

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
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____2026р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за першим (бакалаврським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Розроблення електротехнічної системи
електроспоживання заводу енергетичного
обладнання”

Виконав здобувач вищої освіти
4 курсу, групи ЕЕ-22
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Глушцов Н.О.
« ____ » _____2026р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____2026р.
Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Будівництва транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Плешков П.Г.

«_____» _____ 2026 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА
ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ
ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

_____ Глушцова Нікіти Олександровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Розроблення електротехнічної системи

електроспоживання заводу енергетичного обладнання

_____ Development of an electrical power consumption system for a power equipment plant

2. Керівник роботи (проекту)

_____ Котиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Електричні навантаження; 2.Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки; 3.Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; 4.Компенсація реактивної потужності; 5.Трансформаторні підстанції; 6.Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання; 7.Спеціальний розділ; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>к.т.н., доц. Н. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>08.05.26</i>	
2	<i>Електричні навантаження</i>	<i>12.05.26.</i>	
3	<i>Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки</i>	<i>16.05.26.</i>	
4	<i>Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства</i>	<i>19.05.26.</i>	
5	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>21.05.26.</i>	
6	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>24.05.26</i>	
7	<i>Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>28.05.26.</i>	
8	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>01.06.26.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2026 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2026 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: с.; 12 рис.; 19 табл.; 12 джерел.

Глушцов Н. О. Розроблення електротехнічної системи електроспоживання заводу енергетичного обладнання. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2026 р.

Робота присвячена проектуванню системи електропостачання заводу енергетичного обладнання. У проекті виконано розрахунок електричних силових та освітлювальних навантажень мережі. Для оптимального розташування головної знижувальної підстанції побудовано картограму та визначено центр електричних навантажень. На основі техніко-економічного порівняння варіантів зовнішнього електропостачання обґрунтовано вибір напруги 35 кВ. Проведено вибір силових трансформаторів, розрахунок струмів короткого замикання та вибір відповідного електрообладнання і струмопровідних пристроїв. Окремим спеціальним розділом виконано комплексний аналіз прихованих технічних втрат в електромережах, що є важливим для оптимізації витрат енергокомпаній.

Ключові слова: електротехнічна система, навантаження силові, навантаження освітлювальні, активна й реактивна електрична енергія, оптимізація втрат електричної енергії.

SUMMARY

Hlushtsov N.O. Development of an electrical power consumption system for a power equipment plant. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electric power, electrical engineering and electromechanics". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2026.

The work is devoted to the design of the power supply system of the power equipment plant. The project has calculated the electrical power and lighting loads of the network. For the optimal location of the main step-down substation, a cartogram has been constructed and the center of electrical loads has been determined. Based on the technical and economic comparison of external power supply options, the choice of a voltage of 35 kV has been justified. Power transformers have been selected, short-circuit currents have been calculated, and the appropriate electrical equipment and current-conducting devices have been selected. A separate special section has been performed to perform a comprehensive analysis of hidden technical losses in power networks, which is important for optimizing the costs of power companies.

Keywords: electrical system, power loads, lighting loads, active and reactive electrical energy, optimization of electrical energy losses.

ЗМІСТ

Стор.

Вступ.....	
1. Електричні навантаження.....	
2. Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної роподільної установки (головної знижувальної підстанції).....	
3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства.....	
4. Компенсація реактивної потужності.....	
5. Трансформаторні підстанції.....	
6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання.....	
7. Спеціальний розділ роботи.....	
Висновки.....	
Перелік посилань.....	

					Випускна кваліфікаційна робота					
Зм.	Арк.	Недокум.	Підпис.	Дат.	Розроблення електротехнічної системи електроспоживання заводу енергетичного обладнання			Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Глушцов									
Перевір.	Котиш									
Н.контр.								ЦНТУ гр. ЕЕ-22		
Затвер.	Плешков									

ВСТУП

Сучасні промислові підприємства, зокрема заводи з виробництва енергетичного обладнання, є складними комплексами, які вимагають безперебійного, надійного та економічно виправданого електропостачання. Вихід з ладу або навіть короточасні перебої в мережі можуть призвести до порушення виробничих процесів та значних фінансових збитків. Тому розробка ефективної системи електропостачання є критично важливим етапом інженерного проектування. Дана робота присвячена комплексному вирішенню цього завдання, починаючи від фундаментального визначення електричних силових та освітлювальних навантажень і закінчуючи детальним вибором високовольтного обладнання.

Процес проектування базується на ретельному розрахунку потужностей усіх цехів підприємства, що дозволяє не лише підібрати відповідні силові трансформатори, а й грамотно розмістити головну знижувальну підстанцію. Для цього використовується аналітичний метод побудови картограми та знаходження умовного центру електричних навантажень. Окрім суто технічних аспектів, таких як розрахунок струмів короткого замикання для надійної роботи захисної та комутаційної апаратури, проект глибоко враховує економічну складову. Зокрема, виконується техніко-економічне порівняння різних варіантів зовнішнього живлення (ліній та напруги) з метою мінімізації загальних приведених витрат протягом експлуатації.

Особливої актуальності в сучасних умовах набуває проблема енергозбереження та оптимізації витрат енергокомпаній. Зниження втрат є фундаментальною частиною політики раціонального використання ресурсів. Тому окремим спеціальним напрямком дослідження у цій роботі є комплексний аналіз так званих прихованих технічних втрат в електромережах — енергії, що розсіюється у лінійній арматурі, ізоляторах, вимірювальних трансформаторах та приладах обліку. Виявлення та

мінімізація цих "сліпих зон", які часто ігноруються при проектуванні, дозволяє суттєво підвищити загальну фінансову стабільність та економічну ефективність енергосистеми загалом.

1. Електричні навантаження

Розрахунки цього розділу здійснюються згідно методики, що викладена у [1, 2].

1.1. Електричні силові навантаження в мережі підприємства до 1000В

Розрахункове активне навантаження:

$$P_p = P_{cm} \cdot K_m \quad (1.1)$$

P_{cm} - середньозмінне активне навантаження;

K_m - коефіцієнт максимуму навантаження.

Груповий коефіцієнт використання:

$$K_u = \frac{\sum_1^n P_{cm}}{\sum_1^n P_n} \quad (1.2)$$

Ефективне число електроприймачів в групі (чи вузлі) n_e визначається:

$$n_e = \frac{2 \sum P_n}{P_{n, \max}} \quad (1.3)$$

Для даної групи приймачів чи вузла навантаження:

$$Q_p = Q_{cm} \quad (1.4)$$

- при $n_e > 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cm} \quad (1.5)$$

- при $n_e \leq 10$;

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.6)$$

Повна розрахункова потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.7)$$

Приклад розрахунку (Елеваторний комплекс).

Використовуємо початкові дані $K_e = 0,4$, $\cos\varphi = 0,65$ (відповідно знаходимо тангенс $\operatorname{tg}\varphi = 1,17$).

$$P_{\text{см}} = K_e \cdot \Sigma P_n = 0,4 \cdot 15 = 6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 6 \cdot 1,17 = 7,01 \text{ кВар.}$$

(розрахунковий вузол):

- ✓ кількість споживачів: $n = 22$ шт.;
- ✓ сумарну номінальну потужність: $\Sigma P_n = 411,50$ кВт;
- ✓ сумарне активне та реактивне навантаження:

$$\Sigma P_{\text{см}} = 270,8 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_{\text{см}} = 269,3 \text{ кВар.}$$

Середньозважений коефіцієнт потужності, груповий коефіцієнт використання:

$$\operatorname{tg}\varphi = \Sigma Q_{\text{см}} / \Sigma P_{\text{см}} = 269,3 / 270,8 = 0,99 \text{ (відповідно } \cos\varphi = 0,71);$$

$$K_e = \Sigma P_{\text{см}} / \Sigma P_n = 270,8 / 411,5 = 0,66;$$

$$n_e = \frac{2 \cdot \Sigma P_n}{P_{n.\text{max}}} = \frac{2 \cdot 411,5}{45} = 18 < n_{\text{фіз}} = 22, \text{ тому } n_e = 18.$$

Згідно таблиць [1 та 2] знаходимо коефіцієнт максимуму - $K_m = 1,13$.

Тоді:

$$P_p = \Sigma P_{\text{см}} \cdot K_m = 270,8 \cdot 1,13 = 305,9 \text{ кВт};$$

$$Q_p = \Sigma Q_{cm} = 269,3 \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{305,9^2 + 269,3^2} = 407,6 \text{ кВА}.$$

Аналогічно проводиться розрахунок також для інших цехів й підрозділів підприємства, результати зводимо у таблицю 1.1.

