

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Плешков П.Г.
“ ____ ” _____2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ
ВИЩОЇ ОСВІТИ
на тему:
Проектування інтелектуалізованої системи
електропостачання виробничого корпусу заводу з
елементами автоматизованого обліку та моніторингу
електроенергії

Виконав студент 4 курсу групи ЕЕ-22
спеціальності 141«Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Віктор ТОВСТЮК
« ____ » _____2026 р.

Керівник проекту
доц, канд.техн.наук
_____ Іван САВЕЛЕНКО
« ____ » _____2026 р.

Рецензент _____

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Плешков П.Г.

«_____» _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Товстюка Віктора Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проєкту) Проектування інтелектуалізованої системи електропостачання виробничого корпусу заводу з елементами автоматизованого обліку та моніторингу електроенергії

Design of an intelligent power supply system of the production building of the plant with elements of automated electricity metering and monitoring

2. Керівник роботи (проєкту) Савеленко Іван Володимирович, канд. тех. наук, доцент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 3.06.2026 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проєкту) Розробити систему електропостачання виробничого корпусу заводу, згідно завдання: Виконати розрахунок електричних навантажень підприємства. Побудувати графіки та картограму електричних навантажень. Виконати вибір варіантів схем електропостачання. Виконати розрахунки режимів реактивної потужності, вибору трансформаторів та струмів КЗ. Вибрати високовольтне обладнання. Розробити спеціальний розділ.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>доцент Н.Ю. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>11.05.26</i>	
2	<i>Побудова графіків ел. навантажень</i>	<i>12.05.26</i>	
3	<i>Побудова картограм ел. навантажень</i>	<i>13.05.26</i>	
4	<i>Вибір напруги та схем електропостачання</i>	<i>17.05.26</i>	
5	<i>Режими реактивної потужності</i>	<i>20.05.26</i>	
6	<i>Вибір трансформаторів</i>	<i>20.05.26</i>	
7	<i>Розрахунок струмів КЗ</i>	<i>21.05.26</i>	
8	<i>Вибір високовольтного обладнання</i>	<i>24.05.26</i>	
9	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>28.05.26</i>	
10	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>	<i>30.05.26</i>	
11	<i>Виконання графічної частини</i>	<i>1.06.26</i>	

Дата видачі завдання

Підпис керівника _____

«____» _____ 2026 р.

Завдання прийнято до виконання

Підпис студента _____

«____» _____ 2026 р.

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 91 с.; 23 рис.; 48 табл.; 17 джерел

Товстюк В. Проєктування інтелектуалізованої системи електропостачання виробничого корпусу заводу з елементами автоматизованого обліку та моніторингу електроенергії. – Рукопис.

Design of an intelligent power supply system of the production building of the plant with elements of automated electricity metering and monitoring

Бакалаврська робота за спеціальністю 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». - Центральноукраїнський національний технічний університет. - м. Кропивницький, 2026 р.

В кваліфікаційній роботі виконано проєктування системи електропостачання виробничого корпусу заводу. Для досягнення поставленої мети здійснено розрахунки електричних навантажень, ряд техніко-економічних розрахунків для вибору схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання, аналіз режимів реактивної потужності та вибір високовольтного обладнання – трансформатори, конденсаторні установки, кабельні лінії, вимикачі та інше електрообладнання.

В спеціальному розділі розроблено автоматизовану систему обліку та моніторингу електроенергії.

Ключові слова: електропостачання, електричні навантаження, реактивна потужність, лічильники електроенергії, автоматизована система обліку електроенергії.

ABSTRACT

Qualification work: 91 p.; 23 Fig.; 48 tables; 17 sources

Tovstiuk V. Design of an intelligent power supply system of the production building of the plant with elements of automated electricity metering and monitoring. – Manuscript.

Проектування інтелектуалізованої системи електро-постачання виробничого корпусу заводу з елементами автоматизованого обліку та моніторингу електроенергії

Bachelor's thesis in the specialty 141 - "Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". - Central Ukrainian National Technical University. - Kropyvnytskyi, 2026.

The qualification work includes the design of the power supply system of the production building of the plant. To achieve the set goal, calculations of electrical loads were performed, technical and economic calculations were performed for the selection of external and internal power supply schemes, analysis of reactive power modes and selection of high-voltage equipment - transformers, capacitor units, cable lines, switches and other electrical equipment.

An automated electricity system of metering and monitoring was developed in a special section.

Keywords: power supply, electrical loads, reactive power, electricity meters, automated electricity metering system.

ЗМІСТ

Стор.

Список умовних позначень	8
Вступ.....	9
1 Розрахунок електричних навантажень.....	10
1.1 Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В	10
1.2 Розрахунок освітлювальних навантажень	17
1.3 Розрахунок електричних навантажень у мережах вище 1000 В	18
1.4 Побудова графіків електричних навантажень виробничого корпусу заводу.....	25
2 Картограма електричних навантажень та місце розташування центрального розподільчого пункту	31
3 Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання	33
3.1 Вибір напруги та схеми зовнішнього електропостачання.....	33
3.2 Вибір напруги та схеми внутрішнього електропостачання.....	34
4 Режим реактивної потужності системи електропостачання.....	44
4.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації.....	44
4.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації реактивної потужності	46
5 Вибір кількості, потужності та місця розташування трансформаторних підстанцій	50

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ			
Зм.	Літ.	№ докум.	Підп.	Дата				
Разроб.	Товстюк В.С.				Проектування інтелектуалізованої системи електропостачання виробничого корпусу заводу з елементами автоматизованого обліку та моніторингу електроенергії	Літ.	Арк.	Аркуші
Перевір.	Савеленко І.В.						6	91
Н. контр.						ЦНТУ ар. ЕЕ-22		
Затв.	Плешков П.Г.							

6 Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання, електроустановок та силових мереж системи електропостачання	52
6.1 Розрахунок струмів КЗ	52
6.2 Вибір кабелів напругою 10 кВ для високовольної мережі	57
6.3 Вибір електричних апаратів високої напруги	59
7 Розробка системи автоматизованого обліку та моніторингу електроенергії	65
7.1 Основні функції та задачі системи АСКОЕ на підприємстві	66
7.2 Структура АСКОЕ та вибір обладнання.....	67
7.3 Вибір електричних схем підключення лічильників, перевірка трансформаторів струму та напруги	79
7.4 Розрахунок метрологічних характеристик системи АСКОЕ	85
Висновки	89
Список використаних джерел	90

СПИСОК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АВР	автоматичне ввімкнення резерву
АСКТП	автоматизована система керування технологічним процесом
АСКОЕ	автоматизована система комерційного обліку електроенергії
ГПП	головна понижувальна підстанція
ЕП	електроприймач
КЗ	коротке замикання
КЛ	кабельна лінія
КРП	компенсація реактивної потужності
КРУ	комплектна розподільча установка
КТП	комплектна трансформаторна підстанція
ПЗПД	пристрій збирання та передавання даних
ПУЕ	правила улаштування електроустановок
РЗА	релейний захист і автоматика
ТВП	трансформатор власних потреб
РП	розподільчий пункт
ТН	трансформатор напруги
ТП	трансформаторна підстанція
ТС	трансформатор струму
ЦРП	центральний розподільчий пункт
SCADA	система диспетчерського керування та збору даних

ВСТУП

Стабільна та безпечна робота підприємств машинобудівної промисловості в першу чергу залежить від надійного електропостачання. Ступінь надійності та енергоефективності всього виробництва закладається ще на етапі проектування. Від того, наскільки технічно грамотно спроектована система електропостачання, залежить нормальна робота електроспоживачів.

Метою даної кваліфікаційної роботи є проектування сучасної системи електропостачання виробничого корпусу заводу з виробництва сільськогосподарської техніки. Вихідними даними для проектування є генеральний план виробничого корпусу, перелік електроспоживачів окремих цехів та їх встановлена потужність. Більшість електроприймачів, таких як металообробні верстати, преси та зварювальне обладнання, є споживачами II та III категорії безперебійності. Відстань до головної понижувальної підстанції 35/10 кВ заводу складає 220 м. Задано струм короткого замикання на шинах 10 кВ підстанції.

Поставлена мета повинна бути досягнута вирішенням наступних основних питань:

- розрахунок електричних навантажень та побудова картограми;
- побудова графіків електричних навантажень;
- вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання;
- вибір кількості та потужності трансформаторів і пристроїв компенсації реактивної потужності;
- вибір високовольтного обладнання на основі розрахунків струмів короткого замикання.

В сфері проектування електропостачання значна увага повинна бути приділена сучасним елементам автоматизації та моніторингу. Саме розробці системи автоматизованого обліку та моніторингу електроенергії присвячено спеціальний розділ кваліфікаційної роботи.

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 в

Розрахунок силових електричних навантажень виконано по середній потужності та коефіцієнту максимуму (метод впорядкованих діаграм) в табличному редакторі MicrosoftExcel. Вихідні дані та результати розрахунку наведено у таблиці 1.1.

Кількість вузлів, в яких проводиться розрахунок електричних навантажень визначається схемою електропостачання 0,4 кВ, яка, в свою чергу, визначається характером розміщення ЕП, характеристикою приміщень та ін.

Нижче наведено детальний розрахунок силових електричних навантажень для механозбирального цеху №8 за методикою, рекомендованою в [1].

Середньозмінне активне та реактивне навантаження для групи металообробних верстатів:

$$P_{3M} = K_B \cdot P_H = 0,17 \cdot 761 = 129,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{3M} = P_{3M} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 129,4 \cdot 1,73 = 224,1 \text{ квар},$$

де K_{B_i} – коефіцієнт використання активної потужності i -тої групи однорідних ЕП за найбільш завантажену зміну (прийнято за довідниковими даними [2], таблиця 2 додатку Б);

P_{H_i} – сумарна номінальна потужність i -тої групи однорідних ЕП;

$\operatorname{tg} \varphi_i$ – коефіцієнт реактивної потужності для i -тої групи однорідних ЕП (визначено за довідниковими даними $\cos \varphi$ [2], таблиця додатку Б).

Аналогічно обчислені значення середньозмінних навантажень для інших груп однорідних ЕП. Результати розрахунку наведені у таблиці 1.1.

Сумарне середньозмінне навантаження цеху:

$$\Sigma P_{3M} = 129,4 + 28,4 + 42 + 15,6 + 248,5 + 113,9 + 144 = 721,7 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_{3M} = K_B \cdot P_H = 224,1 + 33,1 + 72,8 + 18,2 + 331,3 + 133,2 + 108 = 920,6 \text{ квар}.$$

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		10

Сумарна кількість ЕП цеху:

$$n = 137 + 3 + 3 + 21 + 11 + 44 + 10 = 229 \text{ шт.}$$

Сумарна активна потужність ЕП для цеху:

$$\Sigma P_H = 761 + 113,4 + 120 + 91,5 + 710 + 455,6 + 192 = 2443,5 \text{ кВт.}$$

Груповий коефіцієнт використання для цеху:

$$K_B = \Sigma P_{3M} / \Sigma P_H = 721,7 / 2443,5 = 0,30.$$

Середньозважений коефіцієнт реактивної потужності для цеху:

$$\text{tg } \varphi = \Sigma Q_{3M} / \Sigma P_{3M} = 920,6 / 721,7 = 1,28.$$

Середньозважений коефіцієнт активної потужності:

$$\cos \varphi = \cos (\arctg (\text{tg } \varphi)) = \cos (\arctg (1,28)) = 0,62.$$

Співвідношення потужностей максимального та мінімального ЕП для цеху:

$$m = P_{H \max} / P_{H \min} = 70 / 1 = 70.$$

Оскільки $m > 3$ і $K_B > 0,2$, то ефективне число ЕП:

$$n_{\text{еф}} = 2 \Sigma P_{H i} / P_{H \max} = 2 \cdot 2443,5 / 70 = 69,8 \approx 70 \text{ шт.}$$

Значення коефіцієнту максимуму електричних навантажень, визначене за [2], таблиця 1 додатку Б, складає $K_M = 1,13$.

Розрахункове активне навантаження цеху:

$$P_p = K_M \cdot \Sigma P_{3M} = 1,13 \cdot 721,7 = 819 \text{ кВт.}$$

Оскільки $n_{\text{еф}} > 10$, то розрахункове реактивне навантаження цеху:

$$Q_p = \Sigma Q_{3M} = 920,6 \text{ квар.}$$

Розрахункове повне навантаження цеху:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{819^2 + 920,6^2} = 1232,2 \text{ кВА.}$$

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		11

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку силових навантажень до 1 кВ виробничого корпусу заводу

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	n, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		n _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	<u>Механозбиральний цех №8</u>															
	Металообробні верстати	137	1	38	761	38	0,17	0,5	1,73	129	224					
	Горизонтально протяжний	3	38	38	113,4	1	0,25	0,65	1,17	28	33					
	Зварювальний випрямляч	3	40	40	120	1	0,35	0,5	1,73	42	73					
	Преси гідравлічні	21	3	7	91,5	2	0,17	0,65	1,17	16	18					
	Точкова зварка	11	40	70	710	2	0,35	0,6	1,33	249	331					
	Фрезерні напівавтомати	44	8	16	455,6	2	0,25	0,65	1,17	114	133					
	Вентилятори	10	15	22	192	1	0,75	0,8	0,75	144	108					
	Всього по цеху	229	1	70	2443,5	70	0,30	0,617	1,28	722	921	70	1,13	819	921	1232
2	<u>Інструментальний цех №112</u>															
	Металообробні верстати	222	0,37	30	1523,9	81	0,17	0,5	1,73	259	449					
	Генератор високочастотний	1	87	87	87	1	0,50	0,7	1,02	44	44					
	Горизонтально протяжний	3	6,5	41	54	6	0,20	0,65	1,17	11	13					
	Кран	10	7,5	7,5	75	1	0,10	0,5	1,73	8	13					
	Преси	5	1,2	15	25,2	13	0,17	0,65	1,17	4	5					
	Фрезерний верстат з ЧПУ	3	7,5	22	37	3	0,17	0,65	1,17	6	7					
	Всього по цеху	244	0,37	87	1802,1	235	0,18	0,529	1,60	331	531	41	1,19	395	531	662
3	<u>Цех пластмас</u>															
	Агрегат видувний	8	22	22	176	1	0,70	0,8	0,75	123	92					
	Металообробні верстати	21	0,6	18,5	114,6	31	0,13	0,5	1,73	15	26					
	Гідроавтоклав	6	15	15	80	1	0,40	0,9	0,48	32	15					

Продовження таблиці 1.1

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	n, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		n _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
	Кран (ПВ=40%)	6	5	7,5	40	2	0,10	0,5	1,73	4	7					
	Термопластавтомат	66	11	82,5	3176,5	8	0,55	0,85	0,62	1747	1083					
	Преси гідравлічні	10	10,5	16	83	2	0,17	0,65	1,17	14	16					
	Шафа сушильна	24	18	22	512	1	0,84	1	0,00	430	0					
	Вентилятори, насоси	24	5,5	7,5	172	1	0,70	0,8	0,75	120	90					
	Всього по цеху	165	0,6	82,5	4354,1	138	0,57	0,882	0,54	2486	1330	106	1,08	2676	1330	2989
4	<u>Механозбиральний цех №18</u>															
	Автоматична лінія	3	50	50	150	1	0,60	0,7	1,02	90	92					
	Металообробні верстати	180	0,6	38	1472	63	0,13	0,5	1,73	191	331					
	Перетворювачі частоти	3	250	250	750	1	0,65	0,8	0,75	488	366					
	Зубофрезерні верстати	13	3	22	187	7	0,17	0,65	1,17	32	37					
	Кран-балка (ПВ=40%)	13	5	8	87,5	2	0,10	0,5	1,73	9	15					
	Машина місечна	3	3	6	12	2	0,40	0,8	0,75	5	4					
	Машина точкової зварки	4	40	70	250	2	0,35	0,6	1,33	88	117					
	Напівавтомат зварювальний	50	1,5	1,5	75	1	0,30	0,5	1,73	23	39					
	Випрямляч зварювальний	30	25	25	750	1	0,30	0,8	0,75	225	169					
	Преси	27	3	22	267	7	0,16	0,65	1,17	43	50					
	Спец. безцентрошліфувальний	3	13,9	37	80,1	3	0,20	0,65	1,17	16	19					
	Токарний автомат	114	7,5	62,7	2895	8	0,17	0,65	1,17	492	575					
	Вентилятори	25	5,5	22	380	4	0,65	0,8	0,75	247	185					

Продовження таблиці 1.1

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	n, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		n _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
	Насоси	15	7,5	30	315	4	0,65	0,8	0,75	205	154					
	Всього по цеху	483	0,6	250	7670,6	417	0,28	0,707	1,00	2152	2152	61	1,15	2466	2152	3273
5	<u>Склад</u>															
	Тельфери (ПВ=40%)	4	3	3	12	1	0,10	0,5	1,73	1	2					
	Вентилятори	5	5	7,5	30	2	0,65	0,8	0,75	20	15					
	Змішувачі	8	2,2	2,2	17,6	1	0,50	0,5	1,73	9	15					
	Підігрівачі	8	10	10	10	1	0,60	1	0,00	6	0					
	Всього по складу	25	2,2	10	69,6	5	0,51	0,743	0,90	36	32	14	1,24	44	32	54
6	<u>Метизний цех</u>															
	Металорізальні верстати	17	3	32	282	11	0,13	0,7	1,02	37	37					
	Верстати в поточних лініях	89	5	17	1063	3	0,20	0,7	1,02	213	217					
	Насоси	8	10	10	80	1	0,60	0,8	0,75	48	36					
	Кран балки	6	7,5	7,5	45	1	0,20	0,6	1,33	9	12					
	Випрямні агрегати	42	8	32	516	4	0,60	0,9	0,48	310	150					
	Нагрівачі водяні	14	9	16	154	2	0,65	0,9	0,48	100	48					
	Вентилятори	11	5	55	315	11	0,60	0,8	0,75	189	142					
	Насоси	14	5	10	103	2	0,60	0,8	0,75	62	46					
	Кран балки	4	7,5	7,5	30	1	0,20	0,6	1,33	6	8					
	Ел. печі опору	6	40	195	660	5	0,61	0,95	0,33	403	132					
	Установки ВЧ нагріву	2	70	70	140	1	0,70	0,8	0,75	98	74					
	Вентилятори	10	5	37	248	7	0,60	0,8	0,75	149	112					

Продовження таблиці 1.1

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	n, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		n _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
	Кран балки	3	14	14	42	1	0,20	0,6	1,33	8	11					
	Всього по цеху	226	3	195	3678	65	0,44	0,847	0,63	1631	1025	38	1,16	1886	1025	2147
7	<u>Експериментальне відділення</u>															
	Лабораторне обладнання	10	0,5	45	445	90	0,15	0,65	1,17	67	78					
	Дослідні камери	6	2	28	156	14	0,20	0,65	1,17	31	36					
	Насоси	2	5,5	25	39	5	0,60	0,8	0,75	23	18					
	Тренувальні стенди	4	2	10	32	5	0,60	0,65	1,17	19	22					
	Вентилятори	6	0,5	5	27	10	0,60	0,8	0,75	16	12					
	Всього по відділенню	28	0,5	45	699	90	0,22	0,685	1,06	157	167	28	1,23	192	167	255
8	<u>Адміністративно-побутовий корпус</u>															
	Комп'ютери	52	0,3	0,3	15,6	1	0,80	0,9	0,48	12	6					
	Кондиціонери	44	1,6	1,6	70,4	1	0,70	0,8	0,75	49	37					
	Холодильники	18	0,2	0,6	7,2	3	0,80	0,8	0,75	6	4					
	Сушильні шафи	6	3	10	36	3	0,50	0,85	0,62	18	11					
	Нагрівачі водяні	3	10	10	30	1	0,70	0,95	0,33	21	7					
	Вентилятори	19	1	11	53	11	0,60	0,8	0,75	32	24					
	Всього по АПК	142	0,2	11	212,2	55	0,65	0,84	0,65	138	89	39	1,11	153	89	177
9	<u>Котельня</u>															
	Димососи	5	50	50	250	1	0,75	0,8	0,75	188	141					
	вентилятори	5	32	32	160	1	0,75	0,8	0,75	120	90					

Продовження таблиці 1.1

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	n, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		n _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
	Живильні насоси	5	22	22	110	1	0,80	0,8	0,75	88	66					
	Конденсатні насоси	6	19	19	111	1	0,60	0,8	0,75	67	50					
	Сольові насоси	7	3,2	3	22,4	1	0,60	0,8	0,75	13	10					
	Всього по котельні	28	3,2	50	653,4	16	0,73	0,8	0,75	476	357	26	1,10	523	357	633
10	<u>Склад сировини</u>															
	Кран-балка	2	1	4	8	4	0,30	0,5	1,73	2	4					
	Ветиллятори	4	3	5	22	2	0,70	0,8	0,75	15	12					
	Всього по складу	6	1	5	30	5	0,59	0,75	0,88	18	16	6	1,32	24	17	29
11	<u>Склад готової продукції</u>															
	Кран мостовий	1	21	21	21	1	0,10	0,6	1,33	2	3					
	Електротельфери	2	5	5	10	1	0,10	0,5	1,73	1	2					
	Всього по складу	3	5	21	31	4	0,10	0,565	1,46	3	5	3	1,78	6	5	7
	Всього:	1579	0,2	250	21643,5	1250	0,38	0,776	0,81	8148	6624	173	1,08	8791	6624	11007

1.2 Розрахунок освітлювальних навантажень

Розрахунок освітлювальних навантажень виконано за методом питомої потужності в табличному редакторі MicrosoftExcel.

Детальний розрахунок наведено для механозбирального цеху №8. Для встановлення обрано світлодіодні освітлювальні установки.

Встановлена потужність освітлювальних установок:

$$P_{\text{вст}} = p_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 10 \cdot 7168 \cdot 10^{-3} = 71,7 \text{ кВт},$$

де p_0 – значення питомої потужності освітлювального навантаження, Вт/м² ($p_0 = 10$ Вт/м² для механічних майстерень за даними довідникової літератури);

F – площа приміщення, м².

Розрахункове активне навантаження освітлювальних установок цеху:

$$P_p = K_n \cdot K_1 \cdot P_{\text{вст}} = 0,85 \cdot 1 \cdot 71,7 = 60,9 \text{ кВт},$$

де K_n – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження ($K_n = 0,85$ для виробничих будівель, які складаються із декількох приміщень за даними [1] табл. 3.2.3);

K_1 – коефіцієнт, що враховує споживання потужності пускорегулюючою апаратурою ($K_1 = 1$ для світлодіодних освітлювальних установок).

Розрахункове реактивне навантаження освітлювальних установок цеху:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg } \varphi = 60,9 \cdot 0,33 = 20 \text{ квар},$$

де $\text{tg } \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності освітлювальних установок ($\text{tg } \varphi = 0,33$, що відповідає $\cos \varphi = 0,95$ для світлодіодних світильників).

