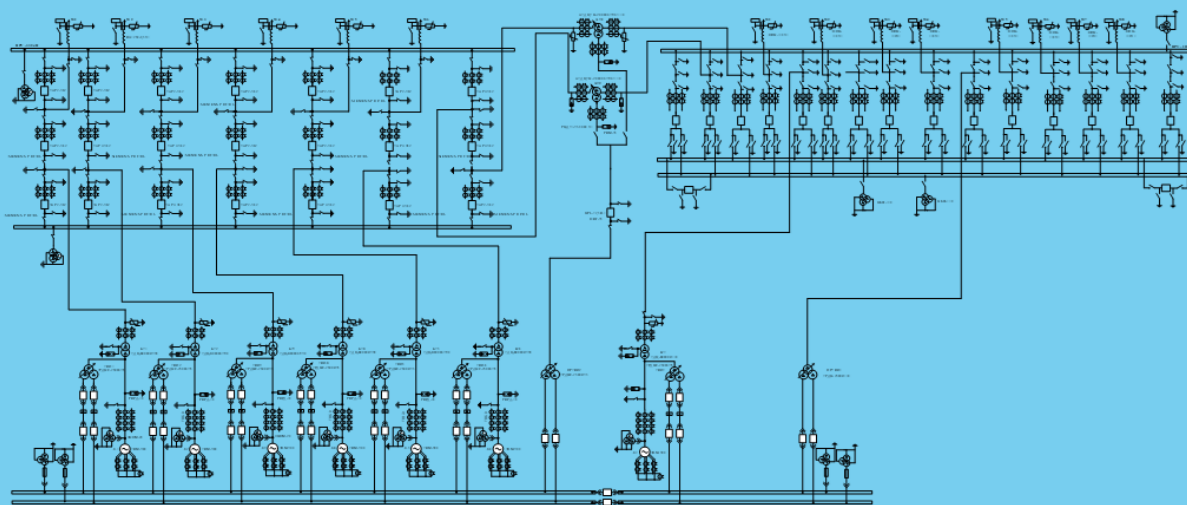
Струм А	Pточ МВт	Qточ Мвар	Pвим МВт	Qвим Мвар	Pвих МВт	Qвих Мвар	Назва вітки
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT1
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT2
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT3
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT4
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT5
8710	299.146	3.390	-299.966	-29.998	0.360	1.577	BT6
8766	299.050	4.041	-299.879	-29.989	0.311	1.750	BT7
0	-0.029	-0.188	0.000	0.000	0.029	0.188	ПР1В1_ВН
0	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	ПР1В1_НН1
0	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	ПР1В1_НН2
26	-8.191	-14.271	7.993	13.064	0.196	1.090	АТS1_ВН
74	-7.993	-13.064	7.991	13.072	0.000	0.000	АТS1_СН
0	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	АТS1_НН
26	-8.191	-14.271	7.993	13.064	0.196	1.090	Tr3:2_ВН
74	-7.993	-13.064	7.991	13.072	0.000	0.000	Tr3:2_СН
0	0.000	0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	Tr3:2_НН
3069	-1778.493	8.201	1734.031	264.522	3.574	-716.262	L

Сумарне генерування	2015.647	110.457
Сумарне навантаження	1965.003	194.996
Втрати поздовжні	44.179	618.143
Втрати поперечні	6.465	-702.682
Сумарний небаланс	0.000	0.000
Незбалансованість ЕВ	-384.031	-129.522

Координати контрольованих вузлів

U в.о.	фаза град	P МВт	Q Мвар	Pr МВт	Qr Мвар	Назва вузла
1.044	14.2	0.000	-0.000	0.000	-0.000	1:
1.085	14.0	315.003	29.996	0.000	0.000	2:
0.999	19.0	0.000	-0.000	299.966	29.998	3:
1.089	14.0	0.000	-0.000	0.000	-0.000	11:

Головна схема електричних з'єднань



Вимикачі, що використовуються на станціях і підстанціях, поділяються на такі групи:

- масляні вимикачі з малим об'ємом масла;
- масляні вимикачі з великим об'ємом масла;
- електромагнітні вимикачі серії ВЕМ;
- автогазові;
- вакуумні вимикачі;
- повітряні вимикачі;
- вимикачі навантаження.

Кожна група вимикачів має специфічні технічні характеристики, зазначені в каталогах, а також свої переваги й недоліки, які визначають сферу їх застосування.

Головною функцією роз'єднувачів є забезпечення чіткого візуального розриву в електричному колі, який гарантує безпечне від'єднання обладнання, що підлягає ремонту, від шинних систем та інших елементів, що перебувають під напругою.



Повітряні вимикачі



Масляний вимикач



Роз'єднувачі



Елегазовий вимикач

Висновок

10

У бакалаврській роботі проведено дослідження електричної частини КЕС з акцентом на вибір та експлуатацію елегазового комутаційного обладнання. Виконано всі завдання: побудовано графіки добових і річного електричних навантажень, визначено техніко-економічні показники (максимальне навантаження, річний виробіток, коефіцієнти використання потужності), розроблено структурну схему КЕС із розподільними пристроями 330 кВ і 110 кВ, підібрано обладнання (турбіни К-300-240, генератори ТВМ-300, трансформатори, елегазові вимикачі ЗАР2-362, роз'єднувачі). Розраховано струми КЗ за допомогою «ДАКАР ЕЛЕКС», забезпечено термічну та електродинамічну стійкість апаратури. Обґрунтовано переваги елегазового обладнання: висока надійність, компактність, низькі експлуатаційні витрати. Досліджено особливості експлуатації різних вимикачів, рекомендовано контроль тиску елегазу та захист ізоляторів. Результати підтверджують відповідність системи стандартам надійності й енергоефективності, сприяють стабільному енергопостачанню та зниженню витрат. Розробки актуальні для модернізації КЕС в Україні та подальших досліджень.

У розділі з охорони праці було проведено аналіз небезпечних факторів (мікроклімат, шум, пил) під час обслуговування комутаційного обладнання КЕС. Запропоновано заходи безпеки: вимкнення кіл, заземлення, використання ізолювальних засобів, вентиляція, шумозахист, належне освітлення. Пожежна безпека забезпечується відповідністю приміщень категорії Д та вогнегасниками. Ці рішення гарантують безпеку персоналу та надійність експлуатації.