Таблиця .1.1. Розрахунок електричних навантажень в мережі до 1 кВ

№ п.п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	n	P _н , кВт		m	K _в	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну		n _е	K _м	Розрахункова потужність		
			Одного	Сумарна					P _{см} , кВт	Q _{см} , кВар			P _p	Q _p	S _p
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Завод енергетичного обладнання															
		160	"5-40"	3900	>3	0,4	0,8	0,75	1560	1170	16 0	1,19	1856	117 0	2194
1	Головний корпус	160	"1,7-30"	3640	> 3	0,35	0,7	1,02	1274	1300	16 0	1,2	1529	130 0	2007
2	Зварювальний корпус	100	"5-100"	2080	> 3	0,3	0,7	1,02	624	637	42	1,41	880	637	1086
3	Апаратний цех	50	"1-30"	716	> 3	0,6	0,9	0,48	430	208	48	1,37	589	208	624
4	Ізоляційний корпус	15	"5-80"	136	> 3	0,65	0,7	1,02	88	90	3	1,32	117	99	153
5	Киснева станція	25	"3-50"	907	> 3	0,6	0,75	0,88	544	480	25	1,33	724	480	868
6	Котельня	4	"10-20"	50	< 3	0,7	0,8	0,75	35	26	4	1,5	53	29	60
7	Депо електрокарів	20	"1-15"	151	> 3	0,2	0,7	1,02	30	31	20	2,74	83	31	88
8	Деревообробний цех	100	"5-100"	2080	> 3	0,3	0,7	1,02	624	637	42	1,41	880	637	1086
9	Лаковарочний цех	30	"5-250"	2900	> 3	0,6	0,9	0,48	1740	843	23	1,13	1966	843	2139
10	Гараж	13	"3-7"	63	< 3	0,5	0,7	1,02	32	32	13	1,75	55	32	64
11	Механоскладальний цех	170	"5-250"	6154	> 3	0,3	0,75	0,88	1846	1628	49	1,17	2160	162 8	2705
12	Заготівельно-зварювальний цех	160	"3-200"	4772	> 3	0,3	0,75	0,88	1432	1263	48	1,2	1718	126 3	2132

Зм.		продовження табл..1.1.															
Док.		13	Цех обмотки проводів	150	"5-100"	3840	> 3	0,70	0,75	0,88	2688	2371	77	1,1	2957	2371	3790
№ док.		14	Склад масел	2	15	30,00	> 3	0,5	0,8	0,75	15	11	2	1,75	26	12	29
докум.		15	Випробувальна лабораторія	20	"3-15"	290	> 3	0,6	0,8	0,75	174	131	20	1,48	258	131	289
Піппис		16	Цех металокопструкцій														
Дата			Станки	29	"4,5-20"	280	4,44	0,12	0,4	2,29	34	77	28	1,65	55	77	95
Алк			Преси	22	"14-40"	578	2,86	0,14	0,5	1,73	81	140	22	1,63	132	140	192
			Вентилятори	15	"7,5-20"	180	2,67	0,7	0,8	0,75	126	94	15	1,13	142	94	170
			Зварювальні трансформатори для дугової сварки (ТВ=65%)	14	24,19	339		0,25	0,65	1,17	85	99	14	1,45	123	99	158
			Зварювальні трансформатори	22	30	660		0,2	0,3	3,18	132	420	22	1,46	193	420	462
			Кран 10 т з двигуном (ТВ=25%)	3	"1,1-8"	14,6	7,27	0,2	0,5	1,73	3	5	3	2,7	8	6	10
			Зварювальні дугові автомати (ТВ=100%)	4	80	320		0,4	0,5	1,73	128	222	4	1,87	239	244	342
			Всього по цеху	109	"1,1-80"	2370	72,73	0,25	0,49	1,80	588	1057	59	1,17	688	1057	1261
		17	Склад трансформаторного масла	4	"5-20"	50	4,00	0,5	0,85	0,62	25	15	0	1,75	44	17	47
		18	Заводоуправління	15	"1-10"	50	10,00	0,7	0,8	0,75	35	26	0	1,5	53	29	60
			Всього на сторони 0,4 кВ	1207	"1-250"	32099		0,41	0,76	0,86	13159	11318	247	1	13159	11318	17357
		Алк															

Освітлювальні навантаження

Встановлена потужність освітлювальних приймачів броварні, (кВт):

$$P_y = p_0 F \cdot 10^{-3} \quad (1.8)$$

Тобто, результат залежить від питомої потужності освітлювального навантаження (p_0) та площі приміщень підприємства (цехів, відділень і т.д.) – F .

Розрахункове освітлювальне навантаження:

$$P_{p.осв} = K_n P_y \quad (1.9)$$

K_n - коефіцієнт попиту.

Q_p - залежить також від типу світильників, які обираються нами до встановлення на підприємстві.

Для прикладу, проведемо розрахунок освітлювального навантаження елеваторного комплексу. З довідникової літератури обираємо питому потужність освітлювальних навантажень на одиницю площі $p_0 = 8 \text{ Вт/м}^2$ і коефіцієнт попиту $K_n = 0,8$. Передбачуємо встановлення світлодіодних ламп, для яких: $K_1 = 1$; $\cos\varphi = 0,98$ ($\text{tg}\varphi = 0,2$). Площа комплексу згідно розмірів на генплані $F = 8705 \text{ м}^2$.

$$P_y = p_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 8 \cdot 8705 \cdot 10^{-3} = 70 \text{ кВт};$$

$$Q_y = P_y \cdot \text{tg}\varphi = 70 \cdot 0,2 = 14 \text{ кВар.}$$

$$P_p = K_n \cdot K_1 \cdot P_y = 0,8 \cdot 1 \cdot 70 = 56 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi = 56 \cdot 0,2 = 11 \text{ кВар};$$

Результати розрахунку для інших цехів аналогічні та зведені до таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. Розрахунок освітлювальних навантажень

№	Найменування цеху	F , м ²	P_0 , Вт/м ²	P_y , кВт	K_c	K_l	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Q_y , кВар	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Головний корпус	918	12	11	0,95	1	0,98	0,20	2	10,47	2,13	10,68
2	Зварювальний корпус	705	12	8	0,95	1	0,98	0,20	2	8,04	1,63	8,20
3	Апаратний цех	797	10	8	0,85	1	0,98	0,20	2	6,77	1,37	6,91
4	Ізоляційний корпус	474	12	6	0,95	1	0,98	0,20	1	5,40	1,10	5,51
5	Киснева станція	252	8	2	0,6	1	0,98	0,20	0	1,21	0,25	1,23
6	Котельня	486	8	4	0,8	1	0,98	0,20	1	3,11	0,63	3,17
7	Депо електрокарів	210	10	2	0,8	1	0,98	0,20	0	1,68	0,34	1,71
8	Деревообробний цех	389	10	4	0,85	1	0,98	0,20	1	3,30	0,67	3,37
9	Лаковарочний цех	228	12	3	0,85	1	0,98	0,20	1	2,33	0,47	2,37
10	Гараж	252	10	3	0,6	1	0,98	0,20	1	1,51	0,31	1,54
11	Механоскладальний цех	1113	10	11	0,85	1	0,98	0,20	2	9,46	1,92	9,65
12	Заготівельно-зварювальний цех	954	12	11	0,85	1	0,98	0,20	2	9,73	1,98	9,93
13	Цех обмотки проводів	573	12	7	0,85	1	0,98	0,20	1	5,84	1,19	5,96
14	Склад масел	273	6	2	0,6	1	0,98	0,20	0	0,98	0,20	1,00
15	Випробувальна лабораторія	1976	12	24	0,8	1	0,98	0,20	5	18,96	3,85	19,35
16	Цех металоконструк	693	10	7	0,85	1	0,98	0,20	1	5,89	1,20	6,01

Дійсний коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_3 = \frac{P_{н.ТП \text{ №1}}}{n \cdot S_{н.тр}} = \frac{2184}{2 \cdot 1600} = 0,68.$$

Отже, обираємо до встановлення трансформатор типу **ТМ-1600/10/0,4**.

Таблиця 1.3. Технічні дані трансформатора **ТМ-1600/10/0,4**

$S_{н.тр}, \text{ кВА}$	$U_{вн}, \text{ кВ}$	$U_{нн}, \text{ кВ}$	$\Delta P_{xx}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{кз}, \text{ кВт}$	$I_{xx}, \%$	$U_{кз}, \%$
1600	10	0,4	3,3	18	1,3	5,5

Активні втрати в трансформаторі:

$$\Delta P = n \cdot (\Delta P_x + \Delta P_k \cdot K_3^2) = 2 \cdot (3,3 + 18 \cdot 0,68^2) = 23,37 \text{ кВт};$$

Реактивні втрати в трансформаторі:

$$\Delta Q = n \cdot \left(\frac{I_x}{100} \cdot S_n + \frac{U_k}{100} \cdot S_n \cdot K_3^2 \right) = 2 \cdot \left(\frac{1,3}{100} \cdot 1600 + \frac{5,5}{100} \cdot 1600 \cdot 0,68^2 \right) = 123,58 \text{ кВар}.$$

Остаточні результати розрахунків силових та освітлювальних електричних навантажень у мережах напругою вище за 1000 В надано у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 10 кВ