Розрахунок освітлювальних навантажень інших цехів виконано аналогічно. Вихідні дані та результати розрахунку наведено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Результати розрахунку освітлювального навантаження виробничого корпусу заводу

№	Найменування приміщення	F, м ²	P ₀ , Вт/м ²	P _{вст} , кВт	K _п	K ₁	cos φ	tg φ	Розрахункове навантаження		
									P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	Механозбиральний цех №8	7168	10	71,7	0,85	1	0,95	0,33	60,9	20,0	64,1
2	Інструментальний цех №112	7168	12	86,0	0,9	1	0,95	0,33	77,4	25,4	81,5
3	Цех пластмас	7168	12	86,0	0,9	1	0,95	0,33	77,4	25,4	81,5
4	Механозбиральний цех №18	7168	12	86,0	0,9	1	0,95	0,33	77,4	25,4	81,5
5	Склад	512	6	3,1	0,6	1	0,95	0,33	1,8	0,6	1,9
6	Метизний цех	2304	12	27,6	0,9	1	0,95	0,33	24,9	8,2	26,2
7	Експериментальне відділення	1792	14	25,1	0,8	1	0,95	0,33	20,1	6,6	21,1
8	Адміністративно-побутовий корпус	1167	18	21,0	0,8	1	0,95	0,33	16,8	5,5	17,7
9	Котельня	1152	8	9,2	0,85	1	0,95	0,33	7,8	2,6	8,2
10	Склад сировини	1920	6	11,5	0,6	1	0,95	0,33	6,9	2,3	7,3
11	Склад готової продукції	768	6	4,6	0,6	1	0,95	0,33	2,8	0,9	2,9
12	Територія заводу	57408	0,2	11,5	0,3	1	0,95	0,33	3,4	1,1	3,6
	Всього:			443,4					377,7	124,2	397,6

1.3 Розрахунок електричних навантажень у мережах вище 1000 в

Розрахункове електричне навантаження 10 кВ визначається як сума розрахункових навантажень силових ЕП напругою 0,4 кВ, освітлення та втрат в силових трансформаторах. Розрахунок силових електричних навантажень виконано по середній потужності та коефіцієнту максимуму (метод впорядкованих діаграм).

Розрахунок електричних навантажень у мережах вище 1 кВ пов'язаний з розрахунком картограми електричних навантажень та вибором кількості та потужності ТП. Тому проектування має ітеративний характер.

На основі картограми навантажень намічено схеми живлення цехів. До проведення розрахунку попередньо визначено кількість та потужність цехових ТП. Враховуючи бажаний коефіцієнт завантаження $\beta = 0,7$, прийнято до встановлення трансформатори номінальною потужністю 1000 кВА. З міркувань мінімуму складського резерву для всіх ТП обрано один типорозмір трансформаторів. Технічні дані трансформаторів [3]: Тип ТМ-1000/10; $U_{BH} = 10,5$ кВ; $U_{HH} = 0,4$ кВ; $\Delta P_x = 0,8$ кВт; $\Delta P_k = 10,5$ кВт; $u_k = 6$ %; $I_x = 1$ %.

Сума втрат в силових трансформаторах:

$$\Delta P_T = n(\Delta P_x + \Delta P_k K_3^2),$$

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_x}{100} S_{ном} + \frac{u_k}{100} S_{ном} K_3^2 \right),$$

де n – кількість трансформаторів;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати холостого ходу та КЗ, кВт;

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора;

I_x, u_k – струм холостого ходу трансформатора та напруга короткого замикання трансформатора, %.

Знайдено значення потужності КРП, яку необхідно встановити, а також розрахункову потужність з урахуванням попередньої компенсації.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку силових навантажень вище 1 кВ виробничого корпусу заводу

№	Назва групи споживачів	п, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		n _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	ТП-1															
	<u>Механозбиральний цех №8</u>															
	- силове навантаження	229	1	70	2444	70	0,3	0,62	1,28	722	921	70	1,13	819	921	1232
	- освітлювальне навантаження													61	20	64
	<u>Інструментальний цех №112</u>															
	- силове навантаження	244	0	87	1802	235	0,2	0,53	1,60	331	531	41	1,19	395	531	662
	- освітлювальне навантаження													77	25	81
	Всього по ТП-3:															
	- силове навантаження	473	0	87	4246	235	0,2	0,59	1,38	1053	1452	98	1,12	1178	1452	1870
	- освітлювальне навантаження													138	45	146
	Всього на шинах 0,4 кВ ТП-3													1317	1497	1994
	Пристрої КРП														-1050	
	Всього з урахуванням КРП													1317	447	1391
	Втрати в трансформаторах															
	(S _{ном} = 1000 кВА, K _з = 0,7)	2												12	78	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-3													1328	525	1428
2	ТП-2, ТП-3															
	<u>Цех пластмас</u>															
	- силове навантаження	165	1	83	4354	138	0,6	0,88	0,54	2486	1330	106	1,08	2676	1330	2989
	- освітлювальне навантаження													77	25	81

Продовження таблиці 1.3

№	Назва групи споживачів	п, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		n _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
	Всього по ТП-2,3:															
	- силове навантаження	165	1	83	4354	138	0,6	0,88	0,54	2486	1330	106	1,08	2676	1330	2989
	- освітлювальне навантаження													77	25	81
	Всього на шинах 0,4 кВ ТП-2,3													2754	1356	3069
	Пристрої КРП														-1000	
	Всього з урахуванням КРП													2754	356	2777
	Втрати в трансформаторах															
	(S _{ном} = 1000 кВА, K _з = 0,7)	4												22	144	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-2,3													2776	500	2821
3	ТП-4, ТП-5															
	<u>Механозбиральний цех №18</u>															
	- силове навантаження	483	1	250	7671	417	0,3	0,71	1,00	2152	2152	61	1,15	2466	2152	3273
	- освітлювальне навантаження													77	25	81
	<u>Експериментальне відділення</u>															
	- силове навантаження	28	1	45	699	90	0,2	0,69	1,06	157	167	28	1,23	192	167	255
	- освітлювальне навантаження													20	7	21
	Всього по ТП-4,5:															
	- силове навантаження	511	1	250	8370	500	0,3	0,71	1,00	2309	2319	67	1,14	2632	2319	3508
	- освітлювальне навантаження													97	32	103
	Всього на шинах 0,4 кВ ТП-4,5													2730	2351	3602
	Пристрої КРП														-1835	

Продовження таблиці 1.3

№	Назва групи споживачів	п, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		п _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
	Всього з урахуванням КРП													2730	516	2778
	Втрати в трансформаторах															
	(S _{ном} = 1000 кВА, K _з = 0,7)	4												28	181	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-4,5													2758	696	2844
4	ТП-6, ТП-7															
	<u>Метизний цех</u>															
	- силове навантаження	226	3	195	3678	65	0,4	0,85	0,63	1631	1025	38	1,16	1886	1025	2147
	- освітлювальне навантаження													25	8	26
	<u>Адміністративно-побутовий корпус</u>															
	- силове навантаження	142	0	11	212	55	0,7	0,84	0,65	138	89	39	1,11	153	89	177
	- освітлювальне навантаження													17	6	18
	Всього по ТП-6,7:															
	- силове навантаження	368	0	195	3890	975	0,5	0,85	0,63	1769	1115	40	1,15	2035	1115	2320
	- освітлювальне навантаження													42	14	44
	Всього на шинах 0,4 кВ ТП-6,7													2076	1128	2363
	Пристрої КРП														-960	
	Всього з урахуванням КРП													2076	168	2083
	Втрати в трансформаторах															
	(S _{ном} = 1000 кВА, K _з = 0,7)	3												18	117	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-6,7													2094	285	2113

Продовження таблиці 1.3

№	Назва групи споживачів	п, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		n _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
5	ТП-8															
	<u>Котельня</u>															
	- силове навантаження	28	3	50	653	16	0,7	0,80	0,75	476	357	26	1,10	523	357	633
	- освітлювальне навантаження													8	3	8
	<u>Склад</u>															
	- силове навантаження	25	2	10	70	5	0,5	0,74	0,90	36	32	14	1,24	44	32	54
	- освітлювальне навантаження													2	1	2
	<u>Склад сировини</u>															
	- силове навантаження	6	1	5	30	5	0,6	0,75	0,88	18	16	6	1,32	24	17	29
	- освітлювальне навантаження													7	2	7
	<u>Склад готової продукції</u>															
	- силове навантаження	3	5	21	31	4	0,1	0,56	1,46	3	5	3	1,78	6	5	7
	- освітлювальне навантаження													3	1	3
	<u>Освітлення території</u>															
	- освітлювальне навантаження													3	1	4
	Всього по ТП-8:															
	- силове навантаження	62	1	50	784	50	0,7	0,79	0,77	532	409	31	1,11	590	409	718
	- освітлювальне навантаження													23	7	24
	Всього на шинах 0,4 кВ ТП-8													613	416	741
	Пристрої КРП														-85	
	Всього з урахуванням КРП													613	331	697

Продовження таблиці 1.3

№	Назва групи споживачів	п, шт.	Встановлена потужність			m	K _в	cos φ	tg φ	Середньозмінне навантаження		n _{еф} , шт.	K _м	Розрахункове навантаження		
			P _{н min} , кВт	P _{н max} , кВт	ΣP _н , кВт					P _{зм} , кВт	Q _{зм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
	Втрати в трансформаторах															
	(S _{ном} = 1000 кВА, K _з = 0,7)	1												6	39	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-8													619	370	721
	Всього по виробничому корпусу															
	- силове навантаження 0,4 кВ	1579	0	250	21644	1250	0,4	0,78	0,81	8148	6624	173	1,08	8791	6624	11007
	- освітлювальне навантаження													378	124	398
	Всього навантаження 0,4 кВ													9169	6748	11384
	Пристрої КРП 0,4 кВ														-4930	
	Втрати в трансформаторах	14												85	559	
	Всього на шинах 10 кВ													9254	2377	9554
	Пристрої КРП 10 кВ														-1000	
	Всього на шинах 10 кВ з урахуванням КРП								0,15					9254	1377	9356

1.4 Побудова графіків електричних навантажень виробничого корпусу заводу

Побудова графіків електричних навантажень здійснюється за типовими (характерними) графіками для машинобудівної галузі промисловості. Вихідні дані для побудови добових графіків у відсотках від максимального навантаження наведено у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Вихідні дані для побудови добових графіків електричних навантажень

Години доби	Навантаження робочого дня		Навантаження вихідного дня	
	P, %	Q, %	P, %	Q, %
1	46	48	30	22
2	47	49	30	22
3	45	48	30	22
4	43	47	30	22
5	45	48	30	22
6	47	49	30	22
7	48	49	30	22
8	62	69	30	22
9	84	93	25	18
10	100	100	25	18
11	87	99	25	18
12	75	85	25	18
13	78	88	25	18
14	82	97	25	18
15	81	96	25	18
16	76	87	25	18
17	77	87	25	18
18	78	86	25	18
19	74	83	27	20
20	69	73	27	20
21	70	82	30	22
22	67	82	30	22
23	58	69	30	22
24	48	55	30	22

Результати розрахунку сходинок графіків навантаження робочого дня та вихідного дня у зимовий період наведено в таблиці 1.5, у літній період – в таблиці 1.6. При побудові літніх графіків прийнято, що навантаження зменшено на 15% відносно зимового періоду. Тривалість зимового періоду прийнято 212 днів (147 – робочих, 65 – вихідних), літнього періоду – 153 дні (105 – робочих, 48 – вихідних).

Таблиця 1.5 – Добові графіки активного та реактивного навантажень у зимовий період

Години доби	Навантаження робочого дня		Навантаження вихідного дня	
	Р, кВт	Q, квар	Р, кВт	Q, квар
1	4217,6	3239,2	2750,6	1484,6
2	4309,2	3306,7	2750,6	1484,6
3	4125,9	3239,2	2750,6	1484,6
4	3942,5	3171,7	2750,6	1484,6
5	4125,9	3239,2	2750,6	1484,6
6	4309,2	3306,7	2750,6	1484,6
7	4400,9	3306,7	2750,6	1484,6
8	5684,5	4656,3	2750,6	1484,6
9	7701,6	6275,9	2292,1	1214,7
10	9168,6	6748,3	2292,1	1214,7
11	7976,7	6680,8	2292,1	1214,7
12	6876,4	5736,1	2292,1	1214,7
13	7151,5	5938,5	2292,1	1214,7
14	7518,2	6545,8	2292,1	1214,7
15	7426,6	6478,4	2292,1	1214,7
16	6968,1	5871	2292,1	1214,7
17	7059,8	5871	2292,1	1214,7
18	7151,5	5803,5	2292,1	1214,7
19	6784,8	5601,1	2475,5	1349,7
20	6326,3	4926,3	2475,5	1349,7
21	6418	5533,6	2750,6	1484,6
22	6143	5533,6	2750,6	1484,6
23	5317,8	4656,3	2750,6	1484,6
24	4400,9	3711,6	2750,6	1484,6

Таблиця 1.6 – Добові графіки активного та реактивного навантажень в літній період

Години доби	Навантаження робочого дня		Навантаження вихідного дня	
	Р, кВт	Q, квар	Р, кВт	Q, квар
1	3584,9	2753,3	2338	1261,9
2	3662,9	2810,7	2338	1261,9
3	3507	2753,3	2338	1261,9
4	3351,1	2695,9	2338	1261,9
5	3507	2753,3	2338	1261,9
6	3662,9	2810,7	2338	1261,9
7	3740,8	2810,7	2338	1261,9
8	4831,9	3957,9	2338	1261,9
9	6546,4	5334,5	1948,3	1032,5
10	7793,3	5736,1	1948,3	1032,5
11	6780,2	5678,7	1948,3	1032,5
12	5845	4875,6	1948,3	1032,5
13	6078,8	5047,7	1948,3	1032,5
14	6390,5	5564	1948,3	1032,5
15	6312,6	5506,6	1948,3	1032,5
16	5922,9	4990,4	1948,3	1032,5
17	6000,8	4990,4	1948,3	1032,5
18	6078,8	4933	1948,3	1032,5
19	5767	4760,9	2104,2	1147,2
20	5377,4	4187,3	2104,2	1147,2
21	5455,3	4703,6	2338	1261,9
22	5221,5	4703,6	2338	1261,9
23	4520,1	3957,9	2338	1261,9
24	3740,8	3154,8	2338	1261,9

Добові графіки навантажень наведено на рис. 1.1 – 1.4. За добовими графіками розраховано та побудовано річні графіки активного та реактивного навантаження за тривалістю (рис. 1.5).

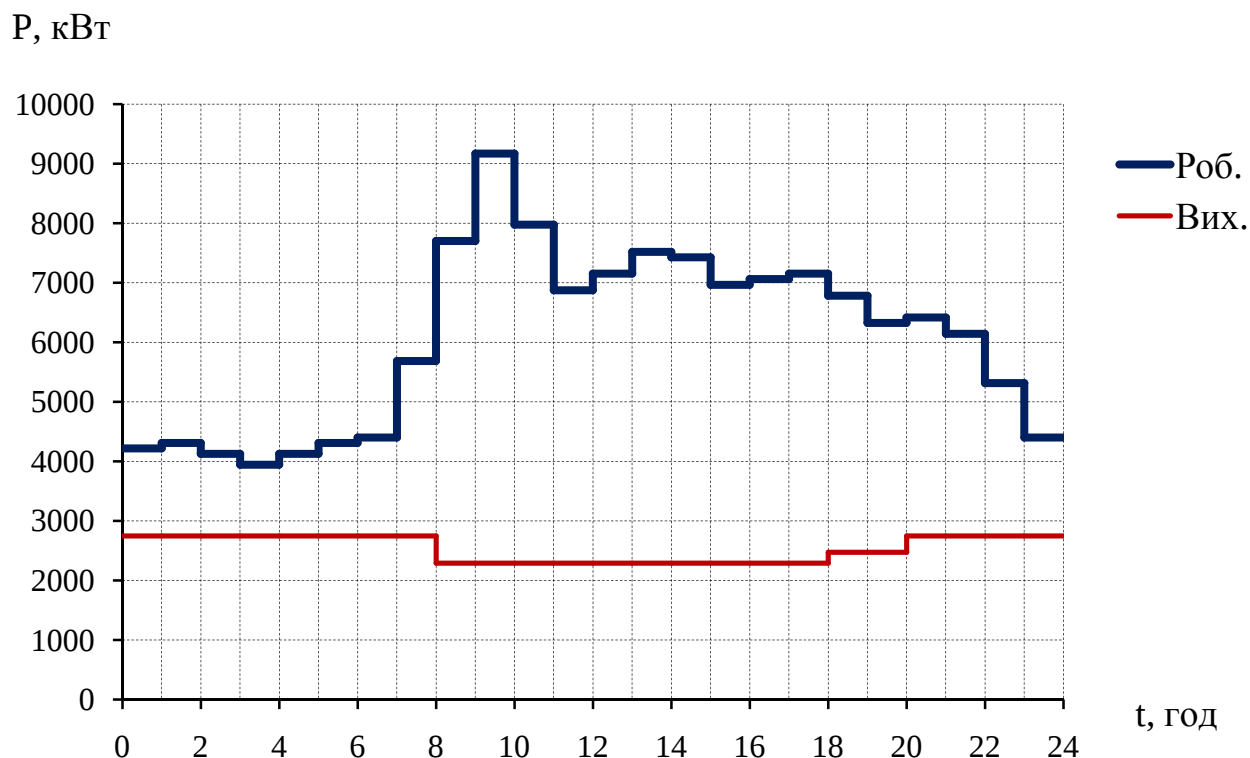


Рис. 1.1 – Добові графіки активного навантаження робочого та вихідного дня (зимовий період)

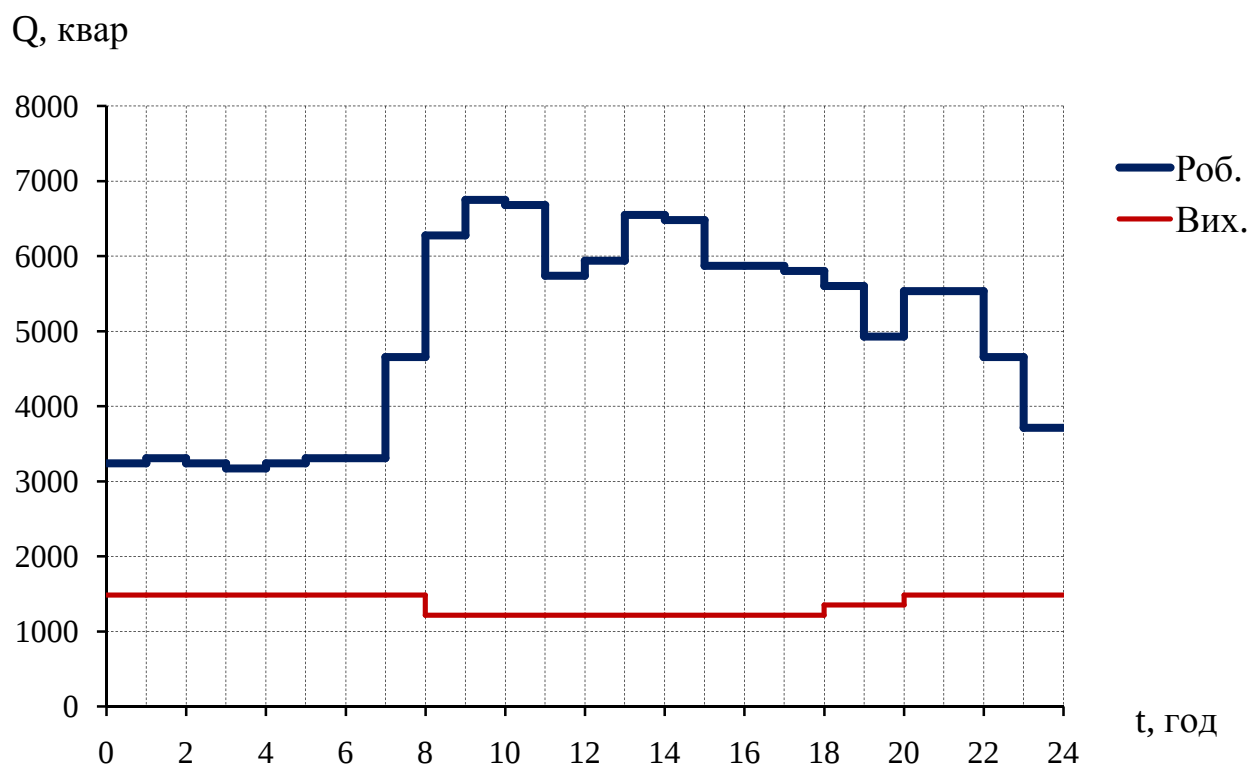


Рис. 1.2 – Добові графіки реактивного навантаження робочого та вихідного дня (зимовий період)

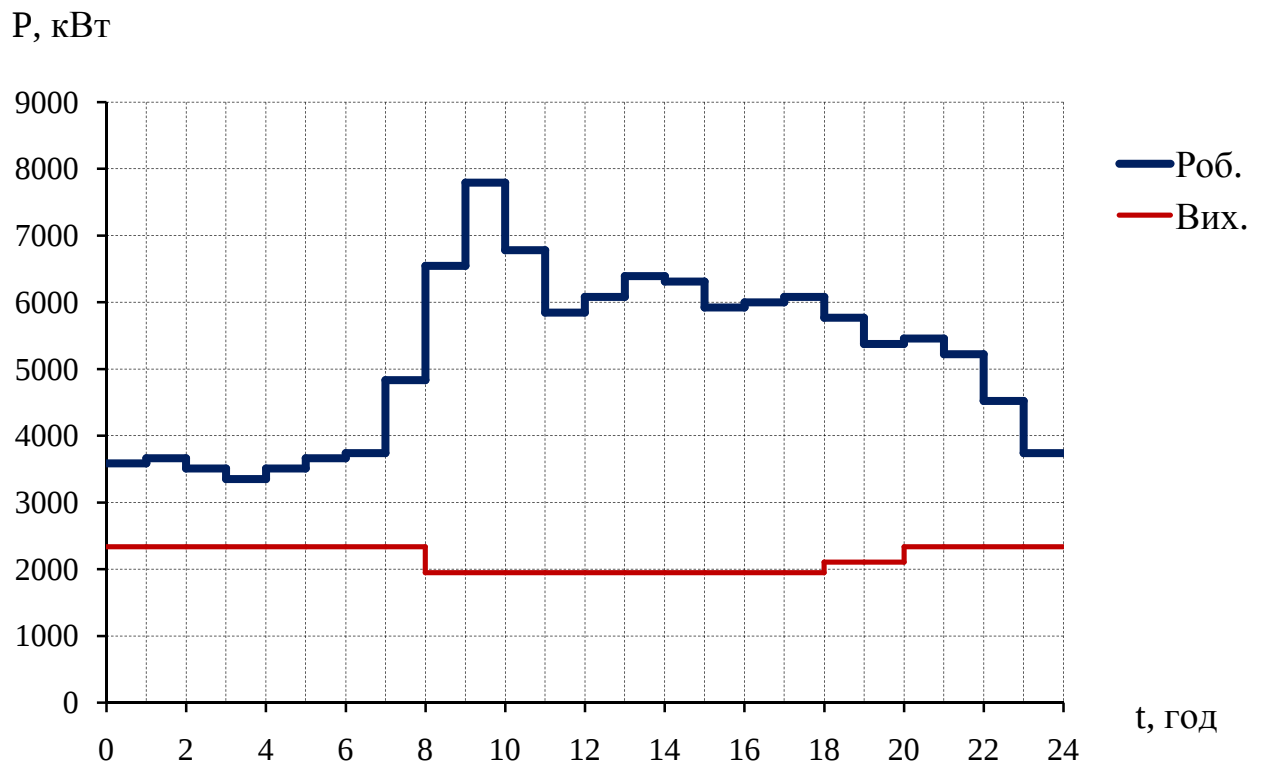


Рис. 1.3 – Добові графіки активного навантаження робочого та вихідного дня (літній період)