№ п.п.	Найменування вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кількість ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	K_{ϵ}	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Середнє навантаження за зміну		n_e	K_M	Розрахункова потужність		
			Одного	Сумарна					P_{cp} , кВт	Q_{cp} , кВар			P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<u>ТП №1</u>															
	силове														
	освітлювальне														
	Всього	214	"1-80"	4287	> 3	0,41	0,79	0,77	1749	1344	107		2184	1362	2574
	БСК													868	
	З урахуванням БСК												2184	494	2239
	Втрати в трансформаторі, $S_{н.тр} = 1600$ кВА	$N_{тр} = 2$											23,37	123,58	
	Всього на шинах 10 кВ ТП №1	$K_3 = 0,7$											2184	494	2239
<u>ТП №2</u>															
	силове														
	освітлювальне														
	Всього	187	"1,7-50"	4577	> 3	0,40	0,72	0,98	1833	1791	183		2291	1795	2910

продовження табл. 1.4

[illegible]

продовження табл. 1.4

[illegible]

продовження табл.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
освітлювальне														
Всього	259	"1-100"	5166,2 1	> 3	0,32	0,65	1,16	1641	1901	103		2174	1905	2891
БСК													1372	
З урахуванням БСК												2174	533	2238
Втрати в трансформаторі, $S_{н.тр} = 1600$ кВА	$N_{тр} = 2$											23,22	122,84	
Всього на шинах 10 кВ ТП №7	$K_3 = 0,7$											2174	533	2238
Втрати в трансформаторах	14											173	909	
Всього по заводу												16029	12265	20183
КП 0,4 кВ													10337	
Всього з урахуванням КП-0,4 кВ												16029	1928	16144
Сумарне навантаження по заводу												16029	1928	16144
КП 10 кВ													0	
Всього на шинах 10 кВ												16029	1928	16144

1.4. Графіки електричних навантажень

Для розрахунку річних витрат активної й реактивної енергії нами прийнято:

кількість робочих днів: зимою – 147; літом – 105;

кількість вихідних днів: зимою – 65; літом – 48.

Витрати активної й реактивної електричної енергії в умовах навчального проектування можна визначити наступними формулами:

$$W_z = \sum P_i T_i \quad (1.12)$$

$$V_z = \sum Q_i T_i \quad (1.13)$$

Річні витрати активної та реактивної енергії:

$$\begin{aligned} W_p &= P_{зр\Gamma} \cdot 147 + P_{зв\Gamma} \cdot 65 + P_{лр\Gamma} \cdot 105 + P_{лв\Gamma} \cdot 48 \\ &= 247486 \cdot 147 + 170549 \cdot 65 + 210367 \cdot 105 + 144970 \\ &\quad \cdot 48 = 76\,513\,222 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_p &= Q_{зр\Gamma} \cdot 147 + Q_{зв\Gamma} \cdot 65 + Q_{лр\Gamma} \cdot 105 + Q_{лв\Gamma} \cdot 48 \\ &= 124000 \cdot 147 + 87942 \cdot 65 + 105400 \cdot 105 + 74751 \cdot 48 \\ &= 38\,599\,278 \text{ кВар} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Час використання максимуму навантаження:

$$T_{max} = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_p} = \frac{\sqrt{76\,513\,222^2 + 38\,599\,278^2}}{20183} = 4246 \text{ год.}$$

Час максимальних витрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4246}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2637 \text{ год.}$$

Таблиця 1.5. Активне, реактивне та повне навантаження по сезонам

№ п.п.	Зимові дні						Літні дні					
	Робочі дні			Вихідні дні			Робочі дні			Вихідні дні		
	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА
1	7534	3312	8230	4328	2085	4804	6404	2815	6995	3679	1772	4084
2	8816	3925	9550	5610	2698	6225	7494	3336	8203	4769	2294	5292
3	5931	3189	6734	2725	1962	3358	5041	2711	5724	2316	1668	2854
4	5770	3066	6534	2565	1840	3157	4905	2606	5554	2180	1564	2683
5	7694	3680	8529	4488	2453	5115	6540	3128	7250	3815	2085	4348
6	5450	3066	6253	2244	1840	2902	4632	2606	5315	1907	1564	2466
7	7373	3312	8083	4168	2085	4660	6267	2815	6870	3542	1772	3961
8	8816	3925	9650	5610	2698	6225	7494	3336	8203	4769	2294	5292
9	9617	4415	10582	6412	3189	7161	8175	3753	8995	5450	2711	6087
10	14106	5151	15017	10900	3925	11585	11990	4379	12765	9265	3336	9847
11	10419	6991	12547	7213	5765	9234	8856	5942	10665	6131	4900	7849
12	14586	9689	17511	11381	6132	12928	12398	8236	14884	9674	5213	10989
13	16029	12265	20183	12823	8586	15432	13625	10425	17156	10900	7298	13118
14	15708	9812	18521	12503	6746	14207	13352	8340	15743	10627	5734	12075
15	12663	6991	14465	9457	5765	11076	10763	5942	12294	8039	4900	9415
16	12182	6991	14045	8976	5765	10668	10355	5942	11939	7630	4900	9068
17	10098	4538	11071	6892	3312	7647	8584	3857	9411	5859	2815	6500
18	12182	5151	13226	8976	3925	9747	10355	4379	11243	7630	3336	8327
19	13304	5274	14311	10098	4047	10879	11308	4483	12164	8584	3440	9248
20	10739	4170	11520	7534	2944	8089	9129	3545	9793	6404	2502	6875
21	9617	3680	10297	6412	2453	6865	8175	3128	8753	5450	2085	5835
22	10098	3680	10748	6892	2453	7316	8584	3128	9136	5859	2085	6219
23	8816	3802	9601	5610	2576	6173	7494	3232	8161	4769	2189	5247

24	9938	3925	10685	6732	2698	7253	8447	3336	9082	5722	2294	6165
Σ добове	247486	124000	277893	170549	87942	192706	210367	105400	236298	144970	74751	163844

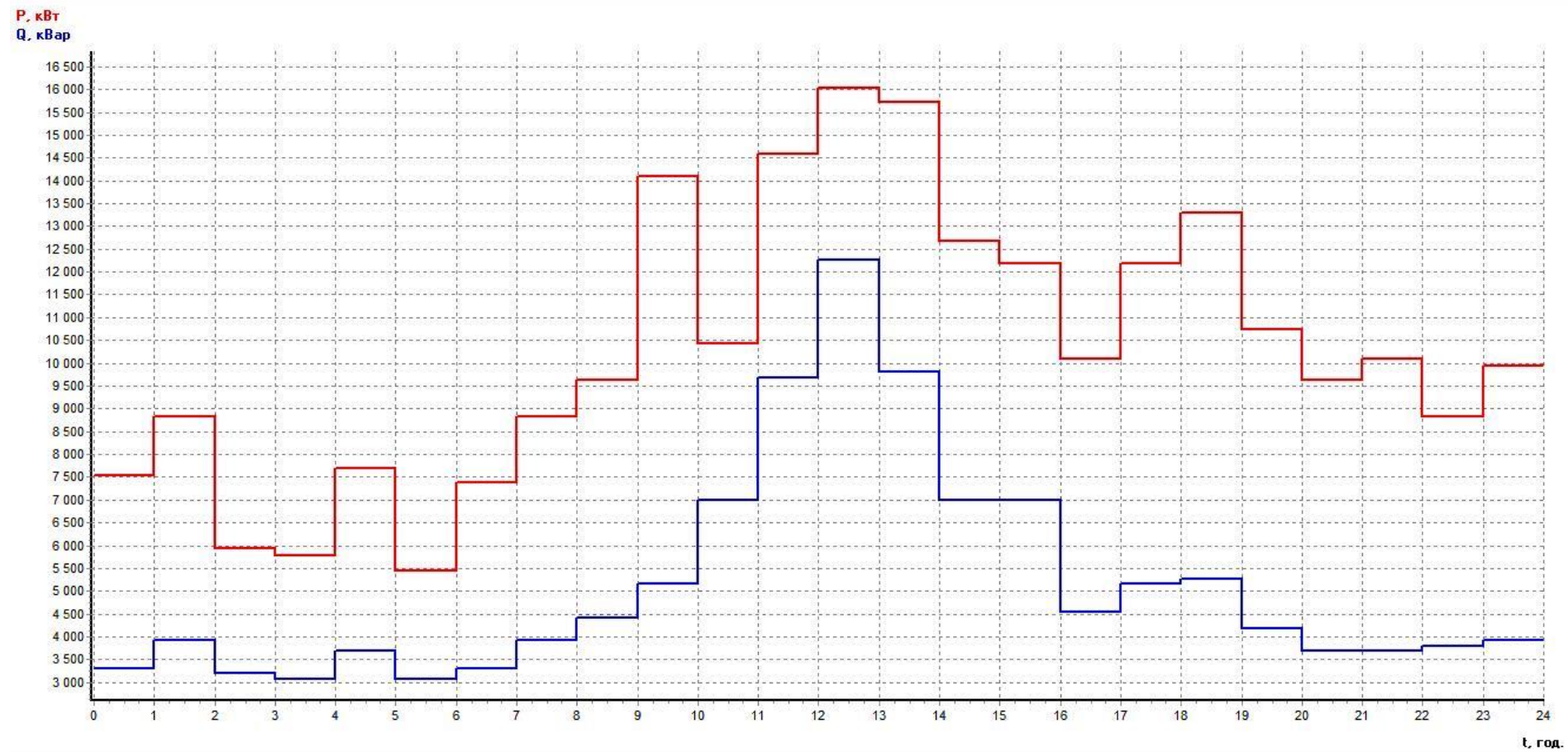


Рис. 1.1. Добовий зимовий графік активного та реактивного навантаження за робочі дні