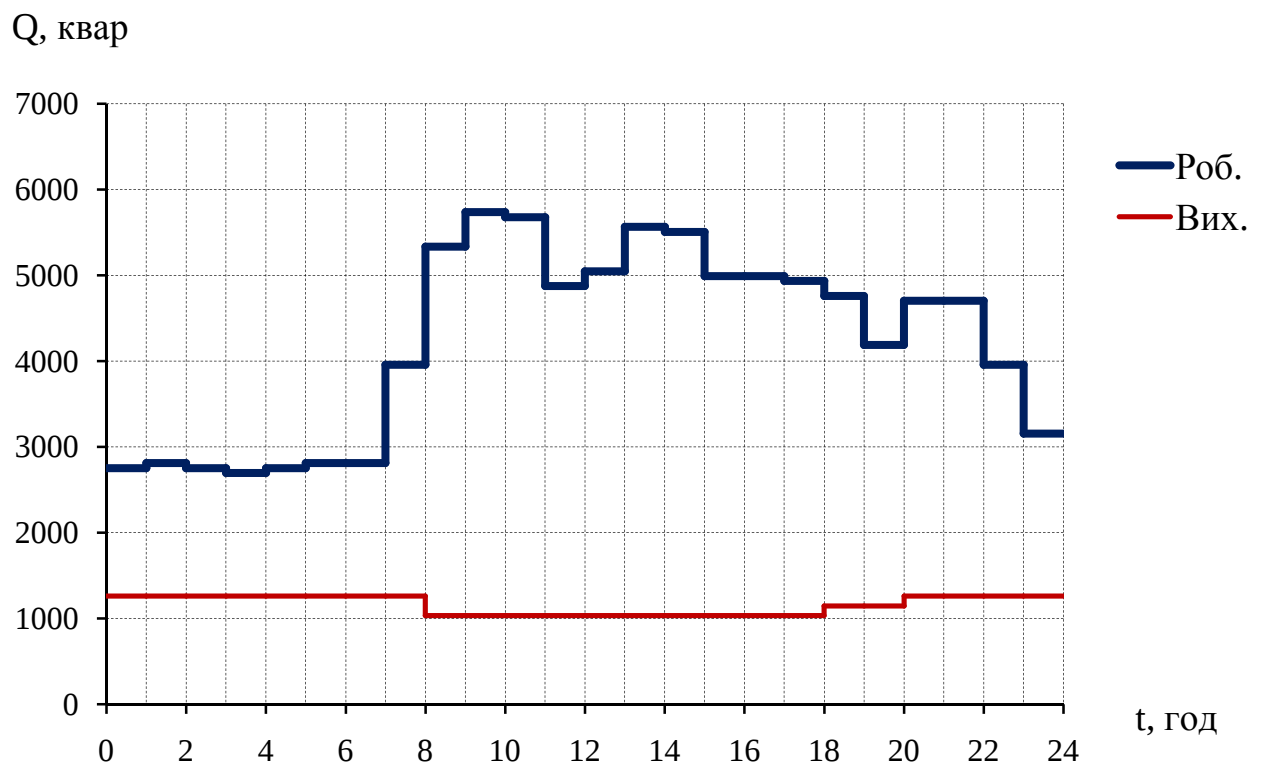


Рис. 1.4 – Добові графіки реактивного навантаження робочого та вихідного дня (літній період)

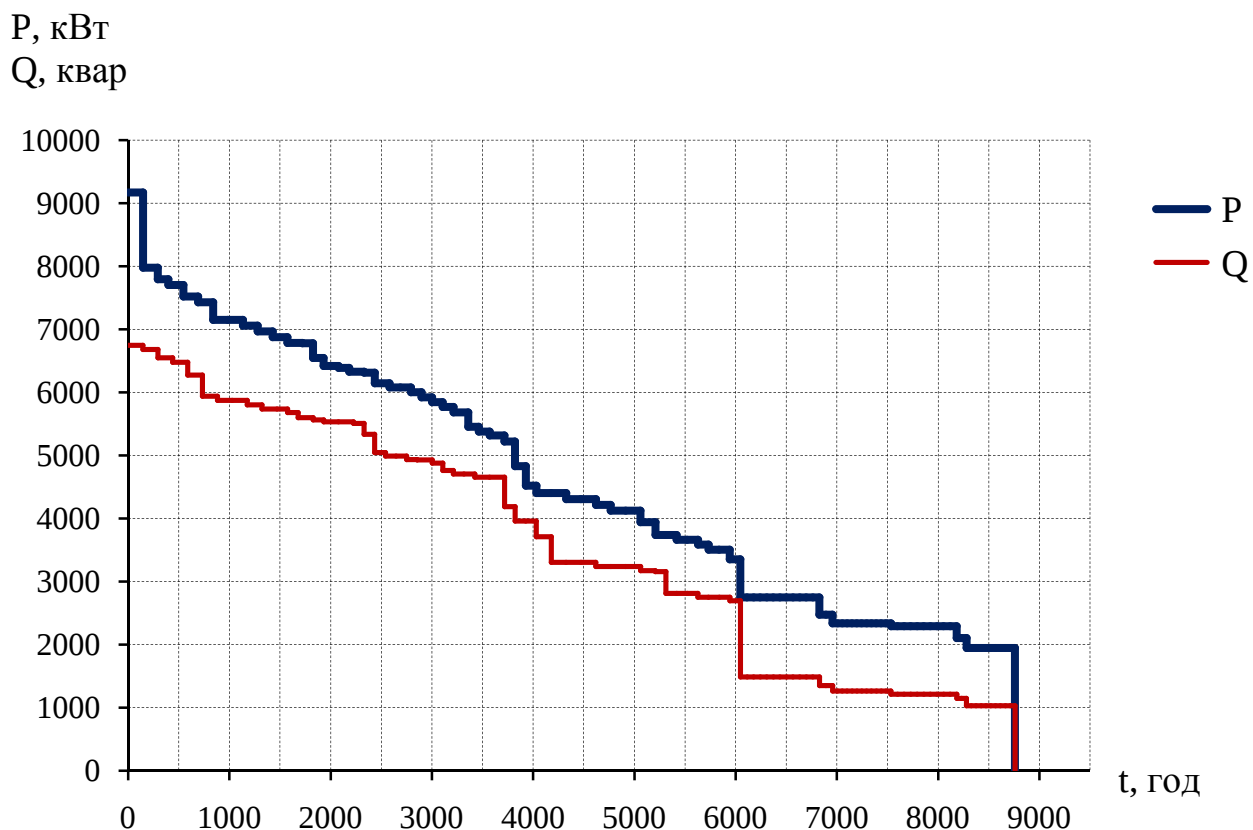


Рис. 1.5 – Річні графіки активного та реактивного навантаження за тривалістю

Таблиця 1.7 – Основні параметри, що характеризують графіки електричних навантажень

Величина	Значення
Розрахункова повна потужність S_p , кВА	11 384,3
Річне споживання активної енергії $W_{річн}$, кВт·год	40 816 753,6
Річне споживання реактивної енергії $V_{річн}$, квар·год	31 658 526,3
Час використання максимуму навантаження T_m , год.	4 452
Час максимальних втрат, τ_m , год.	2 838

2 КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА МІСЦЕ РОЗТАШУВАННЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО РОЗПОДІЛЬНОГО ПУНКТУ

Розрахунок картограми електричних навантажень проводиться для визначення оптимального місця розташування ЦРП та ТП. Картограма дозволяє візуалізувати величини навантажень, зображені колами, центри яких співпадають з центрами електричних навантажень, та обґрунтувати раціональне розташування джерел живлення. Площі кіл пропорційні відповідним розрахунковим електричним навантаженням, а площі секторів – освітлювальним навантаженням.

Радіус кола, що відповідає навантаженню механозбирального цеху №8:

$$R = \sqrt{\frac{P_{\text{р.осв}} + P_{\text{р.сил}}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{60,9 + 819}{\pi \cdot 0,2}} = 37 \text{ мм},$$

де $m = 0,2 \text{ кВт/мм}^2$ – масштаб.

Внутрішній кут сектора, що відповідає освітлювальному навантаженню механозбирального цеху №8:

$$\alpha = \frac{P_{\text{р.осв}} \cdot 360}{P_{\text{р.осв}} + P_{\text{р.сил}}} = \frac{60,9 \cdot 360}{60,9 + 819} = 25^\circ.$$

Координати центру електричного навантаження (центру кола) для механозбирального цеху №8: $x = 203 \text{ м}$, $y = 193 \text{ м}$.

Розрахунки для інших навантажень виконані аналогічно, результати наведену у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку картограми електричних навантажень

№ по плану	Найменування	P _{р.сил} , кВт	P _{р.осв} , кВт	P _р , кВт	R, мм	α, град	x, м	y, м	P _р ·x, кВт·м	P _р ·y, кВт·м
1	Механозбиральний цех №8	819	61	880	37	25	203	193	178632	169832
2	Інструментальний цех №112	395	77	473	27	59	203	193	95943	91217
3	Цех пластмас	2676	77	2754	66	10	203	193	559015	531478
4	Механозбиральний цех №18	2466	77	2543	64	11	240	162	610361	411994
5	Склад	44	2	46	9	14	213	219	9754	10029
6	Метизний цех	1886	25	1911	55	5	237	144	452950	275210
7	Експериментальне відділення	192	20	212	18	34	240	153	50979	32499
8	Адміністративно-побутовий корпус	153	17	170	16	36	296	120	50262	20376
9	Котельня	523	8	530	29	5	62	204	32883	108195
10	Склад сировини	24	7	30	7	82	81	177	2467	5391
11	Склад готової продукції	6	3	8	4	120	39	219	323	1811
	Всього:	9184	374	9558					2043568	1658032

Координати центру електричних навантажень виробничого корпусу заводу:

$$X_0 = \frac{\sum x_i P_{p,i}}{\sum P_{p,i}} = \frac{2043568}{9558} = 214 \text{ м,}$$

$$Y_0 = \frac{\sum y_i P_{p,i}}{\sum P_{p,i}} = \frac{1658032}{9558} = 173 \text{ м.}$$

В точці з розрахованими координатами найдоцільніше встановлювати розподільчий пункт. Проте отримані координати припадають на межі виробничого об'єкта. Розміщення ЦРП в цій зоні не допускається, тому розподільчий пункт зміщується в напрямку джерела живлення.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Вибір напруги та схеми зовнішнього електропостачання

Живлення виробничого корпусу можливо здійснити на напрузі 35 кВ або 10 кВ від ГПП-2 35/10 кВ заводу, яка знаходиться на відстані 0,22 км. З огляду на те, що відстань до ГПП є порівняно малою, електропостачання доцільно здійснити на напрузі 10 кВ двома кабельними лініями (по 2 паралельних кабелі в кожній) зі спорудженням ЦРП-10 кВ. Схему зовнішнього електропостачання наведено на рисунку 3.1.

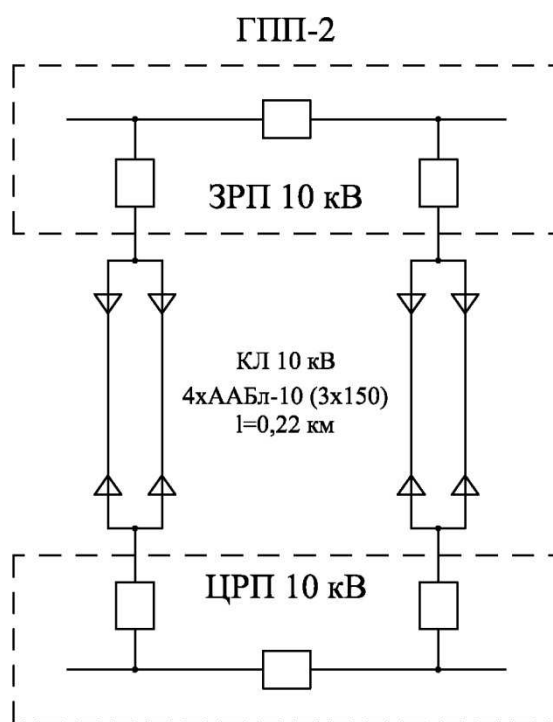


Рисунок 3.1 – Схема зовнішнього електропостачання виробничого корпусу

Розрахунковий струм в кабелях КЛ-10 кВ:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_n} = \frac{9355,9}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 135 \text{ A},$$

де $n = 4$ шт. – кількість кабельних ліній.

Розрахунковий струм в КЛ-10 кВ в аварійному режимі:

$$I_{p.\max} = \frac{S_p}{n_{\text{ав}}\sqrt{3}U_n} = \frac{9355,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 270,1 \text{ A}.$$

Допустимий струм КЛ з урахуванням коефіцієнту зниження струмового навантаження при паралельному прокладанні 2 ліній по 2 кабелі в нормальному режимі ($K_{\text{зн}} = 0,8$ для $n = 4$ кабелів згідно ПУЕ [4], табл. 1.3.28):

$$I_{\text{доп}} \geq I_p / K_{\text{зн}} = 135 / 0,8 = 168,8 \text{ А.}$$

Допустимий струм КЛ з урахуванням допустимого перевантаження в аварійному режимі ($K_{\text{зн.ав}} = 0,9$ для $n = 2$ кабелів згідно ПУЕ [4], табл. 1.3.28):

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p,\text{max}} / (1,25 \cdot K_{\text{зн.ав}}) = 270,1 / (1,25 \cdot 0,9) = 240,1 \text{ А.}$$

Зазначеним умовам задовольняє кабель марки ААБл-10 3х150 мм² ($I_{\text{доп}} = 246 \text{ А}$).

3.2 Вибір напруги та схеми внутрішнього електропостачання

Внутрішні розподільчі мережі виконуються на напрузі 10 кВ й живляться від РП-10 кВ виробничого корпусу заводу. Внутрішньоцехові розподільчі мережі виконано на напрузі 0,4 кВ. Для електропостачання ЕП I та II категорії надійності відповідно до [6] передбачено секціонування шин на всіх ланках системи розподілу електроенергії від РП-10 кВ до шин низької напруги цехових ТП.

Розглянуто два варіанти схеми внутрішнього електропостачання на напрузі 10 кВ, схеми яких наведено на рисунках 3.2 та 3.3.

Варіант 1. Живлення цехових ТП здійснюється за радіальною схемою. Живлення двотрансформаторних ТП виконано від різних секцій РП-10 кВ, окремими лініями для кожного трансформатора. На ТП передбачено глухе приєднання трансформаторів до ліній

Варіант 2. Живлення цехових ТП здійснюється за магістральною схемою. Живлення двотрансформаторних ТП виконано від різних секцій РП-10 кВ, окремими лініями для кожного трансформатора. Кількість трансформаторів потужністю 1000 кВА, які приєднано до одної магістралі, прийнято 2-3. На ТП передбачено встановлення вимикачів навантаження та високовольтних запобіжників.

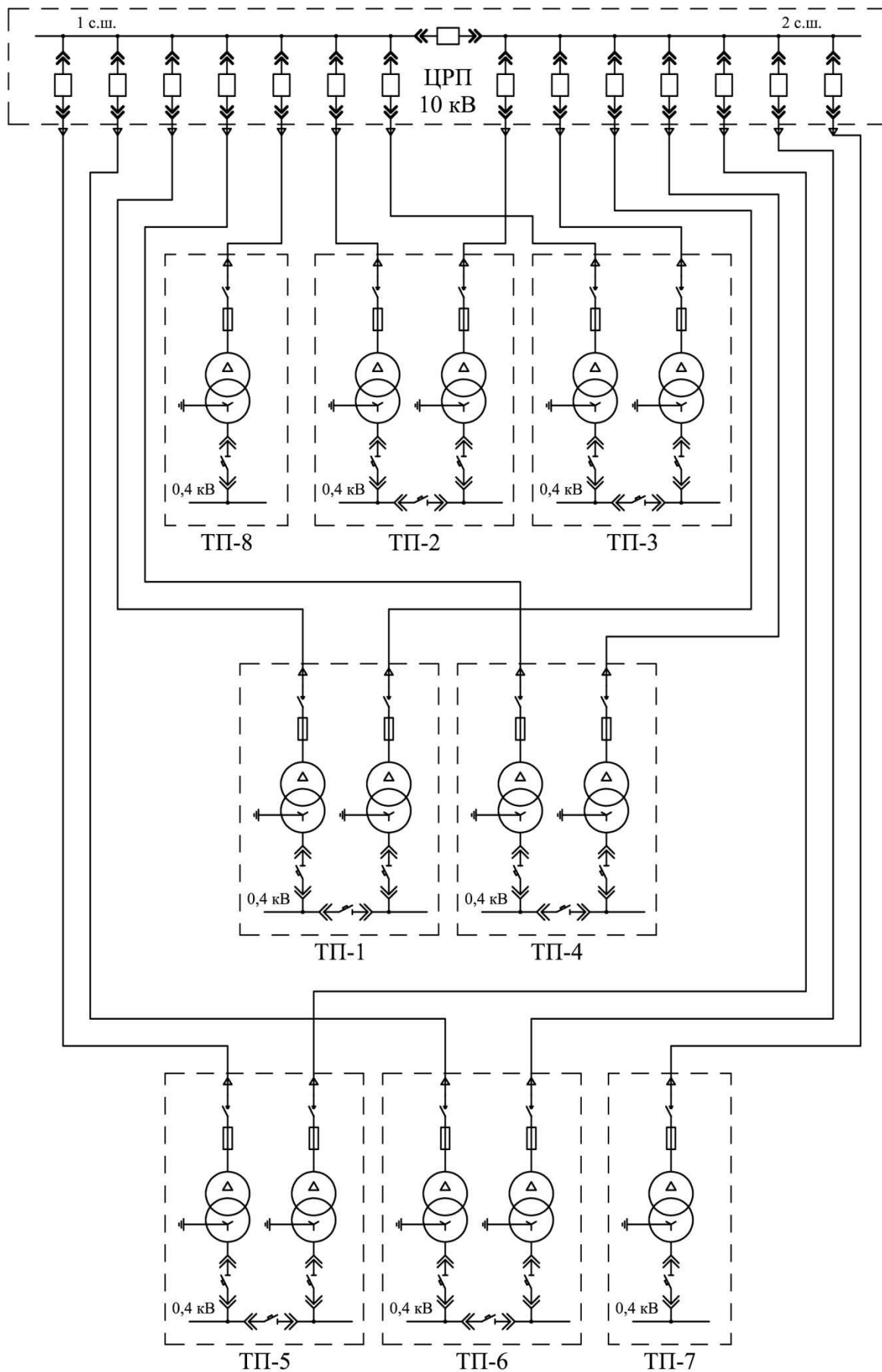


Рисунок 3.2 – Схема розподільчої мережі 10 кВ за радіальною схемою (варіант 1)

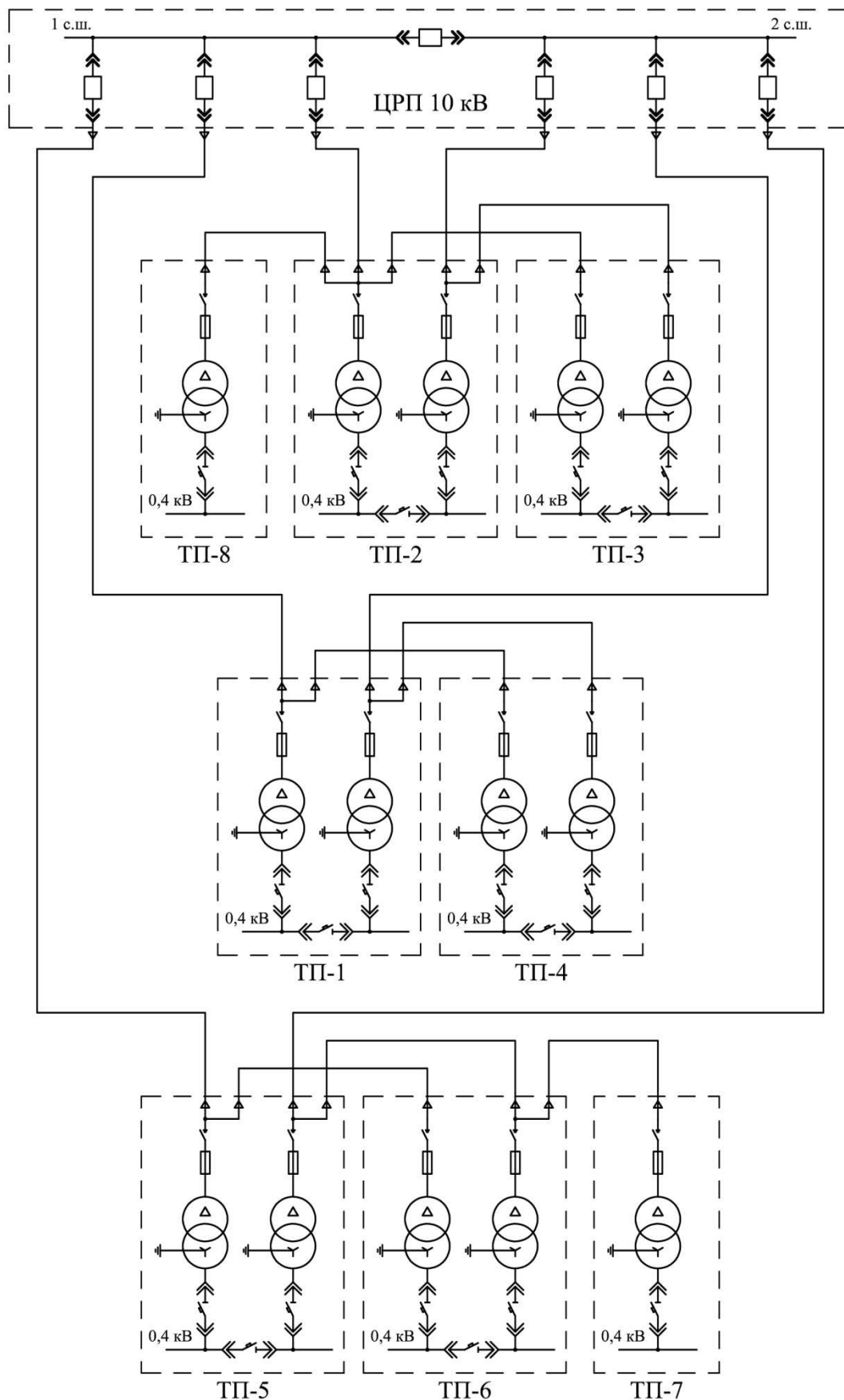


Рисунок 3.3 – Схема розподільчої мережі 10 кВ за магістральною схемою (варіант 2)

Варіант 1. Вибір кабельних ліній

Розрахунковий струм в КЛ від РП-10 кВ до ТП-1:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H} = \frac{714,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 41,2 \text{ А.}$$

Розрахунковий струм в КЛ від РП-10 кВ до ТП-1 в аварійному режимі, коли вимкнено одну з КЛ, що живить ТП-1:

$$I_{p.ав} = \frac{S_{p.ав}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{1428,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 82,5 \text{ А.}$$

Допустимий струм КЛ з урахуванням коефіцієнту зниження струмового навантаження при паралельному прокладанні кабелів в нормальному режимі ($K_{зн} = 0,9$ для 2 кабелів згідно ПУЕ [4], табл. 1.3.28):

$$I_{доп} \geq I_p / K_{зн} = 41,2 / 0,9 = 45,8 \text{ А.}$$

Допустимий струм КЛ з урахуванням допустимого перевантаження в аварійному режимі ($K_{зн.ав} = 1$ для 1 кабелю згідно ПУЕ [4], табл. 1.3.28):

$$I_{доп} \geq I_{p.ав} / (1,25 \cdot K_{зн.ав}) = 82,5 / (1,25 \cdot 1) = 66 \text{ А.}$$

Зазначеним умовам задовольняє кабель марки ААБл-10 3х35 мм² ($I_{доп} = 110 \text{ А}$; $K_0 = 973 \text{ грн/м}$) [5].

Вибір інших кабелів проведено аналогічно. Результати розрахунків з вибору наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір кабелів для 1 варіанту розподільчої мережі 10 кВ

КЛ	S_p , кВА	$S_{p.ав}$, кВА	I_p , А	$I_{p.ав}$, А	$K_{зн}$	$K_{зн.ав}$	$I_p/K_{зн}$, А	$I_{p.ав}/K_{зн.ав} \cdot K_a$, А	Марка кабеля	$I_{доп}$, А
РП - ТП-1	714,2	1428,4	41,2	82,5	0,9	1	45,8	66	ААБл-10 (3х35)	110
РП - ТП-2	705,2	1410,4	40,7	81,4	0,78	0,8	52,2	81,4	ААБл-10 (3х35)	110
РП - ТП-3	705,2	1410,4	40,7	81,4	0,78	0,8	52,2	81,4	ААБл-10 (3х35)	110
РП - ТП-4	711,0	1422,1	41,1	82,1	0,9	1	45,6	65,7	ААБл-10 (3х35)	110
РП - ТП-5	711,0	1422,1	41,1	82,1	0,78	0,78	52,6	84,2	ААБл-10 (3х35)	110
РП - ТП-6	704,4	1408,8	40,7	81,3	0,78	0,78	52,1	83,4	ААБл-10 (3х35)	110
РП - ТП-7	704,4	704,4	40,7	40,7	0,78	0,78	52,1	52,1	ААБл-10 (3х35)	110
РП - ТП-8	720,9	720,9	41,6	41,6	0,78	0,78	53,4	53,4	ААБл-10 (3х35)	110

Варіант 2. Вибір кабельних ліній

Розрахунковий струм в КЛ від РП-10 кВ до ТП-2:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n} = \frac{2100,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 121,3 \text{ А},$$

де $S_p = 2100,3$ кВА – розрахункове навантаження трьох трансформаторів (ТП-2, ТП-3, ТП-8).

Розрахунковий струм в КЛ від РП-10 кВ до ТП-2 в аварійному режимі, коли вимкнено одну з КЛ, що живить ТП-2, ТП-3, ТП-8:

$$I_{p.ав} = \frac{S_{p.ав}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{4200,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 242,5 \text{ А}.$$

Допустимий струм КЛ з урахуванням коефіцієнту зниження струмового навантаження при паралельному прокладанні кабелів в нормальному режимі ($K_{зн} = 0,9$ для 2 кабелів згідно ПУЕ [4], табл. 1.3.28):

$$I_{доп} \geq I_p / K_{зн} = 121,3 / 0,9 = 134,7 \text{ А}.$$

Допустимий струм КЛ з урахуванням допустимого перевантаження в аварійному режимі ($K_{зн.ав} = 1$ для 1 кабелю згідно ПУЕ [4], табл. 1.3.28):

$$I_{доп} \geq I_{р.ав} / (1,25 \cdot K_{зн.ав}) = 242,5 / (1,25 \cdot 1) = 215,6 \text{ А.}$$

Зазначеним умовам задовольняє кабель марки ААБл-10 3х120 мм² ($I_{доп} = 218 \text{ А}$; $K_0 = 1709 \text{ грн. / м}$) [5].

Вибір інших кабелів проведено аналогічно. Результати розрахунків з вибору наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Вибір кабелів для 2 варіанту розподільчої мережі 10 кВ

КЛ	S_p , кВА	$S_{р.ав}$, кВА	I_p , А	$I_{р.ав}$, А	$K_{зн}$	$K_{зн.ав}$	$I_p/K_{зн}$, А	$I_{р.ав}/K_{зн.ав} \cdot K_a$, А	Марка кабеля	$I_{доп}$, А
РП - ТП-2	2100,3	4200,7	121,3	242,5	0,9	1	134,7	194	ААБл-10 (3х120)	218
РП - ТП-1	1422,3	2844,5	82,1	164,2	0,78	0,8	105,3	164,2	ААБл-10 (3х95)	192
РП - ТП-5	2116,9	4233,8	122,2	244,4	0,78	0,8	156,7	244,4	ААБл-10 (3х185)	275
ТП-2 - ТП-3	705,2	1410,4	40,7	81,4	0,9	1	45,2	65,1	ААБл-10 (3х35)	110
ТП-2 - ТП-8	720,9	1441,8	41,6	83,2	0,78	0,78	53,4	85,4	ААБл-10 (3х35)	110
ТП-1 - ТП-4	711,0	1422,1	41,1	82,1	0,78	0,78	52,6	84,2	ААБл-10 (3х35)	110
ТП-5 - ТП-6	704,4	704,4	40,7	40,7	0,78	0,78	52,1	52,1	ААБл-10 (3х35)	110
ТП-6 - ТП-7	704,4	704,4	40,7	40,7	0,78	0,78	52,1	52,1	ААБл-10 (3х35)	110

Варіант 1. Розрахунок втрат електроенергії

Коефіцієнт завантаження КЛ, що живить ТП-1 в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{K_{зн} \cdot I_{доп}} = \frac{41,2}{0,9 \cdot 110} = 0,42.$$

Втрати потужності в КЛ, що живить ТП-1:

$$\Delta P_{КЛ} = \Delta P_{1км} \cdot l_{КЛ} \cdot K_3^2 = 42 \cdot 0,02 \cdot 0,42^2 = 0,3 \text{ кВт.}$$

Втрати електроенергії в КЛ:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = \Delta P_{\text{КЛ}} \cdot \tau = 0,3 \cdot 2838 = 827,1 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{\text{втр}} = \Delta W_{\text{КЛ}} \cdot C_0 = 827,1 \cdot 8,5 \cdot 10^{-3} = 7 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в інших КЛ розраховано аналогічно.
Результати розрахунку наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Розрахунок втрат електроенергії в КЛ для 1 варіанту схеми

КЛ	Кз	$\Delta P_{1\text{км}},$ кВт/км	l, км	n, шт.	$\Delta P_{\text{КЛ}},$ кВт	$\Delta W_{\text{КЛ}},$ кВт	$C_{\text{втр}},$ тис. грн.
РП - ТП-1	0,42	42	0,02	2	0,3	827,1	7,0
РП - ТП-2	0,47	42	0,05	2	0,9	2684,1	22,8
РП - ТП-3	0,47	42	0,10	2	1,9	5368,1	45,6
РП - ТП-4	0,41	42	0,11	2	1,6	4508,8	38,3
РП - ТП-5	0,48	42	0,06	2	1,2	3274,3	27,8
РП - ТП-6	0,47	42	0,12	2	2,3	6427,3	54,6
РП - ТП-7	0,47	42	0,20	1	1,9	5356,1	45,5
РП - ТП-8	0,49	42	0,14	1	1,4	3926,9	33,4
Всього						32372,7	275,2

Варіант 2. Розрахунок втрат електроенергії

Коефіцієнт завантаження КЛ, що живить ТП-2, ТП-3, ТП-8 в нормальному режимі:

$$K_z = \frac{I_p}{K_{\text{зн}} \cdot I_{\text{доп}}} = \frac{121,3}{0,9 \cdot 218} = 0,62.$$

Втрати потужності в КЛ, що живить ТП-2, ТП-3, ТП-8:

$$\Delta P_{\text{КЛ}} = \Delta P_{1\text{км}} \cdot l_{\text{КЛ}} \cdot K_z^2 = 54 \cdot 0,05 \cdot 0,62^2 = 2,1 \text{ кВт}.$$

Втрати електроенергії в КЛ:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = \Delta P_{\text{КЛ}} \cdot \tau = 2,1 \cdot 2838 = 5854 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{\text{втр}} = \Delta W_{\text{КЛ}} \cdot C_0 = 5854 \cdot 8,5 \cdot 10^{-3} = 49,8 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в інших КЛ розраховано аналогічно. Результати розрахунку наведено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Розрахунок втрат електроенергії в КЛ для 2 варіанту схеми

КЛ	Кз	$\Delta P_{1\text{км}},$ кВт/км	l, км	п, шт.	$\Delta P_{\text{КЛ}},$ кВт	$\Delta W_{\text{КЛ}},$ кВт	$C_{\text{втр}},$ тис. грн.
РП - ТП-2	0,62	54	0,05	2	2,1	5854,0	49,8
РП - ТП-1	0,55	50	0,02	2	0,6	1706,4	14,5
РП - ТП-5	0,57	57	0,06	2	2,2	6302,1	53,6
ТП-2 - ТП-3	0,41	42	0,05	2	0,7	2016,0	17,1
ТП-2 - ТП-8	0,49	42	0,09	2	1,8	5048,9	42,9
ТП-1 - ТП-4	0,48	42	0,09	2	1,7	4911,4	41,7
ТП-5 - ТП-6	0,47	42	0,06	1	0,6	1606,8	13,7
ТП-6 - ТП-7	0,47	42	0,08	1	0,8	2142,4	18,2
Всього						29588,2	251,5

Варіант 1. Розрахунок капітальних вкладень та поточних витрат

Результати розрахунку капітальних вкладень для варіанту 1 наведено в таблиці 3.6, результати розрахунку поточних витрат – в таблиці 3.7.

Таблиця 3.6 – Результати розрахунку капітальних вкладень для 1 варіанту схеми

Найменування елемента схеми	Одиниці вимір.	Кількість	Вартість, тис. грн.	Всього, тис. грн.
Шафа КРУ з вимикачем, що встановлюється в РП-10 кВ	шт.	16	255	4080
Кабельна лінія ААБ-10 (3х35)	км	1,26	973	1226
Всього капітальні вкладення:				5306

Таблиця 3.7 – Результати розрахунку поточних витрат для 1 варіанту схеми

Найменування елемента схеми	К, тис. грн.	P _а , %	P _е , %	C _а , тис. грн.	C _е , тис. грн.	C, тис. грн.
Шафа КРУ з вимикачем, що встановлюється в РП-10 кВ	4080	15	5	612	204	816
Кабельна лінія ААБ-10 (3х35)	1225,98	5	5	61,3	61,3	122,6
Всього витрати:						938,6

Варіант 2. Розрахунок капітальних вкладень та поточних витрат

Результати розрахунку капітальних вкладень для варіанту 2 наведено в таблиці 3.8, результати розрахунку поточних витрат – в таблиці 3.9.

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку капітальних вкладень для 2 варіанту схеми

Найменування елемента схеми	Одиниці вимір.	Кількість	Вартість, тис. грн.	Всього, тис. грн.
Шафа КРУ з вимикачем, що встановлюється в РП-10 кВ	шт.	8	255	2040
Вимикач навантаження з запобіжниками, що встановлюється в ТП	шт.	14	17,5	245
Кабельна лінія ААБ-10 (3х185)	км	0,06	2371	142,3
Кабельна лінія ААБ-10 (3х120)	км	0,05	1709	85,5
Кабельна лінія ААБ-10 (3х95)	км	0,02	1478	29,6
Кабельна лінія ААБ-10 (3х35)	км	0,6	973	583,8
Всього капітальні вкладення:				3126,1

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку поточних витрат для 2 варіанту схеми

Найменування елемента схеми	К, тис. грн.	P _а , %	P _е , %	C _а , тис. грн.	C _е , тис. грн.	C, тис. грн.
Шафа КРУ з вимикачем, що встановлюється в РП-10 кВ	2 040,0	15	5	306,0	102,0	408,0
Вимикач навантаження з запобіжниками, що встановлюється в ТП	245,0	5	5	12,3	12,3	24,5
Кабельна лінія ААБ-10 (3х185)	142,3	5	5	7,1	7,1	14,2
Кабельна лінія ААБ-10 (3х120)	85,5	5	5	4,3	4,3	8,5
Кабельна лінія ААБ-10 (3х95)	29,6	5	5	1,5	1,5	3,0
Кабельна лінія ААБ-10 (3х35)	583,8	5	5	29,2	29,2	58,4
Всього витрати:						516,6

Результати техніко-економічних розрахунків з вибору схеми розподільчої мережі 10 кВ для обох варіантів наведені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати техніко-економічних розрахунків з вибору схеми розподільчої мережі 10 кВ

Техніко-економічні показники		Варіант 1	Варіант 2
Капітальні вкладення	К, тис. грн	5 306,0	3 126,1
Поточні витрати	С, тис. грн	938,6	516,6
Вартість втрат електроенергії	C _{втр} , тис. грн	275,17	251,5
Зведені витрати	З, тис. грн	6519,7	3894,2

За оптимальний прийнято другий варіант схеми розподільчої мережі 10 кВ (магістральна схема), який має найменші зведені витрати.

4 РЕЖИМ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Заходи з компенсації реактивної потужності промислових підприємств мають забезпечувати вимоги щодо дотримання мінімального перетоку реактивної потужності в точці приєднання до мереж оператора системи розподілу. Розташовувати пристрої КРП необхідно якнайближче до ЕП з найбільшим споживанням реактивної потужності.

Пристрої КРП обираються одночасно зі всіма елементами системи електропостачання, враховуючи зниження струмів, що перетікають завдяки КРП.

4.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Сумарне споживання активної потужності:

$$P_p = P_H + \Delta P_t = 9168,6 + 85,4 = 9254 \text{ кВт},$$

де P_H – сумарне низьковольтне активне навантаження, кВт.

Сумарне споживання реактивної потужності:

$$Q_p = Q_H + \Delta Q_t = 6748,3 + 558,5 = 7306,8 \text{ квар},$$

де Q_H – сумарне низьковольтне реактивне навантаження, квар.

Економічно обґрунтована реактивна потужність, яка за технічними вимогами може бути передана від енергосистеми в режимі найбільших навантажень:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_c = 9254 \cdot 0,15 = 1388,1 \text{ квар},$$

де $\operatorname{tg} \varphi_c = 0,15$ – коефіцієнт реактивної потужності, заданий системою.

Сумарна потужність пристроїв КРП, які необхідно встановити:

$$Q_{\text{КРП}} = Q_p - Q_e = 7306,8 - 1388,1 = 5918,7 \text{ квар}.$$

Мінімальне число однакових за потужністю трансформаторів для живлення виробничого корпусу:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_3 S_{T.НОМ}} + \Delta N = \frac{9254}{0,7 \cdot 100} + 0,9 = 14 \text{ шт.},$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

ΔN – добавка до найближчого цілого числа.

Подальші розрахунки проведено для трьох варіантів кількості трансформаторів: $N_T = N_0$; $N_T = N_0 + 1$; $N_T = N_0 + 2$.

Варіант 1. Кількість цехових трансформаторів $N_T = N_0 = 14$ шт..

Найбільша реактивна потужність, що може бути передана в мережу 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N_T K_3 S_{T.НОМ})^2 - P_p^2} = \sqrt{(14 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 9254^2} = 3225,5 \text{ квар.}$$

Потужність пристроїв КРП, які необхідно встановити в мережі 0,4 кВ з умови балансу реактивної потужності на шинах ТП:

$$Q_{KH} = Q_H - Q_1 = 6748,3 - 3225,5 = 4081,3 \text{ квар.}$$

Потужність пристроїв КРП, які необхідно встановити в мережі 10 кВ:

$$Q_{KB} = Q_p - Q_{KH} - Q_e = 7306,8 - 4081,3 - 1388,1 = 1837,4 \text{ квар.}$$

Розрахунок потужності пристроїв КРП для варіантів з кількість трансформаторів $N_T = N_0 + 1 = 15$ шт. та $N_T = N_0 + 2 = 16$ шт. виконано аналогічно. Результати розрахунку наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати розрахунку потужності пристроїв КРП

№ варіанту	N_T , шт.	Q_1 , квар	Q_{KH} , квар	Q_{KB} , квар
1	14	3225,5	4081,3	1837,4
2	15	4961,2	2345,6	3573,1
3	16	6309	997,8	4920,9

4.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації реактивної потужності

Результати розрахунків з вибору кількості, потужності та місця розташування пристроїв КРП для трьох варіантів кількості трансформаторів ТП наведено в таблицях 4.2 – 4.4.

Таблиця 4.2 – Вибір кількості та потужності пристроїв КРП при кількості трансформаторів $N_T = 14$ шт.

№ ТП	N_T , шт.	P_p , кВт	Q_p , квар	$Q_{пр}$, квар	$Q_{КП}$, квар	Кількість та потужність БК, шт. х квар	$\Sigma Q_{БК}$, квар	$Q_{КП} - Q_{БК}$, квар	S_p , кВА	K_3
ТП-1	2	1317	1497	442	1055	2x400; 1x200; 1x50	1050	5,3	1402	0,70
ТП-2, ТП-3	4	2754	1356	357	999	2x300; 2x200	1000	-0,9	2800	0,70
ТП-4, ТП-5	4	2730	2351	510	1841	4x400; 1x200; 1x35	1835	6,2	2801	0,70
ТП-6, ТП-7	3	2076	1128	160	969	2x400; 1x160	960	8,6	2101	0,70
ТП-8	1	613	416	328	89	1x50; 1x35	85	3,7	702	0,70
Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ: $Q_{КН} = 4930$ квар.										
Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: $Q_{КВ} = 2 \times 500 = 1000$ квар.										

Таблиця 4.3 – Вибір кількості та потужності пристроїв КРП при кількості трансформаторів $N_T = 15$ шт.

№ ТП	N_T , шт.	P_p , кВт	Q_p , квар	$Q_{пр}$, квар	$Q_{КП}$, квар	Кількість та потужність БК, шт. х квар	$\Sigma Q_{БК}$, квар	$Q_{КП} - Q_{БК}$, квар	S_p , кВА	K_3
ТП-1	2	1317	1497	442	1055	2x400; 1x200; 1x50	1050	5,3	1402	0,70
ТП-2, ТП-3	4	2754	1356	357	999	2x300; 2x200	1000	-0,9	2800	0,70
ТП-4, ТП-5	5	2730	2351	2153	197	2x50; 3x35	205	-7,7	3495	0,70
ТП-6, ТП-7	3	2076	1128	160	969	2x400; 1x160	960	8,6	2101	0,70
ТП-8	1	613	416	328	89	1x50; 1x35	85	3,7	702	0,70
Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ: $Q_{КН} = 3300$ квар.										
Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: $Q_{КВ} = 1 \times 1400 + 1 \times 900 + 2 \times 150 = 2600$ квар.										

Таблиця 4.4 – Вибір кількості та потужності пристроїв КРП при кількості трансформаторів $N_T = 16$ шт.

№ ТП	N_T , шт.	P_p , кВт	Q_p , квар	$Q_{пр}$, квар	$Q_{КП}$, квар	Кількість та потужність БК, шт. х квар	$\Sigma Q_{БК}$, квар	$Q_{КП} - Q_{БК}$, квар	S_p , кВА	K_3
ТП-1	2	1317	1497	442	1055	2х400; 1х200; 1х50	1050	5,3	1402	0,70
ТП-2, ТП-3	5	2754	1356	2130	0		0	0,0	3091	0,62
ТП-4, ТП-5	5	2730	2351	2153	197	2х50; 3х35	205	-7,7	3495	0,70
ТП-6, ТП-7	3	2076	1128	160	969	2х400; 1х160	960	8,6	2101	0,70
ТП-8	1	613	416	328	89	1х50; 1х35	85	3,7	702	0,70

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ: $Q_{КН} = 2300$ квар.

Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: $Q_{КВ} = 2 \times 1400 + 1 \times 500 + 2 \times 150 = 3600$ квар.

Остаточний вибір варіанту розміщення пристроїв КРП робиться за техніко-економічними розрахунками.

Нижче наведено розрахунок приведених витрат для варіанту 1 ($N_T = N_0 = 14$ шт.).

Втрати активної потужності в низьковольтних пристроях КРП:

$$\Delta P_{КН} = \Delta p_{пит.КН} \cdot Q_{КН} = 0,0045 \cdot 4930 = 22,2 \text{ кВт},$$

де $\Delta p_{пит.КН}$ – питомі втрати активної потужності в низьковольтних конденсаторних батареях ($\Delta p_{пит.КН} = 0,0045$ кВт/квар[1]).

Втрати активної потужності у високовольтних пристроях КРП:

$$\Delta P_{КВ} = \Delta p_{пит.КВ} \cdot Q_{КВ} = 0,003 \cdot 1000 = 3 \text{ кВт},$$

де $\Delta p_{пит.КВ}$ – питомі втрати активної потужності в високовольтних конденсаторних батареях ($\Delta p_{пит.КВ} = 0,003$ кВт/квар[1]).

Втрати активної потужності трансформаторах ТП, що викликані перетоками реактивної потужності:

$$\Delta P_{\text{ТП}} = \frac{P_H^2 + Q_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} = \frac{9169^2 + 3225^2}{10^2} 0,075 \cdot 10^{-3} = 82,1 \text{ кВт},$$

де $R_{\text{екв}}$ – еквівалентний активний опір цехових ТП:

$$R_{\text{екв}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{НОМ}}^2}{N_{\text{т}} S_{\text{т.НОМ}}^2} 10^3 = \frac{10,5 \cdot 10^2}{14 \cdot 1000^2} \cdot 10^3 = 0,075 \text{ Ом}.$$

Вартість пристроїв КРП на стороні 0,4 кВ (прийнято за даними [7]):

$$K_{\text{КН}} = \sum N_{\text{КН}i} \cdot K_{\text{КН}i} = 2 \cdot 167,2 + 1 \cdot 95,4 + 1 \cdot 36,7 + 2 \cdot 117 + 2 \cdot 95,4 + 4 \cdot 167,2 + 1 \cdot 95,4 + 1 \cdot 28,4 + 2 \cdot 167,2 + 1 \cdot 92,2 + 1 \cdot 36,7 + 1 \cdot 28,4 = 2175,6 \text{ тис. грн.}$$

Вартість пристроїв КРП на стороні 10 кВ (прийнято за даними [7]):

$$K_{\text{КВ}} = \sum N_{\text{КВ}i} \cdot K_{\text{КВ}i} = 2 \cdot 730,8 = 1461,6 \text{ тис. грн.}$$

Вартість цехових ТП:

$$K_{\text{ТП}} = \sum N_{\text{ТП}i} \cdot K_{\text{ТП}i} = 14 \cdot 882,1 = 12349,4 \text{ тис. грн.}$$

Приведені витрати на КРП для варіанту з кількістю трансформаторів $N_{\text{т}} = 14$ шт.:

$$\begin{aligned} Z &= E_{\text{н}} (K_{\text{КН}} + K_{\text{КВ}} + K_{\text{ТП}}) + C_0 \cdot \tau (\Delta P_{\text{КН}} + \Delta P_{\text{КВ}} + \Delta P_{\text{КТП}}) = \\ &= 0,12 \cdot (2175,6 + 1461,6 + 12349,4) + 8,5 \cdot 2838 \cdot (22,2 + 3 + 82,1) \cdot 10^{-3} = \\ &= 4507,1 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок приведених витрат на КРП для інших варіантів виконано аналогічно. Результати розрахунків наведено у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Результати розрахунків приведених витрат на КРП

№ вар.	$N_{\text{т}}$, шт.	$K_{\text{КН}}$, тис. грн.	$K_{\text{КВ}}$, тис. грн.	$K_{\text{ТП}}$, тис. грн.	$\Delta P_{\text{КН}}$, кВт	$\Delta P_{\text{КВ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ТП}}$, кВт	Z , тис. грн.
1	14	2 175,6	1 461,6	12 349,4	22,2	3	82,1	4 507,1
2	15	1 541,6	2 970,8	13 231,5	14,9	7,8	88,0	4 798,2
3	16	1 116,8	2 991,0	14 113,6	10,4	10,8	88,3	4 827,6

Найменші приведені витрати на КРП має варіант з кількістю трансформаторів $N_T = 14$ шт. Саме цей варіант приймається для подальших розрахунків. Місце встановлення та типи конденсаторних установок наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Місце встановлення та типи конденсаторних установок

Місце встановлення БК	Кількість БК, шт.	Тип БК
ТП-1	2	УКРМ 0,4-400/10-40
	1	УКРМ 0,4-200/6-20
	1	УКРМ 0,4-50/10-4
ТП-2, ТП-3	2	УКРМ 0,4-300/7-25
	2	УКРМ 0,4-200/6-20
ТП-4, ТП-5	4	УКРМ 0,4-400/10-40
	1	УКРМ 0,4-200/6-20
	1	УКРМ 0,4-35/4-5
ТП-6, ТП-7	2	УКРМ 0,4-400/10-40
	1	УКРМ 0,4-160/6-20
ТП-8	1	УКРМ 0,4-50/10-4
	1	УКРМ 0,4-35/4-5
ЦРП 10 кВ	2	УКРМ 10,5-500 (ступені 50+150+300 квар)

Після остаточного вибору кількості та потужності низьковольтних та високовольтних батарей конденсаторів виконано уточнюючий розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1 кВ (дивись таблицю 1.3).