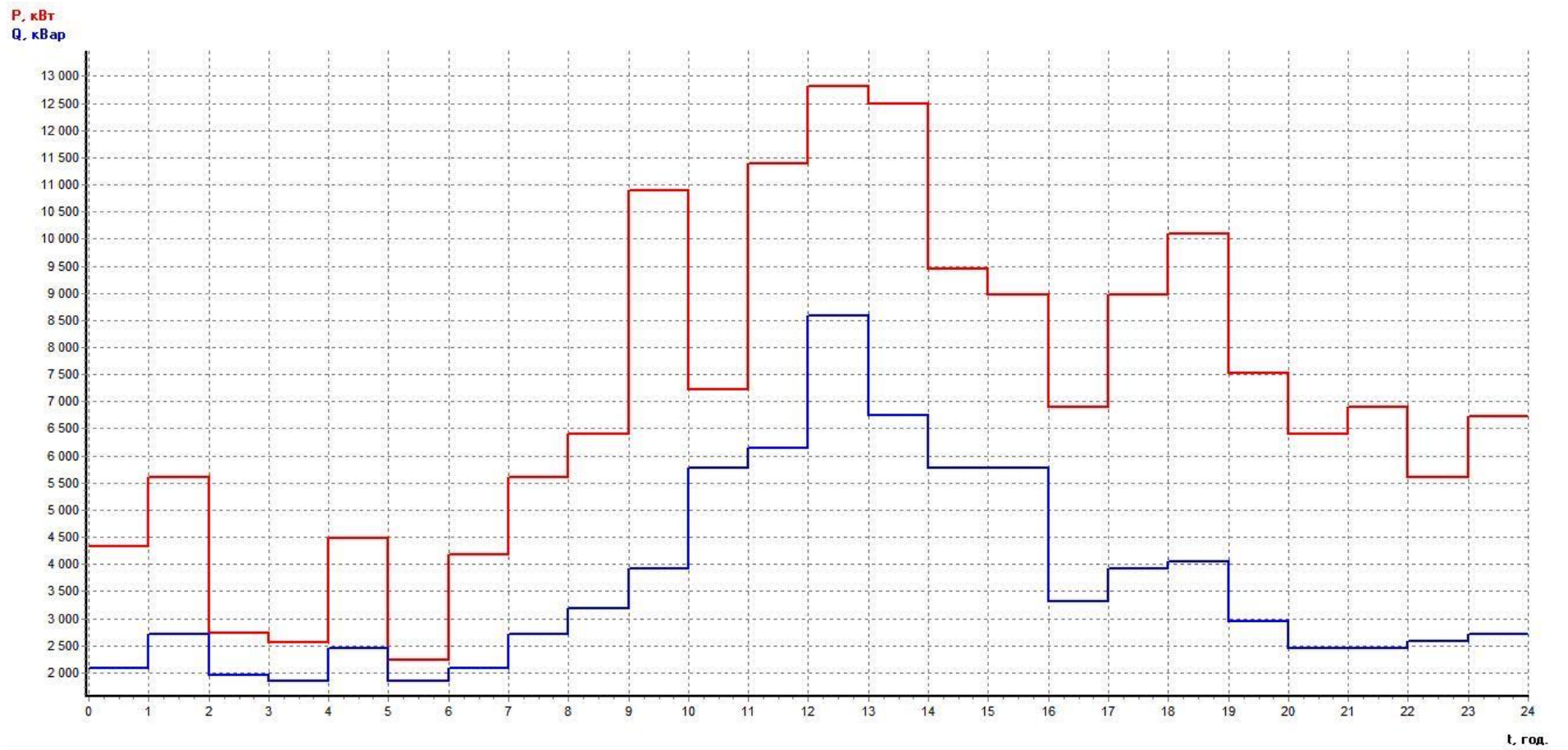


Рис. 1.2. Добовий зимовий графік активного та реактивного навантаження за вихідні дні

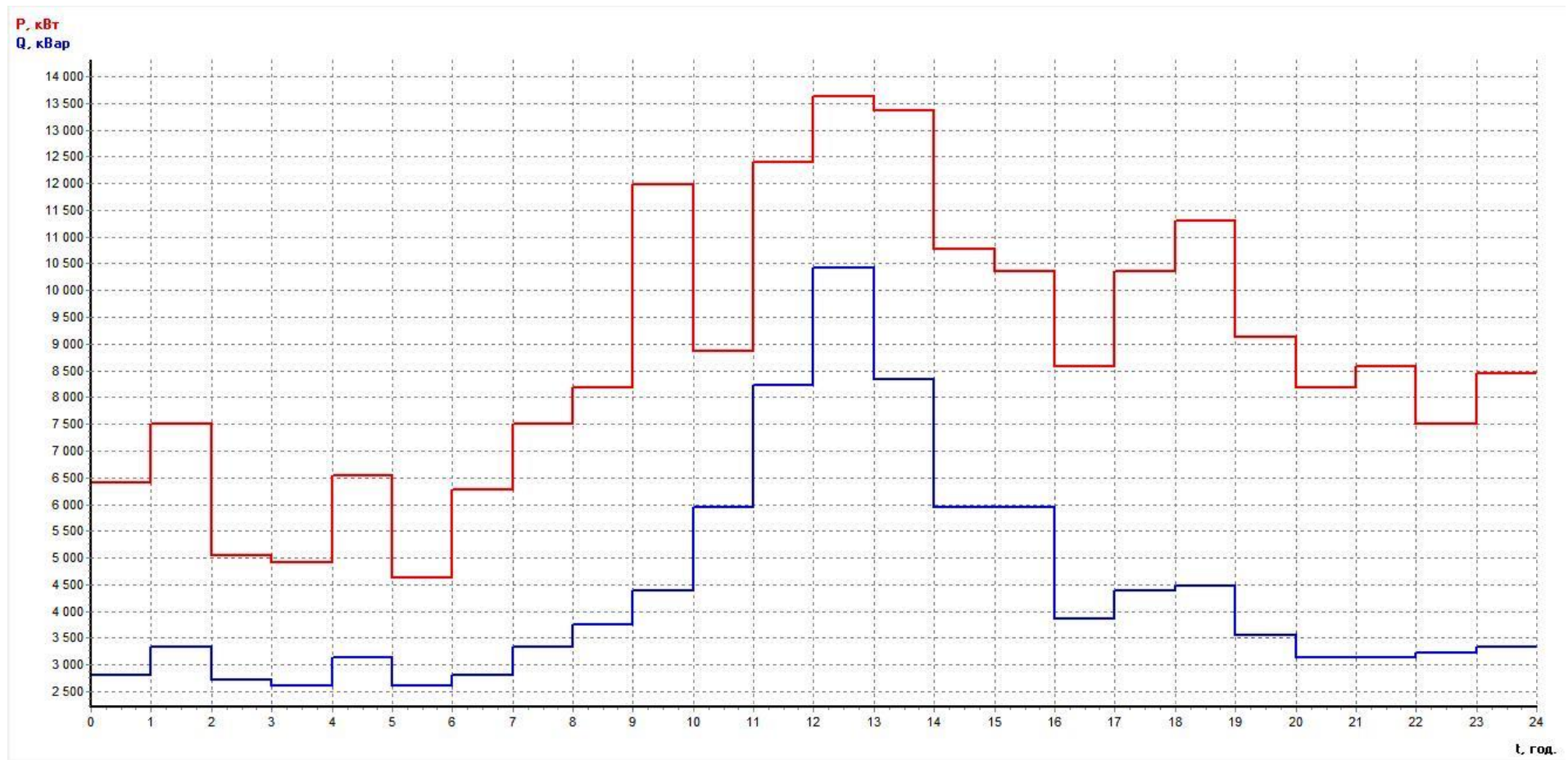


Рис. 1.3. Добовий літній графік активного та реактивного навантаження за робочі дні

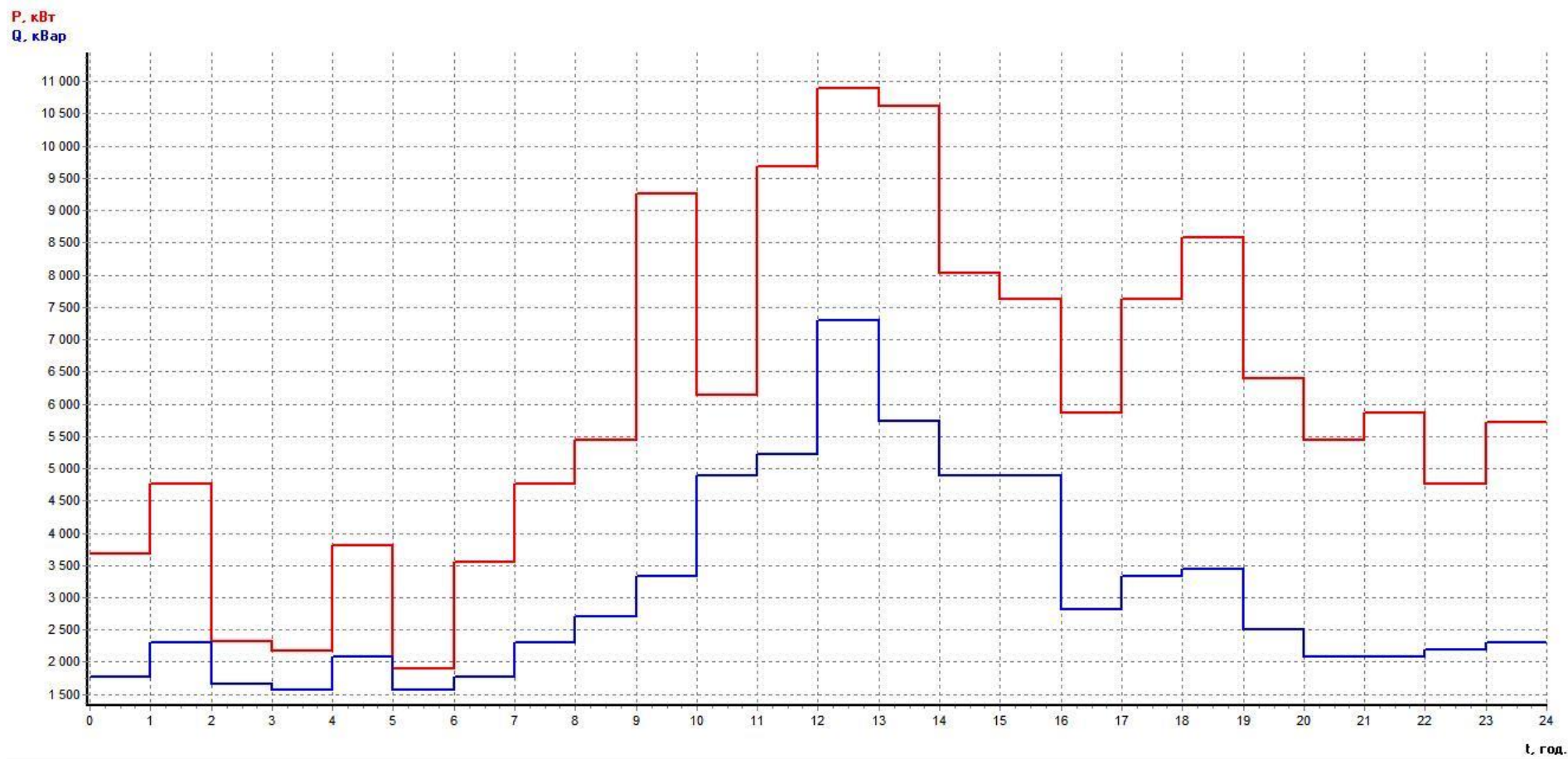


Рис. 1.4. Добовий літній графік активного та реактивного навантаження за вихідні дні

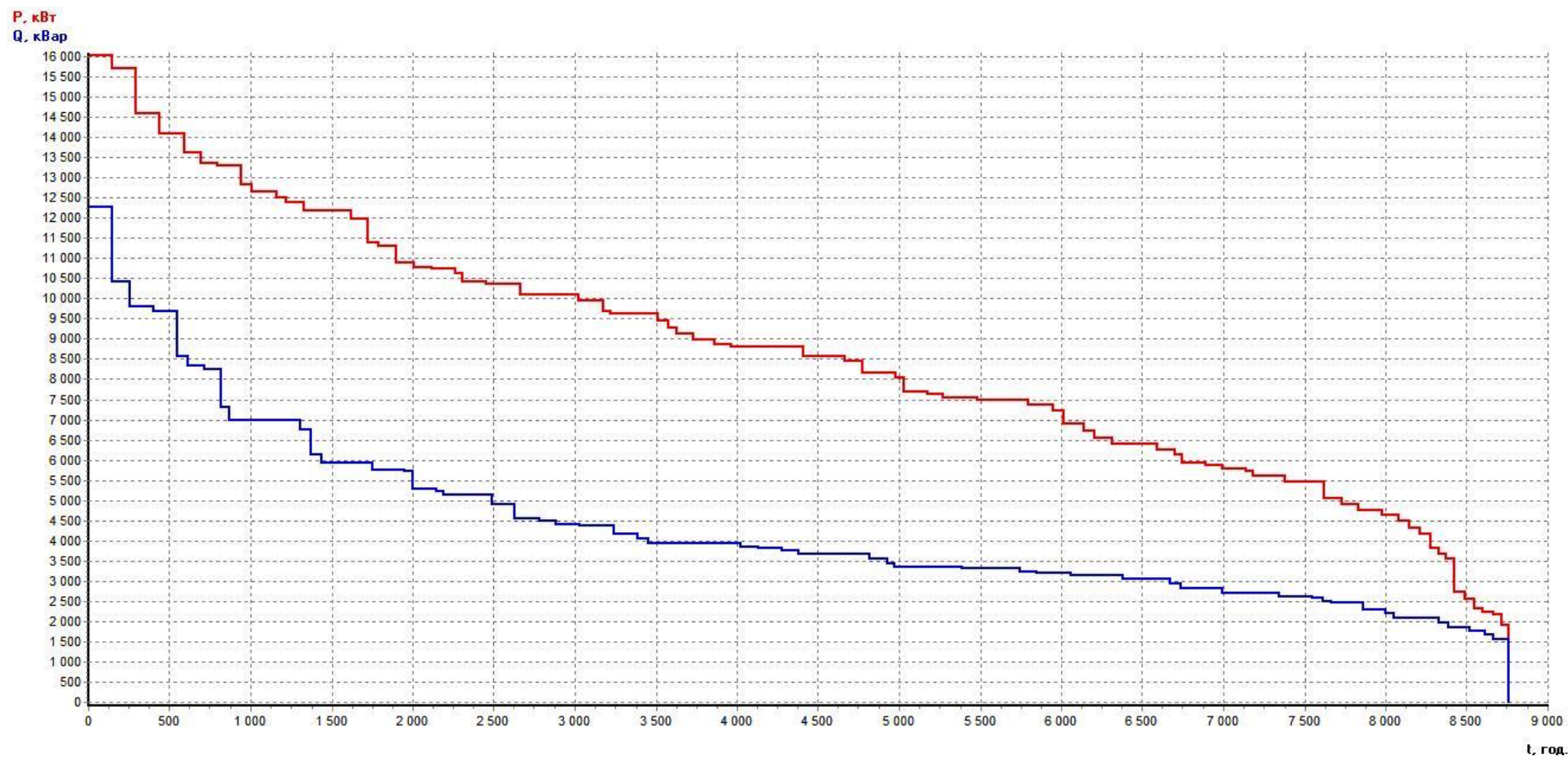


Рис. 1.5. Річний графік активного навантаження

2. Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки (ЦРП)

Відображення електричних навантажень підприємства здійснюється шляхом побудови картограми, на якій кожний виробничий підрозділ зображається у вигляді кола. Розмір цього кола визначається відповідно до прийнятого масштабу ($\text{кВт}/\text{мм}^2$) таким чином, щоб його площа відповідала величині повного електричного навантаження конкретного цеху. Радіус кола знаходять на основі залежності площі круга (2.1):

що дозволяє встановити графічний еквівалент потужності у вибраному масштабі.

Просторове розміщення навантажень ґрунтується на підходах теоретичної механіки. Центр електричних навантажень (ЦЕН) окремого цеху за умови рівномірного розташування обладнання приймається таким, що збігається з його геометричним центром.

Визначення координат сумарного центру електричних навантажень підприємства (X_0, Y_0) виконується за аналогією до знаходження центра ваги механічної системи: роль «мас» у цьому випадку відіграють потужності цехів (P_i), а координатами — положення центрів навантажень окремих підрозділів (X_i, Y_i).

Освітлювальне навантаження на картограмі відображається як сектор відповідного кола. Величина центрального кута цього сектора (2.4)

є пропорційною частці потужності освітлення у складі загального навантаження цеху, що забезпечує наочне графічне відображення структури споживання електроенергії.

$$P_i = \pi R_i^2 m \quad (2.1)$$

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}} \quad (2.2)$$

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2.3)$$

$$\alpha_i = \frac{P_{i.осв} \cdot 360}{\pi R_i^2} \quad (2.4)$$

Згідно цієї методики, для кожного окремого підрозділу підприємства розраховуємо координати та кут α .