5 ВИБІР КІЛЬКОСТІ, ПОТУЖНОСТІ ТА МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Відповідно до [6] вибір потужності трансформаторів виконують відповідно до розрахункового навантаження, резерву на розвиток та категорії надійності ЕП.

Кількість та потужність трансформаторів залежить від розподілення навантаження по площі цеху, наявності місця розташування.

З міркувань мінімуму складського резерву для всіх ТП обрано один типорозмір трансформаторів. Враховуючи значення питомої густини навантаження $S_{\text{пит}} = 0,2 \text{ кВА/м}^2$, обрано економічно доцільну номінальну потужність трансформаторів $S_{\text{т.ном}} = 1000 \text{ кВА}$ [1].

Технічні дані трансформаторів [3]: Тип ТМ-1000/10; $U_{\text{ВН}} = 10,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{х}} = 0,8 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{к}} = 10,5 \text{ кВт}$; $u_{\text{к}} = 6 \%$; $I_{\text{х}} = 1 \%$.

Перевірку трансформаторів наведено для ТП-1:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{р}}}{K_1} = \frac{1390,5}{1,08} = 1288 \text{ кВА}$$

де K_1 – коефіцієнт попереднього навантаження ($K_1 = 1,08$ для двозмінного режиму роботи);

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{р}}}{K_2} = \frac{1390,5}{1,4} = 993 \text{ кВА}$$

де K_2 – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження ($K_2 = 1,4$ при тривалості перевантаження 8–24 год).

Перевірку трансформаторів для інших ТП проведено аналогічно. Результати розрахунків з вибору кількості та потужності цехових ТП наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Результати розрахунків з вибору цехових ТП

№ ТП	N _т , шт.	Марка тр-ра	S _р , кВА	K _з	S _р /K ₁ , кВА	S _р /K ₂ , кВА
ТП-1	2	ТМ-1000/10	1390,5	0,7	1288	993
ТП-2, ТП-3	4	ТМ-1000/10	2776,6	0,7	2571	1983
ТП-4, ТП-5	4	ТМ-1000/10	2778,1	0,7	2572	1984
ТП-6, ТП-7	3	ТМ-1000/10	2083,1	0,7	1929	1488
ТП-8	1	ТМ-1000/10	696,5	0,7	644	497

Відповідно до [6] розподільні (цехові) ТП з вищою напругою 10 кВ у будь-якому разі необхідно виконувати закритими, вбудованими до виробничих будівель з метою наближення до ЕП в мережі 0,4 кВ. Прийнято до встановлення комплектні ТП, які укомплектовано на стороні низької напруги автоматичними повітряними вимикачами на вкатник візках. Шафа вводу високої напруги містить вимикачі навантаження та запобіжники.

На рисунку 5.1 наведено приклад компоновання двотрансформаторної КТП, а на рисунку 5.2 – принципову однолінійну схему.

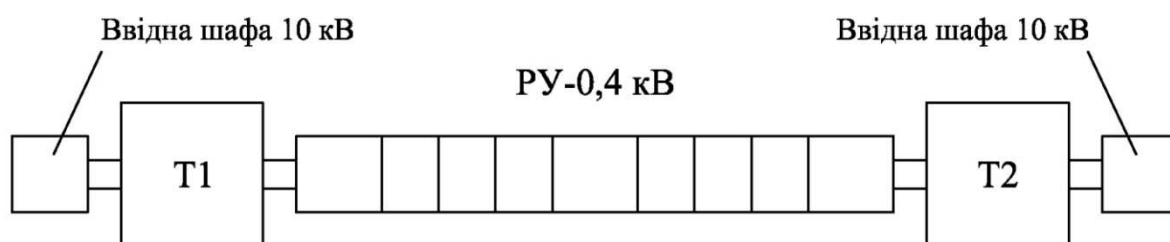


Рисунок 5.1 – Компоновання двотрансформаторної КТП

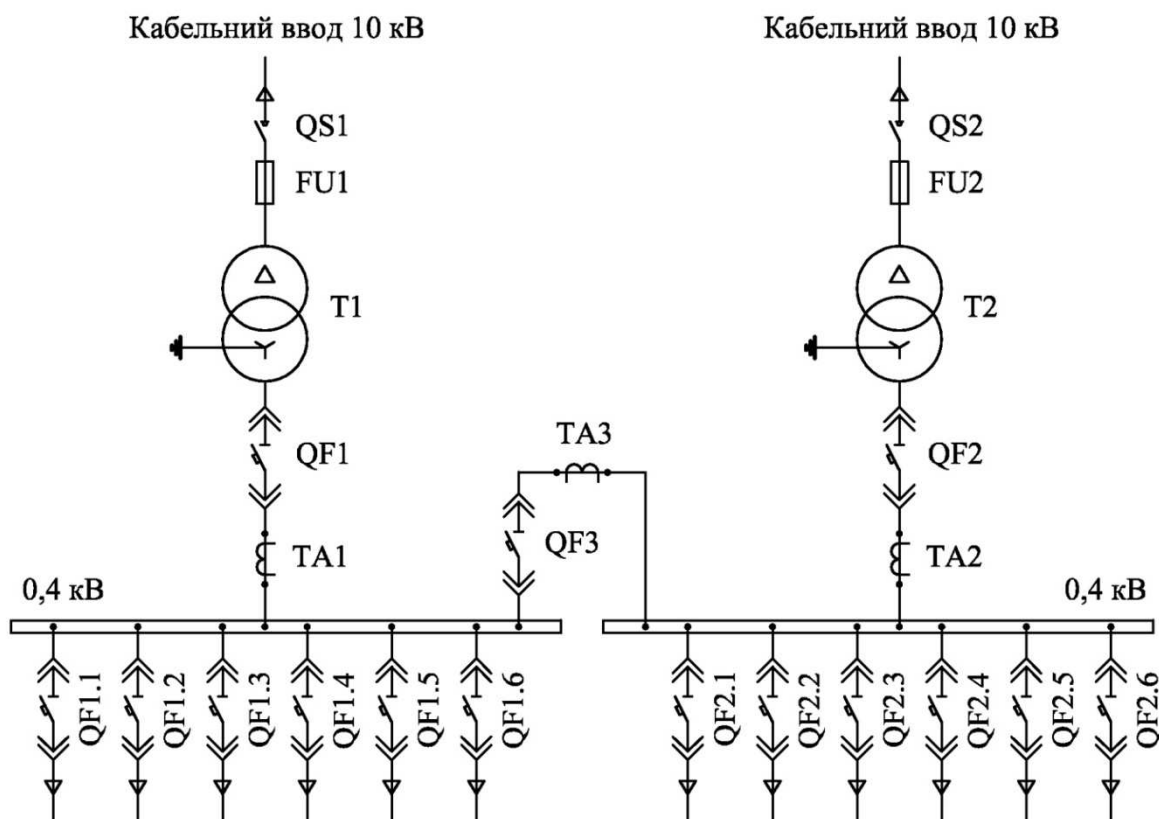


Рисунок 5.2 – Принципова однолінійна схема КТП

6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ, ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

6.1 Розрахунок струмів КЗ

За розрахунковий вид короткого замикання для вибору електричних апаратів і кабелів приймається трьохфазне КЗ. Розрахункова схема, що відповідає максимальному значенню струму короткого замикання в намічених точках мережі, представлена на рисунку 6.1, а схема заміщення – на рисунку 6.2.

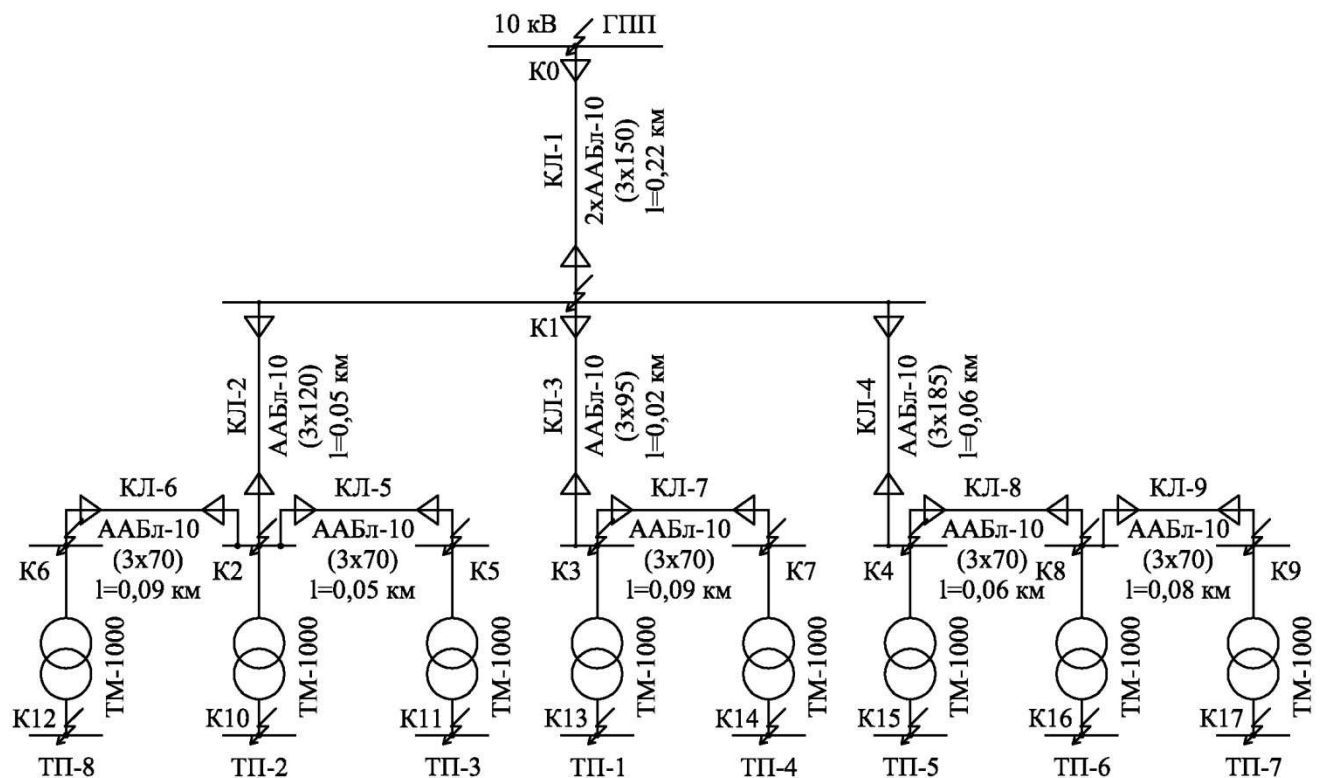


Рис.6.1 – Розрахункова схема системи електропостачання

Розрахунок опорів схеми заміщення

Індуктивний та активний опір системи:

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3}I_{K3.c}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8} = 0,758 \text{ Ом},$$

$$r_c = \frac{x_c}{25} = \frac{0,758}{25} = 0,03 \text{ Ом},$$

де $I_{K3.c} = 8 \text{ кА}$ – заданий струм КЗ на шинах 10 кВ ГПП-2.

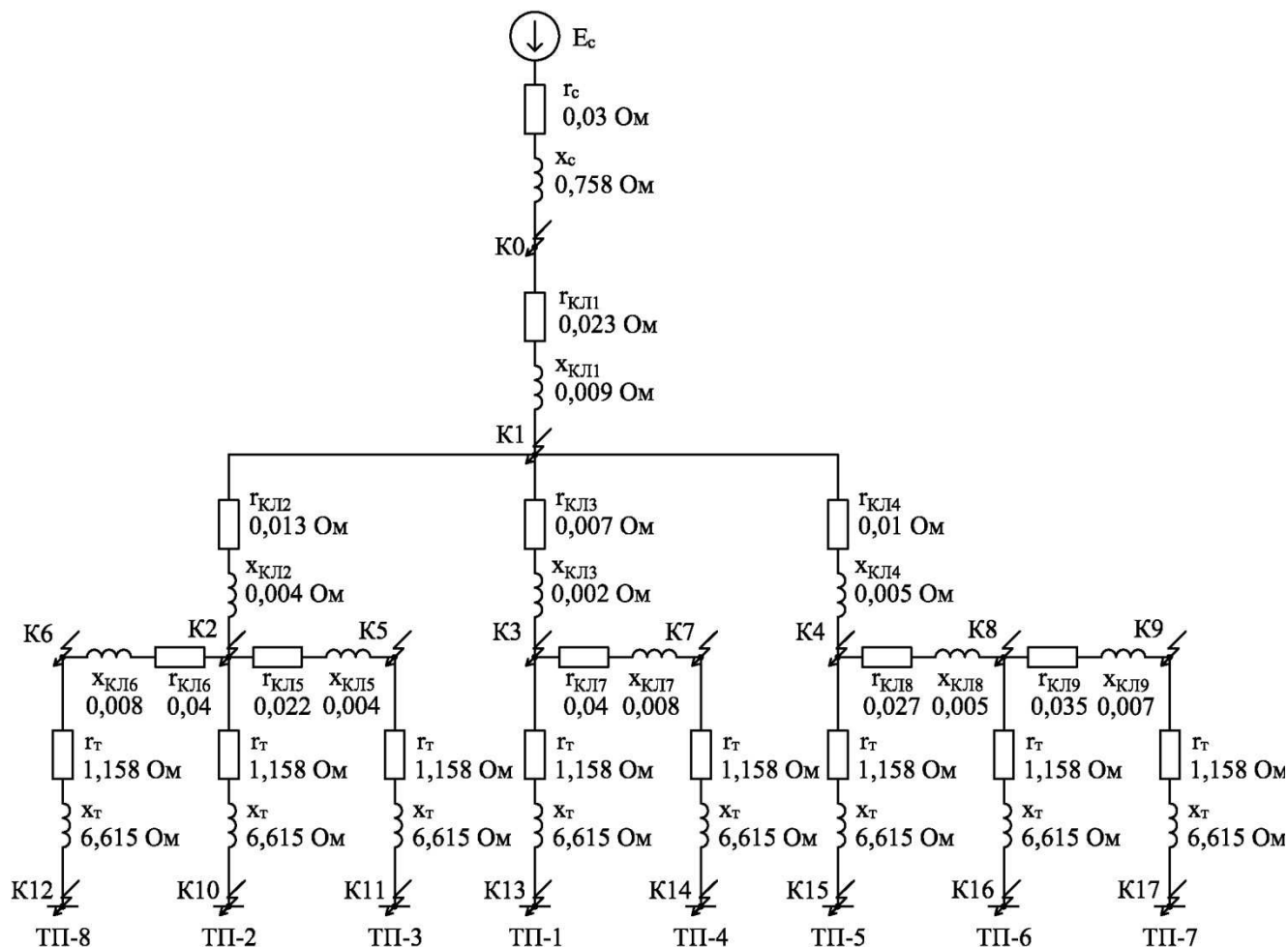


Рис.6.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Активний та індуктивний опір КЛ-1:

$$r_{KL1} = \frac{r_{0.KL1}}{n} \cdot I_{KL1} = \frac{0,206}{2} \cdot 0,22 = 0,023 \text{ Ом};$$

$$x_{KL1} = \frac{x_{0.KL1}}{n} \cdot I_{KL1} = \frac{0,079}{2} \cdot 0,22 = 0,009 \text{ Ом}.$$

Розрахунок опорів інших КЛ наведено в таблиці 6.1.

Активний та індуктивний опір цехових трансформаторів ТП (ТМ-1000/10):

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} U_{cp.ном}^2}{S_{T.ном}^2} \cdot 10^3 = \frac{10,5 \cdot 10,5^2}{1000^2} \cdot 10^3 = 1,158 \text{ Ом}.$$

$$x_T = \frac{u_{k,\%}}{100} \cdot \frac{U_{cp.ном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^3 = \frac{6}{100} \cdot \frac{10,5^2}{1000} \cdot 10^3 = 6,615 \text{ Ом}.$$

Таблиця 6.1 – Розрахунок активного та індуктивного опору КЛ

№ КЛ	Марка кабелю	n	$l_{\text{КЛ}}$, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$r_{\text{КЛ}}$, Ом	$x_{\text{КЛ}}$, Ом
КЛ-1	ААБл-10 (3х150)	2	0,22	0,206	0,079	0,023	0,009
КЛ-2	ААБл-10 (3х120)	1	0,05	0,258	0,081	0,013	0,004
КЛ-3	ААБл-10 (3х95)	1	0,02	0,326	0,083	0,007	0,002
КЛ-4	ААБл-10 (3х185)	1	0,06	0,167	0,077	0,010	0,005
КЛ-5	ААБл-10 (3х70)	1	0,05	0,443	0,086	0,022	0,004
КЛ-6	ААБл-10 (3х70)	1	0,09	0,443	0,086	0,040	0,008
КЛ-7	ААБл-10 (3х70)	1	0,09	0,443	0,086	0,040	0,008
КЛ-8	ААБл-10 (3х70)	1	0,06	0,443	0,086	0,027	0,005
КЛ-9	ААБл-10 (3х70)	1	0,08	0,443	0,086	0,035	0,007

Розрахунок струмів трифазного КЗ в точці К0

Результуючий активний та індуктивний опір схеми заміщення до точки К0:

$$r_{\text{рез0}} = r_c = 0,03 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{рез0}} = x_c = 0,758 \text{ Ом}.$$

Надперехідний струм трифазного КЗ в точці К0:

$$I''_{\text{к0}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3 \cdot (r_{\text{рез0}}^2 + x_{\text{рез0}}^2)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3 \cdot (0,03^2 + 0,758^2)}} = 8 \text{ кА}.$$

Стала часу в точці К1:

$$T_{a0} = \frac{x_{\text{рез0}}}{\omega \cdot r_{\text{рез0}}} = \frac{0,758}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,03} = 0,08 \text{ с}.$$

Ударний коефіцієнт в точці К1:

$$k_{\text{уд0}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a0}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,08}} = 1,882.$$

Ударний струм КЗ в точці К1:

$$i_{\text{уд0}} = \sqrt{2} k_{\text{уд0}} I''_{\text{к0}} = \sqrt{2} \cdot 1,882 \cdot 8 = 21,291 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ в точці К1

Результуючий активний та індуктивний опір схеми заміщення до точки К1:

$$r_{рез1} = r_c + r_{КЛ1} = 0,03 + 0,023 = 0,053 \text{ Ом};$$

$$x_{рез1} = x_c + x_{КЛ1} = 0,758 + 0,009 = 0,766 \text{ Ом}.$$

Надперехідний струм трифазного КЗ в точці К1:

$$I''_{к1} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3 \cdot (r_{рез1}^2 + x_{рез1}^2)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3 \cdot (0,053^2 + 0,766^2)}} = 7,890 \text{ кА}.$$

Стала часу в точці К1:

$$T_{a1} = \frac{x_{рез1}}{\omega \cdot r_{рез1}} = \frac{0,766}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,053} = 0,046 \text{ с}.$$

Ударний коефіцієнт в точці К1:

$$k_{уд1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,046}} = 1,805.$$

Ударний струм КЗ в точці К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} k_{уд1} I''_{к1} = \sqrt{2} \cdot 1,805 \cdot 7,890 = 20,140 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ в точці К10

Результуючий активний та індуктивний опір схеми заміщення до точки К10 (приведені до сторони 0,4 кВ):

$$\begin{aligned} r_{рез10} &= (r_c + r_{КЛ1} + r_{КЛ2} + r_T) \cdot (U_{ср.НН} / U_{ср.ВН})^2 = \\ &= (0,03 + 0,023 + 0,013 + 1,158) \cdot (0,4 / 10,5)^2 = 0,0018 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{рез10} &= (x_c + x_{КЛ1} + x_{КЛ2} + x_T) \cdot (U_{ср.НН} / U_{ср.ВН})^2 = \\ &= (0,758 + 0,009 + 0,004 + 6,615) \cdot (0,4 / 10,5)^2 = 0,0107 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

Надперехідний струм трифазного КЗ в точці К10:

$$I''_{к10} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3 \cdot (r_{рез10}^2 + x_{рез10}^2)}} = \frac{0,4}{\sqrt{3 \cdot (0,0018^2 + 0,0107^2)}} = 21,257 \text{ кА.}$$

Стала часу в точці К10:

$$T_{a10} = \frac{x_{рез10}}{\omega \cdot r_{рез10}} = \frac{0,0107}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,0018} = 0,019 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт в точці К10:

$$k_{уд10} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a10}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,019}} = 1,594.$$

Ударний струм КЗ в точці К10:

$$i_{уд10} = \sqrt{2} k_{уд10} I''_{к10} = \sqrt{2} \cdot 1,594 \cdot 21,257 = 47,926 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ в інших точках системи електропостачання наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Результати розрахунку струмів КЗ в системі електропостачання виробничого корпусу

№ точки КЗ	$r_{рез}$, Ом	$x_{рез}$, Ом	$I''_к$, кА	T_a , с	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
0	0,03	0,758	8	0,08	1,882	21,291
1	0,053	0,766	7,89	0,046	1,805	20,14
2	0,066	0,771	7,839	0,037	1,764	19,561
3	0,059	0,768	7,869	0,041	1,784	19,853
4	0,063	0,771	7,836	0,039	1,774	19,655
5	0,088	0,775	7,774	0,028	1,7	18,688
6	0,106	0,778	7,719	0,023	1,653	18,039
7	0,099	0,776	7,75	0,025	1,696	18,29
8	0,09	0,776	7,758	0,028	1,696	18,607
9	0,125	0,783	7,644	0,02	1,606	17,358
10	0,0018	0,0107	21,257	0,019	1,594	47,926

№ точки КЗ	$r_{рез}, \text{Ом}$	$x_{рез}, \text{Ом}$	$I''_к, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$k_{уд}$	$i_{уд}, \text{кА}$
11	0,0018	0,0107	21,234	0,019	1,589	47,714
12	0,0018	0,0107	21,216	0,019	1,585	47,545
13	0,0018	0,0107	21,266	0,019	1,596	47,993
14	0,0018	0,0107	21,226	0,019	1,586	47,611
15	0,0018	0,0107	21,257	0,019	1,595	47,948
16	0,0018	0,0107	21,23	0,019	1,589	47,693
17	0,0019	0,0107	21,194	0,018	1,58	47,357

6.2 Вибір кабелів напругою 10 кВ для високовольтної мережі

Вибір кабельних ліній 10 кВ здійснено за допустимим тривалим струмом та допустимим струмом перевантаження на період ліквідації післяаварійного режиму в розділі 3 «Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання». Обрано кабелі з алюмінієвими жилами з паперовою просоченою ізоляцією марки ААБл-10.

Після визначення струмів КЗ проведено перевірку КЛ-10 кВ за умовою термічної стійкості під час КЗ.

Мінімальний переріз КЛ-1 (ГПП – ЦРП) за умовою термічної стійкості:

$$F_{\min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_{к0}} = \frac{1}{94} \sqrt{135,7 \cdot 10^3} = 124 \text{ мм}^2,$$

де $C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – розрахунковий термічний коефіцієнт для кабелів напругою 10 кВ з паперовою ізоляцією [1];

$B_{к0}$ – тепловий імпульс при КЗ на початку КЛ-1 в точці К0:

$$B_{к0} = I_{к0}^2 (t_{відк} + T_{a0}) = 8^2 (2,04 + 0,08) = 135,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{відк}$ – мінімальний час відключення КЗ пристроями РЗА, с.

Кабельна лінія 2хААБл-10 (3х150 мм²) відповідає умові термічної стійкості.

Мінімальний переріз КЛ-9 (ТП-6 – ТП-7) за умовою термічної стійкості:

$$F_{\min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_{\text{к8}}} = \frac{1}{94} \sqrt{34,16 \cdot 10^3} = 62 \text{ мм}^2,$$

де $C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – розрахунковий термічний коефіцієнт для кабелів напругою 10 кВ з паперовою ізоляцією [1];

$B_{\text{к8}}$ – тепловий імпульс при КЗ на початку КЛ-9 в точці К8:

$$B_{\text{к8}} = I_{\text{к8}}^2 (t_{\text{відк}} + T_{\text{а8}}) = 7,758^2 (0,54 + 0,03) = 34,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Кабель марки ААБл-10 (3х35 мм²) не відповідає умові термічної стійкості, тому приймається кабель марки ААБл (3х70 мм²), $I_{\text{доп}} = 162 \text{ А}$ [5]

Перевірку інших КЛ проведено аналогічно. Результати перевірки наведено в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Результати розрахунків з вибору КЛ-10 кВ

№ КЛ	$I''_{\text{к}}, \text{кА}$	$t_{\text{відк}}, \text{с}$	$T_{\text{а}}, \text{с}$	$C, \text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$F_{\min}, \text{мм}^2$	Марка кабелю	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
КЛ-1 (ГПП - ЦРП)	8	2,04	0,08	94	135,7	124	ААБл-10 (3х150)	246
КЛ-2 (ЦРП - ТП-2)	7,89	0,54	0,046	94	36,49	64	ААБл-10 (3х120)	218
КЛ-3 (ЦРП - ТП-1)	7,89	0,54	0,046	94	36,49	64	ААБл-10 (3х95)	192
КЛ-4 (ЦРП - ТП-5)	7,89	0,54	0,046	94	36,49	64	ААБл-10 (3х185)	275
КЛ-5 (ТП-2 - ТП-3)	7,839	0,54	0,037	94	35,47	63	ААБл-10 (3х70)	162
КЛ-6 (ТП-2 - ТП-8)	7,839	0,54	0,037	94	35,47	63	ААБл-10 (3х70)	162
КЛ-7 (ТП-1 - ТП-4)	7,869	0,54	0,041	94	35,98	64	ААБл-10 (3х70)	162
КЛ-8 (ТП-5 - ТП-6)	7,836	0,54	0,039	94	35,55	63	ААБл-10 (3х70)	162
КЛ-9 (ТП-6 - ТП-7)	7,785	0,54	0,028	94	34,16	62	ААБл-10 (3х70)	162

6.3 Вибір електричних апаратів високої напруги

Вибір вимикачів

Прийнято до встановлення в шафах ЦРП-10 кВ вакуумні вимикачі типу ВР1-10-20/630 [8]:

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$; $i_{\text{ном.відкл}} = 20 \text{ кА}$; $i_{\text{т}} = 20 \text{ кА}$; $t_{\text{т}} = 3 \text{ с}$; $I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$; $t_{\text{в}} = 0,04 \text{ с}$; $\beta_{\text{н}} = 0,4$.

В таблиці 6.4 наведено результати розрахунків з перевірки умов вибору для вимикачів вводів 10 кВ, як тих, що працюють в найважчих умовах. Вимикачі на лініях, що відходять до ТП, та секційний вимикач задовольняють цим умовам.

Таблиця 6.4 – Результати розрахунків з вибору вимикачів 10 кВ в ЦРП

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ = 10 кВ
Довготривалий струм	$I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	540 А < 630 А
Струм динамічної стійкості: - Симетричний - Асиметричний	$I''_{\text{к1}} \leq I_{\text{дин}}$ $i_{\text{y1}} \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{дин}}$	7,89 кА < 52 кА 20,14 кА < 132,37 кА
Номінальний струм відключення: - Симетричний - Асиметричний	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.відкл}}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + I_{\text{а.т}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.відкл}} (1 - \beta_{\text{н}})$	7,89 кА < 20 кА 11,159 кА < 16,97 кА
Термічна стійкість	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	98,7 кА ² ·с < 1200 кА ² ·с

Максимальний робочий струм:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{9355,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 540 \text{ А.}$$

Номінальний асиметричний струм динамічної стійкості:

$$1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{дин}} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 52 = 132,37 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ для моменту розходження контактів:

$$I_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I''_{\text{к1}} \cdot e^{-\frac{\tau}{t_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 7,89 \cdot e^{-\frac{1,54}{0,08}} \approx 0 \text{ кА,}$$

де $\tau = t_{\text{в}} + t_{\text{рз.мін}} = 0,04 + 1,5 = 1,54 \text{ с}$ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів; $t_{\text{рз.мін}} = 1,5 \text{ с}$ – мінімальний час дії релейного захисту.

Повний струм КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + I_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 7,89 + 0 = 11,159 \text{ кА.}$$

Номінальний асиметричний струм відключення:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ВІДКЛ}} (1 - \beta_n) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 - 0,4) = 16,97 \text{ кА.}$$

Тепловий імпульс:

$$B_k = I_{к1}^2 (t_{\text{ВІДК}} + T_{a1}) = 7,89^2 (1,54 + 0,046) = 98,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_T^2 \cdot T_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Вибір вимикачів навантаження

Прийнято до встановлення в ТП вимикачі навантаження ВНА-10/400-20:

$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$; $I_T = 20 \text{ кА}$; $t_T = 3 \text{ с}$; $I_{\text{ДИН}} = 50 \text{ кА}$.

В таблиці 6.5 наведено результати розрахунків з перевірки умов вибору для вимикачів навантаження 10 кВ встановлених на ТП-1, як тих, що працюють в найважчих умовах. Вимикачі навантаження 10 кВ в інших ТП задовольняють цим умовам.

Таблиця 6.5 – Результати розрахунків з вибору вимикачів навантаження 10 кВ

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	10 кВ = 10 кВ
Довготривалий струм	$I_{p.\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	77 А < 400 А
Струм динамічної стійкості: - Симетричний - Асиметричний	$I''_{к3} \leq I_{\text{ДИН}}$ $i_{y3} \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ДИН}}$	7,869 кА < 50 кА 19,853 кА < 127,28 кА
Термічна стійкість	$B_{к3} \leq I_T^2 \cdot t_T$	35,98 кА ² ·с < 1200 кА ² ·с

Максимальний робочий струм визначається з урахуванням можливого перевантаження трансформаторів ТП на 40% при аваріях та ремонтах:

$$I_{p.\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 77 \text{ А.}$$

Номінальний асиметричний струм динамічної стійкості:

$$1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{дин}} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 50 = 127,28 \text{ кА.}$$

Тепловий імпульс:

$$B_{\text{кз}} = I_{\text{кз}}^2 (t_{\text{відк}} + T_{\text{аз}}) = 7,869^2 (0,54 + 0,041) = 35,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_{\text{т}}^2 \cdot T_{\text{т}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Вибір плавких запобіжників

Прийнято до встановлення в ТП на стороні 10 кВ трансформаторів плавкі запобіжники типу ПКТ-113-10-125-31,5:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{п.в.}} = 125 \text{ А}; I_{\text{п.відкл}} = 31,5 \text{ кА}; t_{\text{т}} = 3 \text{ с}; I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА.}$$

В таблиці 6.6 наведено результати розрахунків з перевірки умов вибору запобіжників.

Таблиця 6.6 – Результати розрахунків з вибору запобіжників 10 кВ в ТП

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ = 10 кВ
Довготривалий струм плавкої вставки	$2I_{\text{т.ном}} \leq I_{\text{п.в.}}$	110 А < 125 А
Чутливість захисту	$K_{\text{ч}} \geq 3$	5,6 > 3
Відключаюча здатність	$I_{\text{кз}}'' \leq I_{\text{п.відкл}}$	7,869 кА < 31,5 кА

Коефіцієнт чутливості запобіжників при двофазному КЗ на стороні 0,4 кВ трансформатора ТП-7:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{п.в.}}} = \frac{0,865 \cdot I_{\text{к17}}}{I_{\text{п.в.}}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{0,865 \cdot 21194}{125} \cdot \frac{0,4}{10,5} = 5,6.$$

Вибір трансформаторів струму

У ввідних шафах ЦРП-10 кВ прийнято до встановлення трансформатори струму (2 шт.) типу ТОЛУ-10-2 [9]:

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}; I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А};$ класи точності вторинних обмоток – 0,5S; 0,5; 10P; $S_{2\text{ном}} = 10 \text{ ВА}$ (при $\cos \phi = 0,8$); $I_{\text{т}} = 18 \text{ кА}; t_{\text{т}} = 3 \text{ с}; I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА.}$

В таблиці 6.7 наведено результати розрахунків з вибору трансформаторів струму у ввідних шафах 10 кВ.

Таблиця 6.7 – Результати розрахунків з вибору трансформаторів струму у ввідних шафах 10 кВ

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга	$U_{вст} \leq U_{ном}$	10 кВ = 10 кВ
Довготривалий струм	$I_{р.мах} \leq I_{1ном}$	540 А < 600 А
Динамічна стійкість	$i_{y1} \leq I_{дин}$	20,14 кА < 90 кА
Термічна стійкість	$B_{к1} \leq I_T^2 \cdot t_T$	129,86 кА ² ·с < 972 кА ² ·с

Максимальний робочий струм:

$$I_{р.мах} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{9355,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 540 \text{ А.}$$

Тепловий імпульс:

$$B_{к1} = I_{к1}^2 (T_{відк} + T_{а1}) = 7,89^2 (2,04 + 0,046) = 129,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_T^2 \cdot T_T = 18^2 \cdot 3 = 972 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В шафі секційного вимикача ЦРП-10 кВ прийнято до встановлення трансформатори струму (2 шт.) типу ТОЛУ-10-2 [9]:

$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$; $I_{1ном} = 300 \text{ А}$; $I_{2ном} = 5 \text{ А}$; класи точності вторинних обмоток – 0,5S; 0,5; 10Р; $S_{2ном} = 10 \text{ ВА}$ (при $\cos \phi = 0,8$); $I_T = 14,4 \text{ кА}$; $t_T = 3 \text{ с}$; $I_{дин} = 72 \text{ кА}$.

Таблиця 6.8 – Результати розрахунків з вибору трансформаторів струму в шафі секційного вимикача 10 кВ

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга	$U_{вст} \leq U_{ном}$	10 кВ = 10 кВ
Довготривалий струм	$I_{р.мах} \leq I_{1ном}$	270 А < 300 А
Динамічна стійкість	$i_{y1} \leq I_{дин}$	20,14 кА < 72 кА
Термічна стійкість	$B_{к1} \leq I_T^2 \cdot t_T$	98,74 кА ² ·с < 622,08 кА ² ·с

Максимальний робочий струм:

$$I_{р.мах} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{4678}{\sqrt{3} \cdot 10} = 270 \text{ А.}$$

Тепловий імпульс:

$$B_{к1} = I_{к1}^2 (T_{відк} + T_{a1}) = 7,89^2 (1,54 + 0,046) = 98,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_T^2 \cdot T_T = 14,4^2 \cdot 3 = 622,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В шафах вимикачів ліній, що відходять від ЦРП-10 кВ, прийнято до встановлення трансформатори струму (2 шт.) типу ТОЛУ-10-2 [9]:

$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$; $I_{1ном} = 80 \text{ А}$; $I_{2ном} = 5 \text{ А}$; класи точності вторинних обмоток – 0,5S; 0,5; 10P; $S_{2ном} = 10 \text{ ВА}$ (при $\cos \phi = 0,8$); $I_T = 7,2 \text{ кА}$; $t_T = 3 \text{ с}$; $I_{дин} = 27,5 \text{ кА}$.

Таблиця 6.9 – Результати розрахунків з вибору трансформаторів струму в шафах вимикачів ліній 10 кВ

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга	$U_{вст} \leq U_{ном}$	10 кВ = 10 кВ
Довготривалий струм	$I_{р.мах} \leq I_{1ном}$	77А < 80А
Динамічна стійкість	$i_{y1} \leq I_{дин}$	20,14 кА < 27,5 кА
Термічна стійкість	$B_{к1} \leq I_T^2 \cdot t_T$	37,14 кА ² ·с < 155,52 кА ² ·с

Максимальний робочий струм визначається з урахуванням можливого перевантаження трансформаторів ТП на 40% при аваріях та ремонтах:

$$I_{р.мах} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 77 \text{ А.}$$

Тепловий імпульс:

$$B_{к1} = I_{к1}^2 (T_{відк} + T_{a1}) = 7,89^2 (0,54 + 0,046) = 36,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_T^2 \cdot T_T = 7,2^2 \cdot 3 = 155,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Перевірку трансформаторів струму за умовами вторинного навантаження виконано у розділі 7 «Розробка системи автоматизованого обліку та моніторингу електроенергії».

Вибір трансформаторів власних потреб

До ЕП власних потреб ЦРП відносяться робоче та аварійне освітлення, опалення, кола оперативного струму, релейний захист, автоматика та телемеханіка. Розрахунок потужності споживачів наведено у таблиці 6.10.

Таблиця 6.10 – Розрахунок потужності споживачів власних потреб ЦРП

Споживачі	Потужність приймача			Кільк., шт.	Встановлена потужність	
	P, кВт	cos φ	tg φ		P _{вст} , кВт	Q _{вст} , квар
Опалення і освітлення	8	0,97	0,25	1	8	2
Споживання оперативними колами	3	0,97	0,25	1	3	0,75
Всього:					11	2,75

Встановлена повна потужність навантаження власних потреб:

$$S_{\text{вст}} = \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2} = \sqrt{11^2 + 2,75^2} = 11,34 \text{ ВА.}$$

Розрахункове навантаження трансформаторів власних потреб:

$$S_p = K_{\Pi} \cdot S_{\text{вст}} = 0,8 \cdot 11,34 = 9,07 \text{ кВА,}$$

де k_c – коефіцієнт попиту.

На ЦРП-10 кВ передбачено змінний оперативний струм. Прийнято до встановлення два трансформатори власних потреб (ТВП), приєднані до вводів 10 кВ. На стороні низької напруги ТВП живлять кожний свою секцію з АВР на міжсекційному зв'язку.

Обираємо трансформатори типу ТСЛ-10/10:

$$S_{\text{т.ном}} = 10 \text{ кВА; } U_{\text{вн}} = 10,5 \text{ кВ; } U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ.}$$

Коефіцієнт завантаження ТВП:

$$K_3 = \frac{S_p}{N \cdot S_{\text{т.ном}}} = \frac{9,07}{2 \cdot 10} = 0,45.$$

7 РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО ОБЛІКУ ТА МОНІТОРИНГУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Відповідно до [6] під час проектування промислових підприємств має бути передбачено централізоване (диспетчерське) керування системою електропостачання з застосуванням автоматизованої системи керування електропостачанням підприємства. Її потрібно застосовувати комплексно в складі автоматизованої системи управління енергогосподарством підприємства (АСКТП), що здійснює керування та контроль постачання усіх видів енергоносіїв (електроенергії, газу, води, повітря та тепла).

В якості програмно-апаратної системи АСКТП використовують SCADA системи, що забезпечують такі функції:

- контролювання стану об'єктів автоматизації;
- дистанційне керування об'єктами автоматизації;
- формування аварійних сигналів та попереджувальних повідомлень;
- ведення протоколу подій та всіх дій оператора;
- розмежування прав доступу користувачів до різних функцій та даних;
- забезпечення динамічної кольорової індикації (на моніторах) схем енергооб'єктів;
- автоматичне виконання заздалегідь розроблених послідовностей перемикачів із контролем правильності операцій;
- автоматизація контролю безпеки у місцях виконання робіт;
- блокування помилкових дій під час керування пристроями;
- інтеграція з обладнанням телемеханіки, мікропроцесорними терміналами РЗА різних виробників;
- автоматична самодіагностика стану обладнання системи;
- конфігурування форми журналів подій та аварійних сигналів у системі;
- оперативне ведення списку блокувань щодо управління, сигналізації, повідомлень;
- ідентифікація аварійних повідомлень та сигналів залежно від їхньої важливості;

- моніторинг та оцінка стану високовольтних вимикачів;
- дистанційний перегляд та зміна уставок в мікропроцесорних пристроях РЗА, зчитування та зберігання осцилограм аварійних процесів;
- можливість організації інформаційного обміну з пристроями та системами вищого рівня, наприклад, оператора системи розподілу електроенергії, з використанням стандартних протоколів: IEC 61850, IEC 60870-5-101/104, OPC згідно з ДСТУ CLC IEC/TR 62541-1, ModBUS згідно з ДСТУ ENIEC 62769-115-2 тощо.

На підприємстві має бути створена автоматична система збору інформації від мікропроцесорних пристроїв РЗА як підсистема АСКТП. Також потрібно передбачати систему реєстрації аварійних подій як підсистему АСКТП, яка повинна будуватись на базі реєстраторів аварійних подій, що не входять до складу мікропроцесорних пристроїв захисту. Видача інформації від обох підсистем повинна видаватись на автоматизовані робочі місця оперативного персоналу (осцилограми, струми КЗ, дата та час події, відстань до місць пошкодження тощо) щодо будь-якого аварійного процесу, в якому задіяна система РЗА в єдиному форматі, незалежно від виробника пристроїв РЗА та реєстраторів аварійних подій.

7.1 Основні функції та задачі системи АСКОЕ на підприємстві

Облік електроенергії потрібно виконувати відповідно до вимог ПУЕ [4] та Кодексу комерційного обліку електроенергії. Вузли обліку електроенергії та відповідні точки комерційного обліку потрібно установлювати на межах балансової відповідальності між промисловим підприємством та оператором системи розподілу. Як розрахункові лічильники потрібно використовувати багатофункціональні (багатозонні) електронні прилади обліку електроенергії, які дозволяють їх інтеграцію в АСКОЕ по цифрових інтерфейсах.

Всі засоби обліку підприємства потрібно об'єднувати в АСКОЕ, яка має забезпечувати:

- точний і безперервний облік (із заданою періодичністю) споживання або передачі електроенергії в кожній точці обліку;

- автоматизований збір інформації зі всіх вимірювачів та передавання даних про споживання до відповідного вузла збору та обробки інформації системи;
- можливість довгострокового зберігання зібраної інформації;
- аналіз отриманих даних з метою оптимізації витрат на передавання або споживання електроенергії;
- аналіз отриманих даних з метою виявлення несанкціонованого споживання електроенергії;
- контролювання балансу споживання електроенергії на різних рівнях і ділянках мережі за допомогою групових засобів обліку, встановлених у вузлових пунктах мережі;
- оперативне автоматичне контролювання процесу споживання електроенергії, оплати її та технічного стану системи, виявлення аварійних ситуацій і порушень у споживанні електроенергії;
- підготовку даних для розрахунків оплати за спожиту електроенергію з урахуванням добових тарифних зон і коефіцієнтів;
- можливість оперативної параметризації засобів обліку за допомогою портативних апаратно-програмних засобів.

Апаратура та лінії зв'язку АСКОЕ мають відповідати нормативним вимогам до систем комерційного обліку.

7.2 Структура АСКОЕ та вибір обладнання

АСКОЕ є багаторівневою ієрархічною системою. Її архітектура, в залежності від конкретного типу об'єкту, може бути дворівневою або багаторівневою. Найнижчий рівень складається з первинних вимірювачів (лічильник електроенергії, вимірювальні трансформатори струму та напруги, вторинні вимірювальні кола), об'єднаних в мережу за яким-небудь вбудованим до них протоколом (RS-485, Ethernet, GSM, GPRS, ZigBee). Цей рівень виконує вимірювання параметрів споживання електроенергії в точці обліку, реєстрацію

подій, їх зберігання в пам'яті електронного лічильника та передавання інформації в цифровому вигляді через канали зв'язку на другий рівень.

Другий рівень складають пристрої збирання та передавання даних (ПЗПД) на базі контролерів, які безперервно опитують первинні вимірювачі. ПЗПД отримують від лічильників данні обліку електроенергії, звіти про події й передають інформацію від декількох лічильників на вищий рівень. ПЗПД також забезпечує наскрізний доступ з вищого рівня безпосередньо до лічильників. Цим рівнем може бути обмежена підстанція (дворівнева АСКОЕ). Комплекс обладнання, що входить до цього рівня, називають інформаційно-обчислювальним комплексом електроустановки, наприклад ГПП, ЦРП чи виробничого цеху підприємства.

Третій рівень містить технічні засоби прийому-передавання даних та робочу станцію (автоматизоване робоче місце на базі персонального комп'ютера для візуалізації її локальних процесів). Збирання даних можуть виконувати сервери, які пов'язані зі всіма локальними ПЗПД певним протоколом. Поточним рівнем може бути обмежено регіональну електричну мережу.

Найвищий рівень утворює центральний вузол збирання даних, сервери якого пов'язані зі всіма вузлами регіональних мереж по високошвидкісному каналу передавання інформації. Так само, як і на другому рівні, регіональний та центральний вузли збирання даних обладнано робочими станціями.

Структурна схема системи АСКОЕ, що розробляється в рамках кваліфікаційної роботи представлена на рисунку 7.1. Система є багаторівневою і складається з лічильників електроенергії, ПЗПД та автоматизованого робочого місця (АРМ).