Для прикладу проведемо побудову картограми для головного корпусу. Згідно формул (2.2), (2.4), отримаємо:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}} = \sqrt{\frac{P_{i.осв.} + P_{i.сил.}}{\pi m}} = \sqrt{\frac{10,47 + 1856,4}{\pi \cdot 0,3}} = 45 \text{ мм}$$

$$\alpha_i = \left(\frac{P_{i.осв} \cdot 360}{\pi \cdot R_i^2} \right) / m = \left(\frac{10,47 \cdot 360}{\pi \cdot 45^2} \right) / 0,3 = 2^\circ$$

Для інших корпусів та цехів заводу розрахунок проводиться аналогічно і зводиться до *таблиці 2.1*.

Визначимо координати ЦЕН за формулами 2.3:

$$X_0 = \left(\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i \right) / \sum_{i=1}^n P_i = \frac{6169375,4}{15856} = 389 \text{ м};$$

						Адк.

$$Y_0 = \left(\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i \right) / \sum_{i=1}^n P_i = \frac{4395409,6}{15856} = 277 \text{ м.}$$

З урахуванням даних розрахунків, а також напрямку живлення від системи і розташування високовольтного обладнання вибираємо розташування ГЗП, яке зображено на кресленні за координатами $X_{ГЗП} = 389 \text{ м}$ (519 мм), $Y_{ГЗП} = 277 \text{ м}$ (370 мм).

Таблиця 2.1. Дані для побудови картограми та розрахунку умовного центру електричних навантажень

№ п.п	Найменування підрозділу	$P_{р.сил.},$ кВт	$P_{р.осв.},$ кВт	$P_p,$ кВт	$m, \text{ кВт/мм}^2$	$R, \text{ мм}$	$\alpha, ^\circ$	$x, \text{ м}$	$y, \text{ м}$	$P_{*x}, \text{ кВт}\cdot\text{м}$	$P_{*y}, \text{ кВт}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Головний корпус	1856,4	10,47	1867	0,3	45	2	534,3	242,0	997466,1	451781,
2	Зварювальний корпус	1528,8	8,04	1537	0,3	40	2	533,5	293,3	819964,0	450785,
3	Апаратний цех	879,8	6,77	887	0,3	31	3	531,7	350,3	471384,1	310588,
4	Ізоляційний корпус	588,6	5,40	594	0,3	25	3	244,7	308,8	145317,2	183383,
5	Киснева станція	116,7	1,21	118	0,3	11	4	444,3	350,4	52376,0	41305,4
6	Котельня	723,8	3,11	727	0,3	28	2	432,1	225,2	314112,3	163697,
7	Депо електрокарів	52,5	1,68	54	0,3	8	11	381,3	178,8	20657,0	9688,5
8	Деревообробний цех	82,7	3,30	86	0,3	10	14	533,5	174,6	45911,9	15026,3
9	Лаковарочний цех	1966,2	2,33	1969	0,3	46	0,43	337,7	220,5	664692,4	433961,
10	Гараж	55,1	1,51	57	0,3	8	10	412,7	352,5	23371,8	19961,7
11	Механоскладальний цех	2160,1	9,46	2170	0,3	48	2	348,9	352,5	756965,3	764645,
12	Заготівельно-зварювальний цех	1717,9	9,73	1728	0,3	43	2	348,9	298,5	602794,6	515617,
13	Цех обмотки проводів	2956,8	5,84	2963	0,3	56	1	345,2	252,0	1022586,4	746438,
14	Склад масел	26,3	0,98	27	0,3	5	13	432,4	309,2	11776,0	8420,9
15	Випробувальна лабораторія	257,5	18,96	276	0,3	17	25	190,7	324,5	52714,6	89716,6
16	Цех металлоконструкцій	687,6	5,89	693	0,3	27	3	232,9	257,8	161532,4	178748,
17	Склад трансформаторного масла	43,8	1,85	46	0,3	7	15	126	255	5753,4	11643,3
18	Заводоуправління	52,5	6,48	59	0,3	8	40	242	203	14253,1	11985,3
Всього по заводу		15753		15856						6169375,4	4395409

. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства

Підприємство отримує живлення від підстанції необмеженої потужності. На підстанції встановлено два трансформатори по 40 МВА, напругою 115/37/10,5. При відстані до підстанції 6 км, виконуємо техніко-економічне порівняння двох варіантів електропостачання напругою 35 кВ і 10 кВ.

Приведені витрати:

$$Z_i = E_n K_i + C_i + C_{\text{втр.і}} + Y_i \quad (3.1)$$

де E_n - коефіцієнт нормативний, 1/рік;

K_i - капітальні сумарні витрати у схему, тис. грн.;

C_i - витрати поточні, тис.грн./рік;

$C_{\text{втр.і}}$ - вартість втрат електричної енергії, тис.грн./рік;

Y_i - ймовірнісний збиток від переривів в електропостачанні заводу, тис.грн/рік.

$$C_i = C_{ai} + C_{ei} \quad (3.2)$$

$$C_{\text{втр.і}} = c_0 \Delta W \quad (3.3)$$

де C_0 – вартість втрат однієї кВт·год електроенергії, (грн.)

ΔW втрати електричної енергії в повітряних та кабельних лініях електропередач, кВт·год;

$$\Delta W = \Delta P_{\text{лкм}} I_{\Sigma}^2 K_{\Sigma}^2 \tau \quad (3.4)$$

де $\Delta P_{1KM} - l_{\Sigma} - K_3 - \tau$ – відповідно питомі втрати активної потужності Р на 1,0 км довжини; сумарна довжина ліній електропередач, км; коефіцієнт завантаження зазначених ліній та кількість годин максимальних річних втрат.

Втрати електричної енергії в трансформаторах:

$$\Delta W = \Delta P_x t + \Delta P_K K_3^2 \tau \quad (3.5)$$

Збитки визначаються наступним чином:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.6)$$

де λ_i – параметр потоку відмов одного із елементів дослідної системи електропостачання, що застосовуються у проектуванні, 1/рік;

n - число застосованих елементів у колі схеми.

Середній час відновлення однієї лінії (годин) (ланцюга схеми):

$$T_{\epsilon} = \frac{\sum \lambda_i T_{\epsilon i}}{\lambda} \quad (3.7)$$

Загальна методика розрахунку найвигіднішого варіанту, яка використовується в даній роботі, наведено в літературному джерелі [6]. На цій основі здійснюється техніко-економічне зіставлення 2-х варіантів схем електропостачання

Іваріант

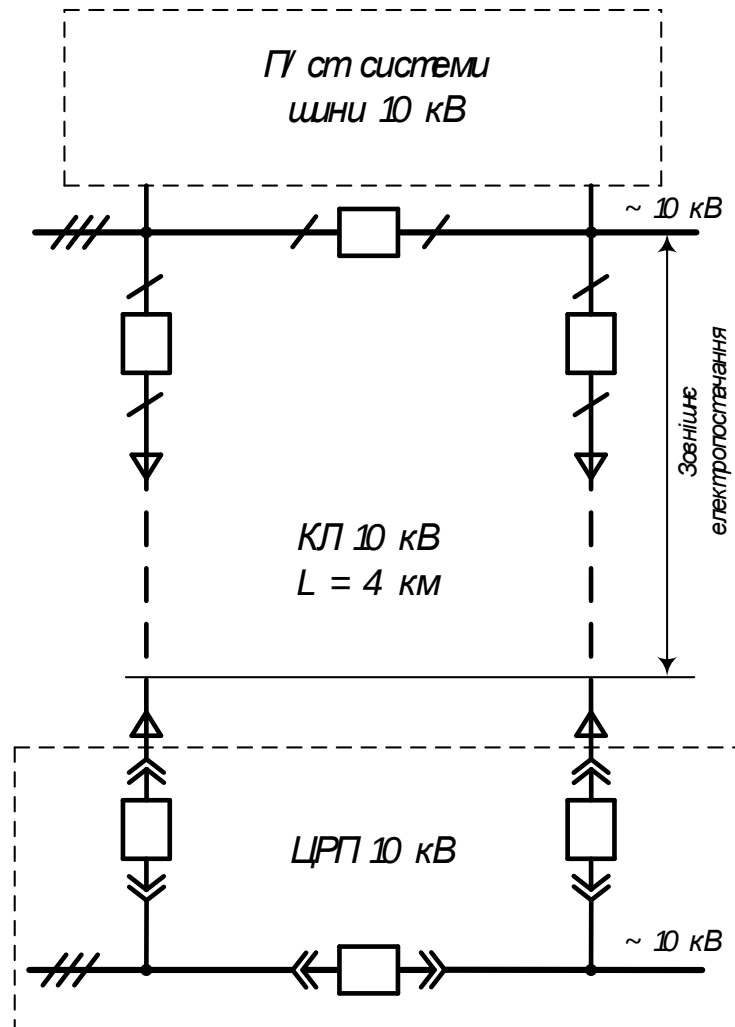


Рис. 3.1. Схема живлення напругою 10 кВ

1) Розрахунковий струм в лінії:

$$I_{max} = \frac{S_p}{N \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{20183}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 582,6 \text{ А}$$

2) Площа перерізу кабельної лінії:

$$F = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{582,6}{1,4} = 95,09 \text{ мм}^2$$

де $j_{ек} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ – економічна щільність струму

Приймаємо стандартний переріз кабелю –300,0 мм². Обираємо кабель типу **A2XSYBY 3x 300RM/25**, $F_{каб.} = 3 \times 300 \text{ мм}^2$.

3) Коефіцієнт завантаження КЛ в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{n \cdot I'_{доп}} = \frac{582,6}{2 \cdot 463} = 0,63$$

4) Втрати потужності та енергії в лінії:

$$\Delta P_{л} = \Delta P_{1км} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 = 28 \cdot 12 \cdot 0,63^2 = 133,02 \text{ кВт}$$

$$l_{\Sigma} = l \cdot n_{л} = 6 \cdot 2 = 12 \text{ км}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau = 133,02 \cdot 2637 = 350\,766,11 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

5) Вартість втрат електроенергії:

$$C_{втр.1} = \Delta \mathcal{E} \cdot C_0 = 350\,766,11 \cdot 2,85 \cdot 10^{-3} = 999,7 \text{ тис. грн.}$$

де $C_0 = 8,85 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$, вартість 1 кВт·год електроенергії

ІІ варіант

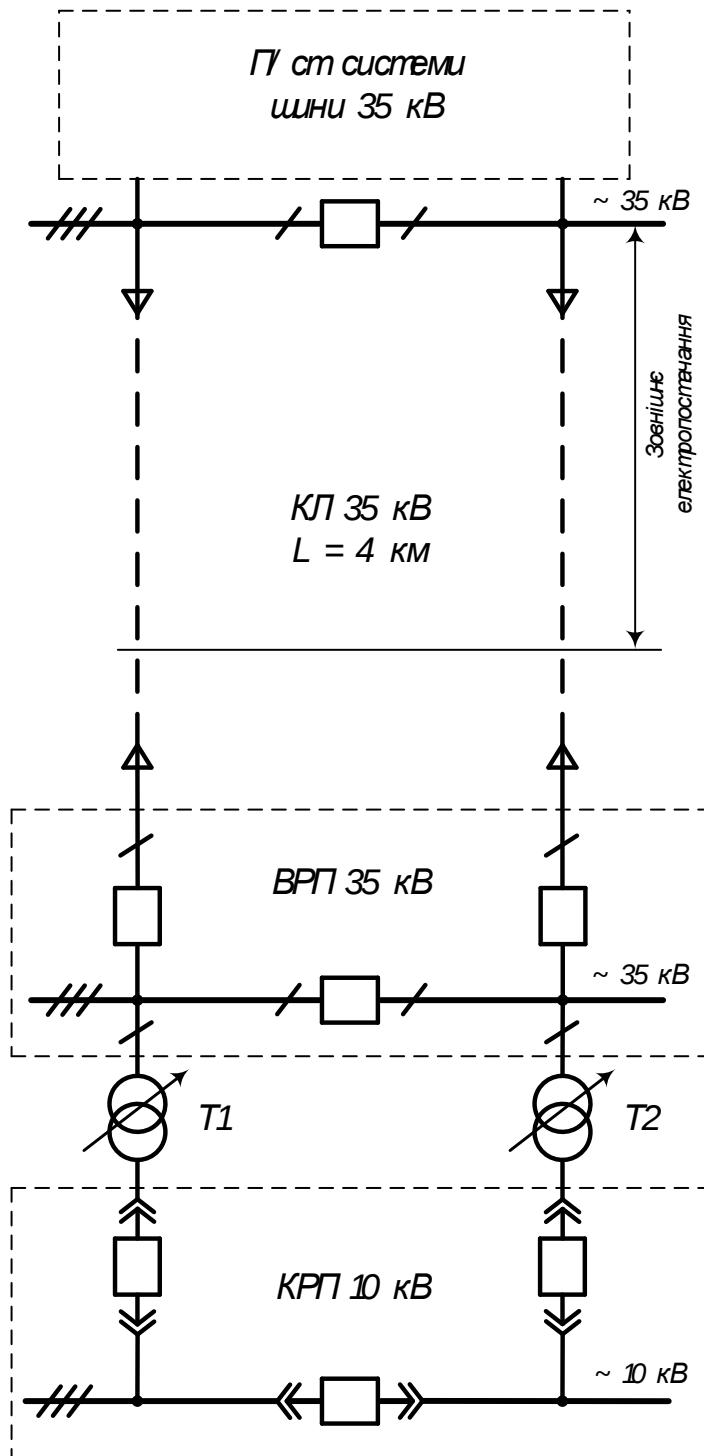


Рис. 3.2. Схема живления напругою 35 кВ

1) Розрахунковий струм в лінії:

						Адк.

$$I_{max} = \frac{S_p}{N \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{20183}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 166,5 \text{ A}$$

2) Площа перерізу кабельної лінії:

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{ек}}} = \frac{166,5}{1,2} = 138,72 \text{ мм}^2$$

де $j_{ек} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ – економічна щільність струму

Приймаємо стандартний переріз кабелю – 50 мм². Обираємо кабель типу **АПвЭзП(1 х150)RM/25**, $F_{каб.} = 150$ мм².

Параметри на один ланцюг: $\Delta P_{1\text{км}} = 20$ кВт/км; $I_{\text{дон}} = 288$ А; $K_0 = 156$ тис.грн/км.

1) Перевірка вибраних КЛ за умовою нагріву в нормальному режимі:

$$I_p = 1,05 \cdot 166,5 = 174,8 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} \cdot K_n = 288 \cdot 1 = 288 \text{ A}$$

2) Перевірка вибраних КЛ за умовою нагріву в аварійному режимі:

$$I_{p,ав.} = n_{кл} \cdot I_p = 2 \cdot 166,5 = 349,6 \text{ A} \leq I_{доп} \cdot 1,35 = 388,8 \text{ A}$$

Обрана КЛ марки *АПвЭП(1 х 150)RM/25* задовольняє умовам перевірки.

3) Коефіцієнт завантаження КЛ в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{n \cdot I_{\text{доп}}} = \frac{166,5}{288} = 0,61$$

4) Втрати потужності та енергії в КЛ:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{1\text{км}} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 = 20 \cdot 6 \cdot 0,61^2 = 44,2 \text{ кВТ}$$

$$l_{\Sigma} = l \cdot n_{\text{я}} = 6 \cdot 1 = 6 \text{ км}$$

де $n_l = 3$, число кабельних ліній в одному ланцюзі.

$$\Delta \Theta_{\text{д}} = \Delta P_{\text{д}} \cdot \tau = 44,2 \cdot 2637 = 116\,557,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Трансформатори ГЗП

						Αρχ.

- 1) Розрахункова потужність трансформаторів:

$$S_{p.тр} = \frac{S_p \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{K_{II\%}}{100}\right)}{1,4 \cdot (n_{тр} - 1)} = \frac{20183 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{100}{100}\right)}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 14,42 \text{ МВА}$$

Обираємо трансформатор типу ТМН-16000/35 з параметрами:

S_n , кВА	U_n , кВ	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
16000	35	90	19,9	10	1,1

- 2) Завантаження трансформатора в нормальному режимі:

$$K_{з.тр} = \frac{S_p}{n_{тр} \cdot S_{н.тр}} = \frac{20183}{2 \cdot 16000} = 0,63$$

- 3) Аварійне навантаження:

$$S_{авар.} = 1,4 \cdot S_{н.тр} = 1,4 \cdot 16000 = 22400 \text{ кВА}$$

- 4) Втрати ел.енергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{тр} &= n \cdot (\Delta P_{хх} \cdot t_{вкл} + \Delta P_{кз} \cdot \tau \cdot K_z^2) \\ &= 2 \cdot (19,9 \cdot 8760 + 90 \cdot 2637 \cdot 0,63^2) = 537\,471 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

- 5) Сумарні втрати ел.енергії:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_л + \Delta \mathcal{E}_{тр} = 116\,557,2 + 537\,471 = 654\,027,86 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

- 6) Сумарна вартість втрат енергії:

$$C_{втр.2} = \Delta \mathcal{E} \cdot C_0 = 654\,027,86 \cdot 2,2 \cdot 10^{-3} = 1438,86 \text{ тис. грн.}$$

де $C_0 = 4,25$ грн/кВт·год, вартість 1 кВт·год електроенергії для I класу напруги

						Адк.

Таблиця 3.1. Розрахунок спрощених капітальних вкладень та поточних витрат по варіантах

№ п.п.	Найменування об'єкту	Спрощені капітальні вкладення				Поточні витрати					
		Одиниця	Кількість	Вартість одиниці, тис.грн.	Вартість всього, тис.грн.	K_i , тис.грн.	P_a , %	C_a , тис.грн.	P_e , %	C_e , тис.грн.	C_r , тис.грн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I варіант	Шафи КРП КУ-10С	шт.	2	10,7	21,4	21,4	15	3,21	5	1,07	4,2
	Кабельна лінія напругою 10 кВ	км	12	119	1428	1428	5	71,4	5	71,4	142
	Траншея	км	6	14,3	85,8	85,8	5	4,29	5	4,29	8,5
	Всього				1535,2						155,
II варіант	ВРП 35 кВ	шт.	1	95	95	95	15	14,25	5	4,75	15
	Кабельна лінія напругою 35 кВ	км	6	156	936	936	5	46,8	5	46,8	93,
	Вакуумні вимикачі 35 кВ	шт.	3	100	300	300	5	15	5	15	30
	Трансформатори ТМН-16000/35	шт.	2	1100	2200	2200	15	330	5	110	44
	Траншея	км	6	14,3	85,8	85,8	5	4,29	5	4,29	8,5
	Всього				3616,8						591,

Підсумкові результати заносимо у таблицю 3.2.