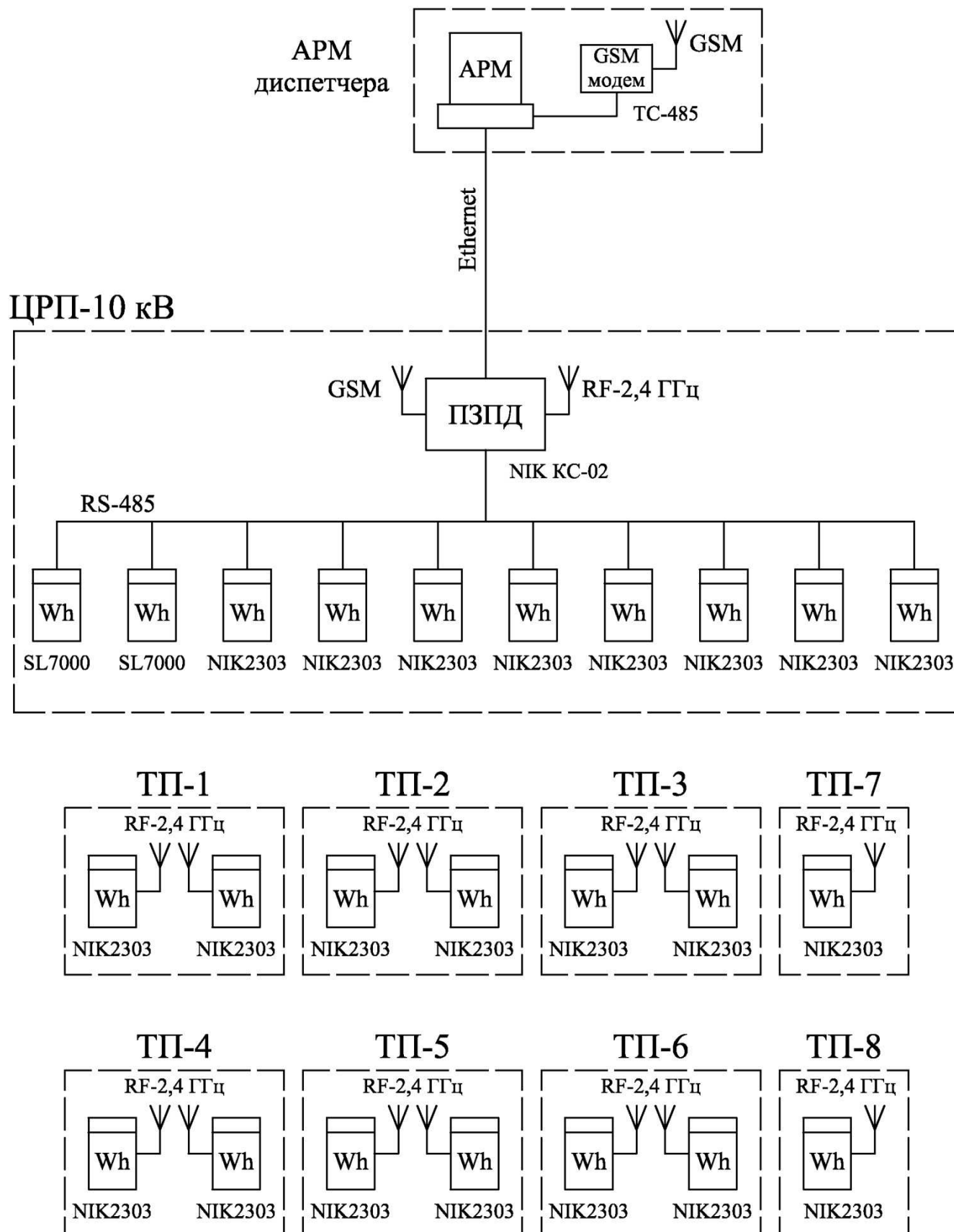


Рисунок 7.1 – Структурна схема АСКОЕ виробничого корпусу заводу

В якості лічильників комерційного обліку у ввідних шафах ЦРП-10 кВ на межі зони відповідальності встановлено багатофункціональні лічильники електроенергії SL7000 Smart [10], зовнішній вигляд яких представлено на рисунку 7.2. Лічильник являє собою програмований електронний прилад, що забезпечує вимірювання електричної енергії та потужності, а також моніторинг та контроль параметрів електричної мережі та якості напруги. Лічильник має декілька комунікаційних інтерфейсів та має розширені функціональні можливості, що дозволяє організувати облік електроенергії за декількома тарифами, автоматичне зчитування та архівацію даних вимірювань у складі АСКОЕ.



Рисунок 7.2 – Зовнішній вигляд лічильника SL7000

Лічильник SL7000 виконує вимірювання та обчислення великої кількості параметрів (активна, реактивна та повна потужність в одному або двох напрямках, електроенергія, миттєві, мінімальні, максимальні, середньоквадратичні значення частоти, фазних напруг та струмів) та запис графіків навантаження по 16 каналах. В пам'яті зберігаються архівні набори даних вимірювань, а в електронному журналі – до 500 записів про події вимірювань параметрів мережі та якості електроенергії. Прилад має потужний тарифікаційний модуль, що дозволяє вести багатотарифний облік 10 видів енергії

та потужності за незалежними тарифними схемами, які містять до 24 варіантів добових графіків для 8 різних зонних тарифів.

Технічні параметри лічильника SL7000 моделі SL761B071 наведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Технічні характеристики лічильника SL7000 моделі SL761B071

Параметр	Опис	Значення
Схема включення	3 або 4 дроти (програмується)	
Тип включення	Через ТС, ТН	
Вимірювання енергії / навантаження	Активна, реактивна, повна (розрахункова) енергії (імпорт і експорт)	
Режим вимірювання активної енергії	4 можливих алгоритми (програмується)	
Функції багатотарифності	Вбудований годинник, що керує тарифним календарем (12 сезонів, 24 добових графіки, 16 моментів переходу з тарифу на тариф, 100 спеціальних днів)	
Запис графіків навантаження	16 (2x8) графіків навантаження	
Моніторинг параметрів	Зникнення, зниження і підвищення напруги, пофазний контроль і розрахунок сумарного коефіцієнта гармонік і форми хвилі для струму і напруги	
Клас точності	активна енергія	0,5S
	реактивна енергія	2,0
Номінальна напруга	Програмується з ряду стандартних значень в діапазоні від 3x57,7/100 В до 3x277/480 В, автоналаштування	
Робочий діапазон напруги		від 0,8 $U_{ном}$ до 1,15 $U_{ном}$
Струм	номінальний	5 А
	максимальний	10 А
	стартовий	не більше 5 мА
Власне споживання (пофазно)	в ланцюгах напруги	2 Вт (10 ВА)
	в ланцюгах струму	1 ВА
Послідовний інтерфейс	RS232/RS485+RS232/RS485	роз'єми типу RJ45
Швидкість передачі даних		від 9600 до 19200 бод
Додаткове живлення від зовнішнього джерела		AC: 57,7-415 В DC: 48-240 В

Лічильник SL7000 є повністю програмованим приладом. Програмування й зчитування даних виконуються за допомогою програмного пакету AIMS Pro або ACE Pilot, що працює в середовищі ОС Windows.

В якості лічильників технічного обліку в шафах ліній, що відходять від ЦРП-10 кВ, встановлено лічильники електроенергії NIK 2303 [11], зовнішній вигляд якого зображено на рисунку 7.3. Лічильники призначені для вимірювання активної електричної енергії з класом точності 1,0 та реактивної електроенергії з класом точності 2,0. В лічильниках NIK2303 встановлено основний інтерфейс (оптичний порт) та один додатковий інтерфейс (RS-485, RS-232, радіоінтерфейс 2,4 ГГц, струмова петля, GSM/GPRS, Ethernet, PLC). Лічильники мають вбудований в мікроконтролер годинник реального часу з календарем. Дані годинника використовуються для тарифікації, формування періодів інтегрування середньої потужності та реєстрації подій з часовою міткою. Технічні характеристики лічильника моделі NIK 2303 ART T.1200.0.15 наведено в таблиці 7.2.



Рисунок 7.3 – Зовнішній вигляд лічильника NIK 2303

Таблиця 7.2 – Технічні характеристики лічильника NIK 2303 ART T.1200.0.15

Параметр	Опис	Значення
Клас точності	активна енергія	1,0
	реактивна енергія	2,0
Тип включення	Через ТС, ТН	
Номінальна напруга		3x57,7/100 В
Допустиме відхилення напруги		від 0,8 $U_{ном}$ до 1,15 $U_{ном}$
Струм	номінальний	5 А
	максимальний	10 А
	стартовий	не більше 10 мА
Власне споживання (пофазно)	в ланцюгах напруги	2 Вт (10 ВА)
	в ланцюгах струму	0,05 ВА
Інтерфейси	Оптичний порт; RS485	
Швидкість передачі даних		9600 бод
Фіксування подій в пам'яті лічильника	Завищення напруги; заниження напруги; зникнення напруги; поява напруги; установка годинника лічильника; введення неправильного пароля; установка тарифної моделі	
Кількість тарифних зон		до 4
Зберігання даних	профілю навантаження	180 діб
	спожита енергія за добу	180 діб
	спожита енергія за місяць	48 місяців
	середні значення напруги	10 діб
Функції багатотарифності	Вбудований годинник, що керує тарифним календарем (12 сезонів, 10 профілів тижнів, до 16 профілів днів, до 30 днів свят)	
Основна абсолютна похибка вбудованого годинника		$\pm 0,5$ с/доба

Зв'язок лічильників комерційного та технічного обліку (всього 10 лічильників), що встановлені в ЦРП-10 кВ, з другим рівнем системи АСКОЕ (ПЗПД) здійснюється по інтерфейсу RS-485, який об'єднує всі пристрої. В якості фізичного каналу передавання інформації застосовується екранований кабель «вита пара». Сигнал передається за диференційною схемою (рисунок 7.4), в якій рівні сигналу в ланцюгах А і В змінюються в протифазі.

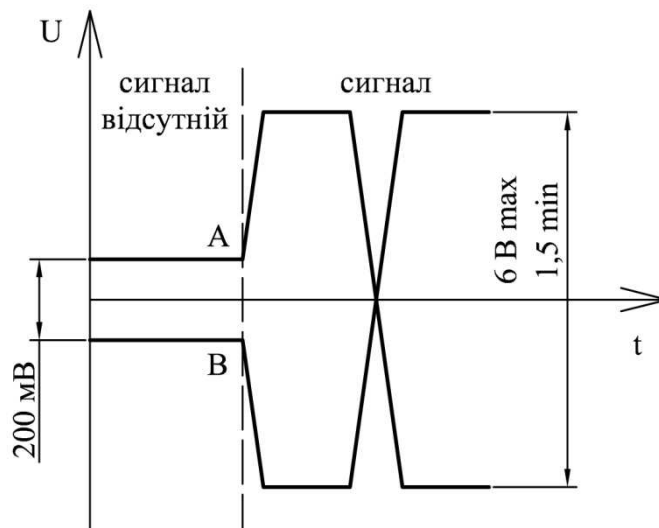


Рисунок 7.4 – Форма сигналу в ланцюгах інтерфейсу RS-485

Протокол RS-485 може працювати в двох режимах: персоніфікованому (Unicast) та широкотрансляційному (Broadcast). В режимі Unicast ПЗПД надсилає команду запит тільки одному лічильнику й очікує на відповідь в інтервалі визначеного часу. Такий режим використовується під час опитування лічильників. В режимі Broadcast запит надсилається всім приладам, при цьому відповідь не очікується. Наприклад, команда всім лічильникам для синхронізації внутрішнього часу.

Технічний облік на стороні 0,4 кВ трансформаторів 10/0,4 кВ ТП виконаний лічильниками електроенергії типу NIK 2303 ART T.1400.0.11 [11], які оснащені модулем інтерфейсу радіоканалу 2,4 ГГц. Номінальна напруга даного лічильника 3x220/380 В.

В якості каналу зв'язку між лічильниками в ТП та ПЗПД використовується радіозв'язок на частоті 2,4 ГГц. З метою збільшення зони стійкого радіозв'язку з приладами обліку додатково встановлюються ретранслятори типу РТ-01, оснащені модулем радіозв'язку НІК-002. Зовнішній вигляд ретранслятора представлений на рисунку 7.5.



Рисунок 7.5 – Зовнішній вигляд ретранслятора РТ-01

На другому рівні системи АСКОЕ використано контролер збору даних з приладів обліку NIK KC-02 [12], зовнішній вигляд якого зображено на рисунку 7.6. Контролер являє собою автономний пристрій, призначений для зберігання даних про споживання електричної енергії, отриманих з приладів обліку, й передачі їх на сервер.



Рисунок 7.6 – Зовнішній вигляд контролера збору даних NIK KC-02

Збір даних контролером з лічильників комерційного та технічного обліку, встановлених в ЦРП-10 кВ, здійснюється за допомогою інтерфейсу RS-485, а з лічильників технічного обліку, встановлених в ТП, – по радіоканалу на частоті 2,4 ГГц за допомогою вбудованого радіомодуля з зовнішньою антеною. Одночасно з контролером можуть з'єднуватись всі лічильники, об'єднані в систему АСКОЕ.

Для передавання даних на верхній рівень використовується Ethernet, а в якості резервного каналу зв'язку – мобільний зв'язок (GPRS зв'язок).

Основні технічні характеристики контролера NIK KC-02 наведено в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 – Основні технічні характеристики контролера NIK KC-02

Об'єм енергонезалежної пам'яті	300 Мб
Об'єм оперативної пам'яті	60 Мб
Процесор	ARM Cortex-A5
Частота центрального процесора	536 МГц
Робоча частота радіомодуля	2,4 ГГц
Вихідна потужність радіомодуля	+17 дБм
Робочі діапазони GSM/GPRS модема	900/1800/1900 МГц
Номинальна напруга живлення	3x230/400 В, 50 Гц
Встановлені інтерфейси в базовому виконанні	GSM/GPRS модем; Контролер Ethernet 10/100 Base-T; RS-485; USB
Робочий діапазон напруги	143 – 400 В
Потужність споживання, не більше	10 Вт
Робочий діапазон температури	-25 - +55°C
Вага, не більше	2 кг

Керування контролером та його параметризація здійснюється по Ethernet або безпосередньо з комп'ютера за допомогою приєднаної до послідовного порту RS-232 консолі. Контролер сумісний з різними приладами, а наявність спеціального модуля вводу/виводу дає можливість реалізувати на ньому деякі функції SCADA. Дані зберігаються на внутрішньому флеш-диску (до 4 Гб залежно від модифікації), а також існує можливість приєднання зовнішнього флеш-накопичувача з метою збереження бази даних.

База даних контролера містить наступну інформацію:

- інформація про лічильники;
- сумарна кількість електроенергії зі всіх лічильників;
- кількість спожитої електроенергії за тарифними зонами;
- протокол подій обслуговування лічильників;
- протокол подій контролера;

- налаштування інтерфейсів контролера.

Живлення контролера NIK KC-02 здійснюється від однофазної або трифазної мережі змінного струму в широкому діапазоні напруг. Вбудована резервна акумуляторна батарея дає змогу зберегти всі дані й коректно завершити роботу при зникненні напруги мережі. Схема підключення контролера до мережі живлення та зовнішніх пристроїв наведена на рисунку 7.7.

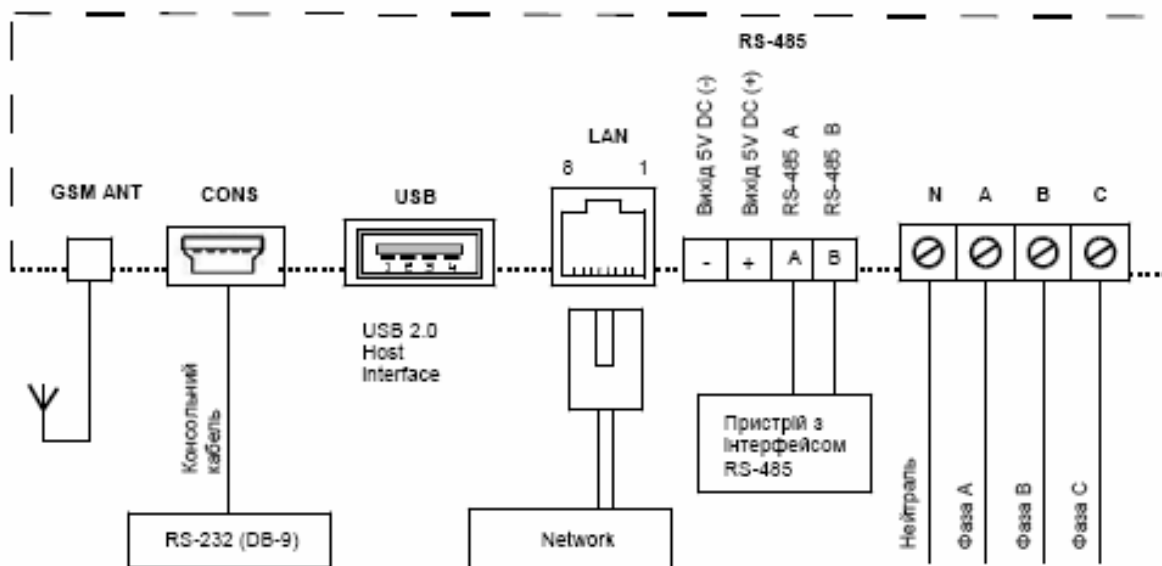


Рисунок 7.7 – Схема підключення контролера збору даних NIK KC-02 до мережі живлення та зовнішніх пристроїв

Вищий рівень системи АСКОЕ виробничого корпусу заводу являє собою АРМ диспетчера. АРМ оснащено персональним комп'ютером з блоком безперебійного живлення та модемом GSM зв'язку типу TC-485.

Передбачено передачу інформації про споживання електроенергії в точках комерційного обліку в систему АСКОЕ заводу або в систему АСКОЕ оператора системи розподілу електроенергії по мережі інтернет або за допомогою GSM зв'язку.

Для візуалізації та аналізу отриманих від АСКОЕ даних пропонується використання спеціалізованого програмного комплексу NovaSys [13], розробленого компанією NIK. Це універсальна система обліку, що працює з будь-яким комунікаційним обладнанням та такими типами лічильників, як NIK, SL7000, ACE6000, Меркурій та інші. Збір інформації здійснюється по цифровому інтерфейсу (IEC 1107 та IEC 1142). Програмний комплекс забезпечує:

- автоматизоване збереження даних обліку електроенергії;
- відновлення первинної бази даних з резервної копії;
- інформаційний обмін даними з іншими автоматизованими системами;
- верифікацію даних, формування ознаки достовірності;
- автоматичне формування та формування по запиту екранних звітних форм з оперативним оновленням параметрів електроенергії на основі інформації з масиву некоректних даних;
- автоматичне визначення та оперативний контроль величини балансу електроенергії та потужності по точках обліку за годину, добу, місяць, квартал, рік та фактичні втрати по мережах в цілому та по заданих елементах мережі;
- автоматичне діагностування стану технічних засобів та каналів зв'язку системи;
- автоматичне ведення журналів подій АСКОЕ та лічильників;
- можливість ручного введення даних;
- можливість гнучкого налаштування та конфігурації АСКОЕ;
- можливість оперативного прямого доступу до будь-якої інформації лічильників;
- захист інформації від несанкціонованого доступу, обмеження доступу до системи на основі паролів;
- ведення єдиного системного часу з можливістю його коригування;
- автоматичний або автоматизований перехід на резервні канали зв'язку при виході з ладу основних каналів;
- аналіз і планування споживання електроенергії.

Система забезпечення єдиного часу в АСКОЕ формується на вищому рівні та виконує функцію вимірювання часу й забезпечує синхронізацію часу під час вимірювань з точністю не більше $\pm 5,0$ с за добу. До складу цієї системи входять всі засоби вимірювання часу, що використовуються при синхронізації (лічильники електроенергії, ПЗПД), з урахуванням часових характеристик (затримки) ліній зв'язку між ними.

7.3 Вибір електричних схем підключення лічильників. Перевірка трансформаторів струму та напруги

Вибір схем підключення лічильників залежить від номінальної напруги в точці обліку та типу або параметрів програмування приладів обліку. Так, в мережі 10 кВ лічильники електричної енергії підключаються через трансформатори струму та напруги. Оскільки ТС обрано з трьома вторинними обмотками, то для обліку використано окрему обмотку. Схему включення лічильників комерційного обліку електроенергії типу SL7000 наведено на рисунку 7.8 з урахуванням того, що в шафах ЦРП встановлено трансформатори струму в фазах А і С, а лічильники запрограмовані на включення в 4-х дротову схему з 3 вимірювальними елементами. Схему включення лічильників технічного обліку електроенергії типу NIK 2303 в шафах ЦРП-10 кВ наведено на рисунку 7.9. Для приєднання лічильників застосовуються окремі обмотки трансформаторів струму класу точності 0,5S.

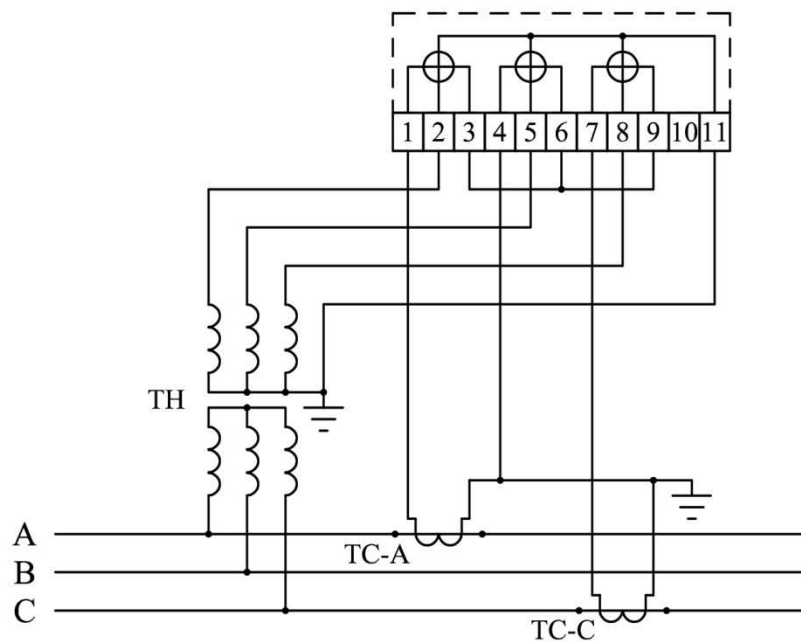


Рисунок 7.8 – Схема включення лічильників типу SL7000 в мережі 10 кВ

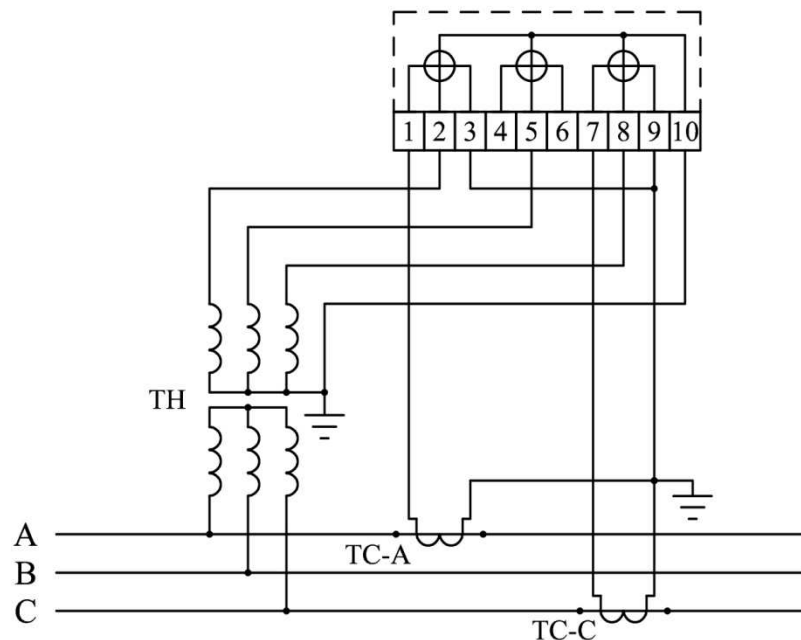


Рисунок 7.9 – Схема включення лічильників типу NIK 2303 в мережі 10 кВ

Схему включення лічильників технічного обліку типу NIK 2303 на стороні 0,4 кВ трансформаторів цехових ТП наведено на рисунку 7.10.

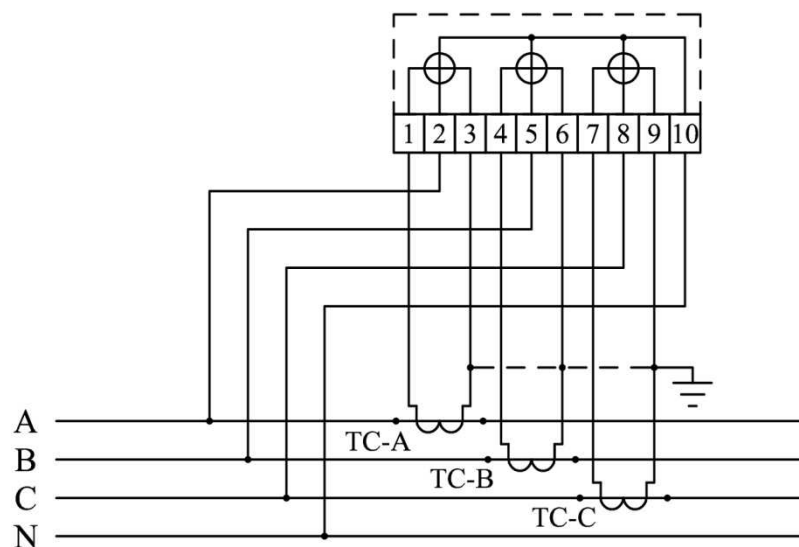


Рисунок 7.10 – Схема включення лічильників типу NIK 2303 в мережі 0,4 кВ

Відповідно до ПУЕ [4] класи точності лічильників електроенергії комерційного обліку повинні бути не гіршими від наведених в таблиці 7.4, а класи точності ТС і ТН – не гіршими від наведених в таблиці 7.5.

Таблиця 7.4 – Нормовані класи точності лічильників електроенергії

Напруга, кВ	Приєднана потужність	Клас точності лічильника	
		активної	реактивної
10	понад 1000 кВт	0,5S	2
	від 160 кВт до 1000 кВт	1,0	2
	до 160 кВт	1,0	2
0,4	понад 63 кВт	1,0	2
	до 63 кВт	2,0	3

Таблиця 7.5 – Нормовані класи точності вимірювальних трансформаторів

Напруга, кВ	Приєднана потужність	Клас точності	
		ТС	ТН
10	понад 1000 кВт	0,5S	0,5
	від 150 кВт до 1000 кВт	0,5S	0,5
	до 150 кВт	0,5S	0,5
0,4	понад 50 кВт	0,5S	–
	до 50 кВт	–	–

Навантаження вторинних обмоток ТС і ТН мають відповідати діапазону значень в нормованому класі точності. Втрати напруги у вторинних колах ТН класу точності 0,5 не повинні перевищувати 0,25 % номінальної напруги.

Відповідно до ПУЕ [4] за максимального навантаження в точці обліку струму у вторинній обмотці трансформатора струму класу точності 0,5S повинен бути не меншим за 40 % номінального струму лічильника, а за мінімального навантаження – не менше ніж 5 %.

Перевірка трансформаторів струму

У ввідних шафах ЦРП-10 кВ прийнято до встановлення трансформатори струму (2 шт.) типу ТОЛУ-10-2 [9]: $U_{\text{ном}} = 10$ кВ; $I_{1\text{ном}} = 600$ А; $I_{2\text{ном}} = 5$ А; клас точності вторинної обмотки для обліку – 0,5S; $S_{2\text{ном}} = 10$ ВА (при $\cos \phi = 0,8$). Трансформатори струму з'єднано по схемі «неповна зірка». У вторинних колах прокладено кабель марки КВВГ з мідними жилами перерізом $2,5 \text{ мм}^2$ довжиною $l = 3$ м.

Максимальне навантаження на ввіді в нормальному режимі $I_{1\text{max}} = 270,1$ А.

Мінімальне навантаження на ввіді по графіку навантаження $I_{1\min} = 67,5 \text{ A}$.

$$I_{2\max} = 270,1 \cdot 5/600 = 2,25 \text{ A} > 0,4 I_{2\text{ном}} = 0,4 \cdot 5 = 2 \text{ A}.$$

$$I_{2\min} = 67,5 \cdot 5/600 = 0,56 \text{ A} > 0,05 I_{2\text{ном}} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ A}.$$

Вторинне навантаження трансформаторів струму:

$$Z_2 = Z_{\pi} + R_{\kappa} + R_{\text{пр}} = 0,04 + 0,05 + 0,036 = 0,126 \text{ Ом},$$

де Z_{π} – опір приладів:

$$Z_{\pi} = \frac{S_{\pi}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом};$$

$R_{\kappa} = 0,05 \text{ Ом}$ – опір контактів;

$R_{\text{пр}}$ – опір проводів:

$$R_{\text{пр}} = \frac{r_0 \cdot \sqrt{3} \cdot l}{f} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 3}{2,5} = 0,036 \text{ Ом}$$

Вторинне номінальне навантаження трансформаторів струму:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Результати розрахунків з перевірки трансформаторі струму 10 кВ для комерційного обліку електроенергії наведено в таблиці 7.6.

Таблиця 7.6 – Результати розрахунків з перевірки трансформаторів струму 10 кВ для комерційного обліку

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Клас точності	Не гірше 0,5S	Клас 0,5S
Максимальне навантаження	$I_{2\max} \geq 0,4 I_{2\text{ном}}$	$0,25 \text{ A} > 2 \text{ A}$
Мінімальне навантаження	$I_{2\min} \geq 0,05 I_{2\text{ном}}$	$0,56 \text{ A} > 0,25 \text{ A}$
Вторинне навантаження	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$0,126 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом}$
	$Z_2 \geq 0,25 Z_{2\text{ном}}$	$0,126 \text{ Ом} > 0,1 \text{ Ом}$

В шафах вимикачів ліній, що відходять від ЦРП-10 кВ, прийнято до встановлення трансформатори струму (2 шт.) типу ТОЛУ-10-2 [9]: $U_{ном} = 10$ кВ; $I_{1ном} = 80$ А; $I_{2ном} = 5$ А; класи точності вторинної обмотки для обліку – 0,5S; $S_{2ном} = 10$ ВА (при $\cos \phi = 0,8$). Трансформатори струму з'єднано по схемі «неповна зірка». У вторинних колах прокладено кабель марки КВВГ з мідними жилами перерізом $2,5 \text{ мм}^2$ довжиною $l = 3$ м.

Перевірку трансформаторів струму для технічного обліку, встановлених в шафах ліній що відходять від ЦРП-10 кВ проведено аналогічно. Результати розрахунків з перевірки наведено в таблиці 7.7.

Таблиця 7.7 – Результати розрахунків з перевірки трансформаторів струму 10 кВ для технічного обліку

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Клас точності	Не гірше 0,5	Клас 0,5S
Максимальне навантаження	$I_{2max} \geq 0,4 I_{2ном}$	$2,4 \text{ А} > 2 \text{ А}$
Мінімальне навантаження	$I_{2min} \geq 0,05 I_{2ном}$	$0,6 \text{ А} > 0,25 \text{ А}$
Вторинне навантаження	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$0,106 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом}$
	$Z_2 \geq 0,25 Z_{2ном}$	$0,106 \text{ Ом} > 0,1 \text{ Ом}$

Перевірка трансформаторів напруги

Прийнято до встановлення на секціях ЦРП-10 кВ трансформатори напруги (3 шт.) типу 3хIVD1F-1.2.1-10000: $\sqrt{3}$ //100: $\sqrt{3}$ -50/0,5[14]: $U_{1ном} = 10000/\sqrt{3}$ В; $U_{2ном} = 100/\sqrt{3}$ В; клас точності – 0,5; $S_{ном} = 50$ ВА.

Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги наведений у таблиці 7.8.

Таблиця 7.8 – Розрахунок вторинного навантаження ТН

Прилад	Потуж. спожив. одного елементу, ВА	Кільк. ел-тів	cos φ	sin φ	Кільк. приладів	Загальна потужність	
						P, Вт	Q, вар
Вольтметр ЦВ0303-2-с-0,5	1,0	1	1	0	1	1	0
Лічильник електроенергії SL7000	10	3	0,2	0,98	1	6	29,4
Лічильник електроенергії NІK 2303	10	3	0,2	0,98	3	18	88
Багатофункціональний вимірювач ЦИС0307-3/3-100-5	1,0	3	1	0	1	3	0
Релейний захист та автоматика						8	0
Всього:						36	117,6

Сумарне навантаження всіх приладів:

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{36^2 + 117,6^2} = 123 \text{ ВА.}$$

Результати розрахунків з перевірки вибору ТН наведено в таблиці 7.9.

Таблиця 7.9 – Результати розрахунків з вибору трансформаторів напруги

Параметр	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{max}}$	10 кВ < 12 кВ
Клас точності	Не гірше 0,5	Клас 0,5
Вторинне навантаження	$S_2 \leq S_{\text{ном}}$	117,6 ВА < 150 ВА
	$S_2 \geq 0,25 S_{\text{ном}}$	117,6 ВА > 37,5 ВА

7.4 Розрахунок метрологічних характеристик системи АСКОЕ

Зняття інформації з лічильників електроенергії має здійснюватись відповідно до часових позначок. Допустима похибка розсинхронізації не повинна перевищувати значень:

$$\Delta t = \frac{1}{3} \delta_i \cdot t,$$

де δ_i – відносна похибка вимірювань на і-тому рівні системи;

t – тривалість інтервалу години вимірювань, с.

Точність вимірюваної інформації всієї системи обліку залежить від похибок вимірювань у всіх точках обліку різних рівнів, від синхронізації проведення вимірювань, а також від похибок обробки результатів вимірювань. Допустимі похибки вимірювань на різних рівнях АСКОЕ повинні бути узгоджені між собою відповідно до формули:

$$\frac{\delta_i}{\delta_j} = \sqrt{\frac{P_i}{P_j}},$$

де δ_i, δ_j – відносні похибки вимірювань на і-тому та j-тому рівнях системи обліку;

P_i, P_j – вимірювані потужності на і-тому та j-тому рівнях системи обліку.

Точність всієї системи АСКОЕ досягається точністю вимірювань різних рівнів системи в пропорційній залежності до вимірюваної потужності на цих рівнях. Підвищення точності вимірювання в окремій точці обліку є нерациональним.

Критерієм точності вимірювання повинен бути не клас точності засобів вимірювальної техніки (лічильники, трансформатори струму та напруги), а допустима похибка вимірювань точки обліку.

Структурну схему вимірювального каналу точки обліку наведено на рисунку 7.11. Вимірювальний канал складається з вимірювальної схеми (ВС) та пристрою збирання та передачі даних (ПЗПД), з'єднаних між собою цифровим каналом передічі даних. В свою чергу, вимірювальна схема містить трансформатори струму (ТС) і трансформатори напруги (ТН), з'єднані лініями зв'язку з приладом обліку (ПО).

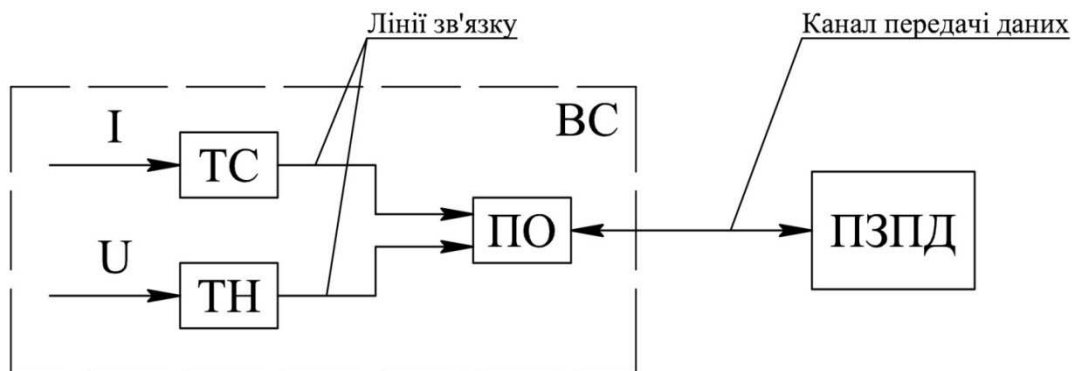


Рисунок 7.11 – Структурна схема вимірювального каналу точки обліку

Найбільш раціональним з економічних показників є стан вимірювальної схеми, коли похибки вимірювань всіх засобів вимірювальної техніки близькі за значенням. Значне підвищення класу точності одного з елементів схеми зазвичай не призводить до суттєвого підвищення точності вимірювань.

Результуюча відносна похибка вимірювальної схеми точки обліку визначається за формулою:

$$\delta_{\text{BC}} = \pm \sqrt{\delta_{\text{TC}}^2 + \delta_{\text{TN}}^2 + \delta_{\text{лч}}^2},$$

де δ_{TC} – відносна похибка трансформатора струму;

δ_{TN} – відносна похибка трансформатора напруги;

$\delta_{\text{лч}}$ – відносна похибка лічильника електроенергії.

Уточнена формула результуючої відносної похибки вимірювальної схеми має вигляд:

$$\delta'_{\text{BC}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{\text{TC}}^2 + \delta_{\text{TN}}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{\text{л}}^2 + \delta_{\text{лч}}^2 + \sum \delta_{\text{лчj}}^2},$$

де $\delta_{\text{л}}$ – відносні втрати напруги у вторинних колах ТН;

$\delta_{\text{лчj}}$ – відносні значення додаткових похибок лічильника, які враховують робочі умови застосування;

δ_{θ} – відносне значення складової сумарної похибки, викликані кутовими похибками ТС і ТН:

$$\delta_{\theta} = 0,0291 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi},$$

де θ_I – кутова похибка трансформатора струму, хв.;

θ_U – кутова похибка трансформатора напруги, хв.

Граничні значення допустимої похибки ТН класу точності 0,5 за напруги від 80 % до 120 % становлять: $\pm 0,5$ % – похибка напруги, ± 20 хв. – кутова похибка [15].

Граничні значення допустимої похибки ТС класу точності 0,5S, до яких підключено лічильники електроенергії комерційного обліку, наведено в таблиці 7.10 [16].

Таблиця 7.10 – Граничні струмові та кутові похибки трансформаторів струму

Струм, % від номінального	Струмова похибка, %	Кутова похибка, хв.
1	$\pm 1,5$	± 90
5	$\pm 0,75$	± 45
20	$\pm 0,5$	± 30
100	$\pm 0,5$	± 30
120	$\pm 0,5$	± 30

Граничні значення допустимої похибки лічильників активної енергії трансформаторного підключення класу точності 0,5S наведено в таблиці 7.11 [17].

Таблиця 7.11 – Граничні струмові та кутові похибки лічильників

Струм, % від номінального	$\cos \varphi$	Допустима основна похибка, %
від 1 до 5	1	$\pm 1,0$
від 5 до $I_{\max}$	1	$\pm 0,5$
від 2 до 10	0,5 інд.	$\pm 1,0$
	0,8 ємн.	$\pm 1,0$
від 10 до $I_{\max}$	0,5 інд.	$\pm 0,6$
	0,8 ємн.	$\pm 0,6$

Для вимірювальної схеми в точці комерційного обліку, що складається з ТС класу точності 0,5S, ТН класу точності 0,5 та лічильника активної енергії класу точності 0,5S, граничні допустимі похибки за різних значень струму у відсотках

від номінального струму лічильника при $\cos \phi = 0,99$ ($\operatorname{tg} \phi = 0,15$) наведені у таблиці 7.12. Відносне значення додаткових похибок лічильника, які враховують робочі умови застосування, як зневажливо малі прийнято $\delta_{\text{лч}} \approx 0$.

Таблиця 7.12 – Розрахунок граничних значень похибок елементів вимірювальної схеми в точці комерційного обліку

Струм, %	$\delta_{\text{ТС}}, \%$	$\delta_{\text{ТН}}, \%$	$\theta_{\text{I}}, \text{хв.}$	$\theta_{\text{U}}, \text{хв.}$	$\delta_{\theta}, \%$	$\delta_{\text{лч}}, \%$	$\delta_{\text{л}}, \%$	$\delta'_{\text{ВС}}, \%$
1 – 5	$\pm 1,5$	$\pm 0,5$	± 90	± 20	$\pm 4,09$	± 1	$\pm 0,25$	$\pm 4,95$
5 – 10	$\pm 0,75$	$\pm 0,5$	± 45	± 20	$\pm 2,18$	± 1	$\pm 0,25$	$\pm 2,84$
10 – 20	$\pm 0,75$	$\pm 0,5$	± 30	± 20	$\pm 1,6$	$\pm 0,6$	$\pm 0,25$	$\pm 2,11$
20 – 100	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	± 30	± 20	$\pm 1,6$	$\pm 0,6$	$\pm 0,25$	$\pm 2,02$

Розрахунок граничних похибок елементів вимірювальних схем в точках технічного обліку проведено аналогічно. Результуючі значення розрахованих граничних похибок всіх точок обліку, встановлених в ЦРП-10 кВ наведено в таблиці 7.13 (при $\cos \phi = 0,99$ для ЦРП, $\cos \phi = 0,99$ для ТП-1, ТП-2, $\cos \phi = 0,99$ для ТП-2, ТП-3, ТП-8, $\cos \phi = 0,99$ для ТП-5, ТП-6, ТП-7).

Таблиця 7.13 – Результати розрахунку результуючих значень похибок вимірювальних схем

Точка обліку	Результуюча похибка, %			
	Струм 1–5 %	Струм 5–10 %	Струм 10–20 %	Струм 20–100 %
ЦРП	$\pm 4,95$	$\pm 2,84$	$\pm 2,11$	$\pm 2,02$
ТП-1, ТП-4	$\pm 4,78$	$\pm 2,67$	$\pm 2,21$	$\pm 2,12$
ТП-2, ТП-3, ТП-8	$\pm 4,86$	$\pm 2,71$	$\pm 2,23$	$\pm 2,15$
ТП-5, ТП-6, ТП-7	$\pm 5,1$	$\pm 2,84$	$\pm 2,32$	$\pm 2,23$

З таблиці видно, що за малих струмів навантаження результуючі похибки схем вимірювання суттєво зростають (більше ніж у 2 рази). Тому існує вимога ПУЕ [4], щоб струм у вторинних обмотках ТС класу 0,5S не був меншим ніж 5 % номінального струму лічильника.

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі вирішені питання проектування інтелектуалізованої системи електропостачання виробничого корпусу заводу з виробництва сільськогосподарської техніки. Виконано необхідні для вибору схем та електрообладнання розрахунки. Під час вибору схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання, а також вибору потужності та місць встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності, значна увага приділена техніко-економічному порівнянню варіантів. Оптимальним виявилось електропостачання виробничого корпусу на напрузі 10 кВ зі спорудженням ЦРП. Живлення цехових трансформаторних підстанцій прийнято за магістральною схемою. Обрано оптимальний рівень компенсації реактивної потужності зі встановленням батарей статичних конденсаторів з регульованими ступенями як на шинах 0,4 кВ ТП, так і на шинах 10 кВ ЦРП.

Спроектований ЦРП 10 кВ, в якому використано сучасне електротехнічне обладнання, відповідає всім сучасним вимогам. Обрані до встановлення вакуумні вимикачі типу ВР1, трансформатори струму з обмотками для організації обліку електроенергії класу точності 0,5S, обмежувачі перенапруги. Прийнято рішення про встановлення вимикачів навантаження та запобіжників в ТП 10/0,4 кВ.

В спеціальному розділі кваліфікаційної роботи розроблено систему автоматизованого обліку та моніторингу електроенергії. До складу АСКОЕ включено лічильники комерційного та технічного обліку, встановлені в шафах ЦРП, а також лічильники технічного обліку, встановлені на стороні 0,4 кВ трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій. В АСКОЕ застосовано сучасні електронні багатотарифні лічильники активної та реактивної енергії типів SL7000 та НІК 2303. Використано канали зв'язку RS485, радіоканал на частоті 2,4 ГГц та GSM зв'язок. Передбачено можливість передавання даних в систему АСКОЕ вищого рівня. Під час розгляду метрологічних характеристик АСКОЕ виконано огляд граничних допустимих похибок лічильників, трансформаторів струму та напруги, проведено аналіз зміни результуючої похибки вимірювальної схеми від навантаження.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електротехнічні системи електроспоживання / Плешков П. Г. та ін... – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2021.– 209 с. URL: <http://dspace.kntu.kr.ua/server/api/core/bitstreams/6347d715-1d57-49e9-a616-88d35b52453a/content> (дата звернення: 23.05.2026)
2. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електропостачання промислових підприємств» для студентів напрямів 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» та 6.050702 «Електромеханіка» / Карачунський П. Ш., Цабенко М. В. – Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2013. – 60 с. URL: <https://www.dstu.dp.ua/Portal/Data/6/30/6-30-mzp41.pdf> (дата звернення: 11.05.2026)
3. Трансформатор масляний ТМ 1000 10/0,4. URL: <https://odessacableshop.com/p/488916424-transformator-maslyanyy-tm-1000-10-0-4/> (дата звернення: 20.05.2026)
4. Правила улаштування електроустановок. – міненерговугілляукраїни, 2017.
5. Силовые кабели с ПБИ. URL: <https://cable-ok.com.ua/sylovyye-kabely-s-pby/> (дата звернення: 23.05.2026)
6. ДСТУ 9324:2025 Настанова щодо проектування систем електропостачання промислових підприємств. URL: <https://ru.scribd.com/document/992256470/ДСТУ-9324-2025-Настанова-Щодо-Проектування-Систем-Електропостачання-Промислових-Підприємств> (дата звернення: 26.05.2026)
7. Конденсаторні установки. URL: <https://electrocontrol.com.ua/ua/kondensatornye-ustanovki> (дата звернення: 20.05.2026)
8. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Величко Т.В. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напрямку підготовки 6.050701 «електротехніка та електротехнології». – кіровоград: рвлкнту, 2009.
9. Beontop. Трансформатори струму TCS2-12-11(12, 13)... (ТОЛУ-10-2). URL: <https://beontop.com.ua/ru/products/tolu-10-2> (дата звернення: 27.05.2026)
10. SL7000 Smart Багатофункціональний лічильник електроенергії. Короткий опис. URL: http://www.elektroschetchiki.com.ua/data/katalog/images/7/SL-7000/SL-7000_opros_list.pdf (дата звернення: 26.05.2026)

11. Лічильники електричної енергії типів NIK 2303...P3, NIK 2303...P6, NIK 2303...T... Настанова з експлуатації. URL: https://nik.net.ua/wp-content/uploads/2021/11/21u01_nik2303...p3_p6_t...aashh.411152.057-058-059%E2%80%A6ne.pdf (дата звернення: 26.05.2026)
12. Контролер збору даних KC-02. Паспорт. URL: https://elektro-baza.com.ua/pdf_katalogi/nik/p_KC_02.pdf?srsId=AfmBOooJ9XjjU_esvp9Cl2_ejr6whxSnzpAGUTHfWzX9xMe_4bJcAmhpt (дата звернення: 26.05.2026)
13. Програмне забезпечення NovaSys. URL: <https://nik-el.com/ua/products/software/products/software-novasys> (дата звернення: 26.05.2026)
14. Beontop. Трансформатори напруги IVD1(F). URL: <https://www.beontop.com.ua/products/ivd1f> (дата звернення: 27.05.2026)
15. ДСТУ ІЕС 60044-2:2008 Трансформатори вимірювальні. Частина 2. Трансформатори напруги індуктивні.
16. ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму.
17. ДСТУ EN ІЕС 62053-22:2023 Засоби вимірювання електричної енергії. Спеціальні вимоги. Частина 22. Лічильники активної енергії змінного струму статичні (класів точності 0,1 S, 0,2 S та 0,5 S).