Таблиця 3.2. Техніко – економічні показники розглянутих схем

№ п.п.	Найменування статті	Одиниця	Варіант I	Варіант II
1	Вартість втрат електроенергії, $C_{втр.п}$	тис.грн.	1535	3617
2	Капіталовкладення у варіант, K_n	тис.грн.	156	591
3	Поточні витрати, C_n	тис.грн.	1000	1439
4	Збиток, U_n	тис.грн.	5,18	7,71
5	Плата за електричну енергію (одноставковий тариф), P_n	тис.грн.	217 907	167 738
7	Приведені витрати (одноставковий тариф), Z_n	тис.грн./рік	219 252	170 210

Як видно з розрахунків за економічними показниками, II варіант (живлення напругою 35 кВ) є більш доцільнішим та вигіднішим.

4. Компенсация реактивной мощности

Проведем расчет баланса активной и реактивной мощности для ТП №1.

1. Суммарное низковольтное электрическое
навантажение:

$$P_{\text{н}} = \sum P_{\text{ТП}} = 15856 \text{ кВт} \quad Q_{\text{н}} = \sum Q_{\text{ТП}} = 11655 \text{ кВар}$$

2. Суммарные потери в цеховых ТП:

$$\Delta P_{\text{т}} = \sum \Delta P_{\text{ТП}} = 172,6 \text{ кВт} \quad \Delta Q_{\text{т}} = \sum \Delta Q_{\text{ТП}} = 909 \text{ кВар}$$

3. Суммарное высоковольтное навантажение (без
учета СД 10 кВ):

$$P_{\text{в}} = \sum P_{\text{ВН}} = 0 \text{ кВт} \quad \Delta Q_{\text{в}} = \sum Q_{\text{ВН}} = 0 \text{ кВар}$$

4. Суммарное потребление активной и реактивной
мощностей:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{т}} + P_{\text{в}} = 15856 + 172,6 + 0 = 16029 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\text{т}} + Q_{\text{в}} = 11655 + 909 + 0 = 12564 \text{ кВар}$$

5. Реактивная мощность, которая потребляется из системы:

						Арк.

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_c = 16029 \cdot 0,15 = 2404 \text{ кВар}$$

6. Потужність компенсуючи пристроїв:

$$Q_{\text{кп}} = Q_p - Q_e = 12564 - 2404 = 10160 \text{ кВар}$$

7. Мінімальна кількість трансформаторів:

$$N_0 = \frac{P_H}{\beta \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{15856}{0,7 \cdot 1600} = 14,2 \approx 14 \text{ шт.}$$

На далі розглядатимуться варіанти при чмслі трансформаторів
 $N = N_0, N = N_0 + 1, N = N_0 + 2$

Варіант 1. $N = N_0 = 1$ шт.

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{\text{ном}})^2 - P_H^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 15856^2} = 0 \text{ кВар}$$

$$Q_{\text{кн}} = Q_H - Q_1 = 11655 - 0 = 11655 \text{ кВар}$$

$$Q_{\text{кв}} = Q_p - Q_{\text{кн}} - Q_e = 12564 - 11655 - 2404 = -1495 = 0 \text{ кВар}$$

Розрахунок інших варіантів $N = N_0 + 1, N = N_0 + 2$ виконується аналогічно показаному. Результати – таблиця 4.1.

Таблиця 4.1. Розрахунок потужності компенсуючи пристроїв

№ варіанту	Кількість трансформаторів	Q_1 , кВар	$Q_{\text{кн}}$, кВар	$Q_{\text{кв}}$, кВар
1	14	0	11655	0
2	15	5552	6103	4057
3	16	8349	3306	6854

Розрахункові витрати на компенсацію РП

Варіант 1. ТП №1, $N = N_0 = 14$ шт.

1. Втрати активної потужності в КП:

$$\Delta P_{\text{КН}} = P_{\text{ПІТ}}^{\text{КН}} \cdot Q_{\text{КН}} = 0,0045 \cdot 11453 = 51,54 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{КВ}} = P_{\text{ПІТ}}^{\text{КВ}} \cdot Q_{\text{КВ}} = 0,003 \cdot 0 = 0 \text{ кВт.}$$

2. Втрати активної потужності при передачі через трансформатори ТП:

$$\Delta P_{\text{ТП}} = \frac{P_{\text{НН}}^2 + Q_1^2}{U_{\text{Н}}^2} \cdot R_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} = \frac{15856^2 + 0^2}{10^2} \cdot 0,0092 \cdot 10^{-3} \\ = 23,1 \text{ кВт}$$

$$R_{\text{екв}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{N \cdot S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{3,3 \cdot 10^2}{14 \cdot 1600^2} = 0,0092 \text{ Ом}$$

3. Вартість КП на стороні 0,4 кВ:

$$K_{\text{КН}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{КН}.i} \cdot K_{\text{КН}.i} \\ = 3 \cdot 6,71 + 1 \cdot 6,14 + 5 \cdot 7,29 + 1 \cdot 3,9 + 1 \cdot 5,32 + 8 \\ \cdot 8,18 + 1 \cdot 7,16 + 7 \cdot 10,23 = 216,15 \text{ тис. грн.}$$

4. Вартість КП на стороні 10 кВ:

$$K_{\text{КВ}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{КВ}.i} \cdot K_{\text{КВ}.i} = 0 \cdot 0 = 0 \text{ тис. грн.}$$

5. Вартість КТП:

$$K_{\text{КТП}} = N_{\text{КТП}(2)} \cdot K_{\text{КТП}(2)} + N_{\text{КТП}(1)} \cdot K_{\text{КТП}(1)} = 7 \cdot 638 + 0 \cdot 337,5 \\ = 4466 \text{ тис. грн.}$$

						Адк.

6. Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності:

$$\begin{aligned}
 Z &= E_H \cdot (K_{KH} + K_{KB} + K_{КТП}) + C_0 \cdot \tau \cdot (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{ТП}) \\
 &= 0,12 \cdot (216,15 + 0 + 4466) + 2,2 \cdot 2637 \\
 &\quad \cdot (51,5 + 0 + 23,1) = 995,2 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

Розрахунок інших варіантів проводиться аналогічно вказаному.

Таблиця 4.2. Розрахункові витрати на компенсації реактивної
потужності

№ вар.	$Q_{KH},$ кВАр	$\Delta P_{KH},$ кВт	$Q_{KB},$ кВАр	$\Delta P_{KB},$ кВт	$N_{TP},$ шт.	$R_{KB},$ Ом	$S_{TP},$ кВА	$\Delta P_{TP},$ кВт	$K_{KH},$ тис.грн.	$K_{KB},$ тис.грн.	$K_{КТП},$ тис.грн.	$Z,$ тис.грн.
1	11524	51,86	0	0	14	0,01	15856	23,15	221	0	4466	997,6
2	6096	27,43	4050	12,15	15	0,009	16800	24,26	117,85	67,2	5104	1005
3	3316	14,92	6750	20,25	16	0,008	17920	25,87	65,05	102,46	5742	1063,3

5. Трансформаторні підстанції

Вибір трансформаторів ГПП був здійснений у розділі №3

$$S_{p.тр} = \frac{S_p \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{K_{II\%}}{100}\right)}{1,4 \cdot (n_{тр} - 1)} = \frac{20183 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{100}{100}\right)}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 14,42 \text{ МВА}$$

Трансформатор типу ТМН-16000/35

Коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі роботи:

$$K_3 = \frac{S_{max}}{n \cdot S_{ном.тр.}} = \frac{16144}{2 \cdot 16000} = 0,5$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в аварійному режимі роботи, при виведенні іншого трансформатора з роботи:

$$K_3 = \frac{S_{max}}{S_{ном.тр.}} = \frac{16144}{16000} = 1,01$$

Вибір цехових трансформаторів ТП здійснюємо у вигляді таблиці

Таблиця 5.1. Вибір цехових трансформаторних підстанцій ТП

№ КТП	n	S _p , кВА	Марка	K ₃	S _{ном} >S _p /K ₁	S _{ном} >S _p /K ₂	Тип КТП
КТП-1	2	2239	ТМ 1600-10/0,4	0,70	1036,7	1599,5	Вбудована
КТП-2	2	2291	ТМ 1600-10/0,4	0,72	1060,6	1636,4	Вбудована
КТП-3	2	2291	ТМ 1600-10/0,4	0,72	1060,5	1636,2	Вбудована
КТП-4,5	4	4697	ТМ 1600-10/0,4	0,73	1087,3	1118,3	Вбудована
КТП-6	2	2241	ТМ 1600-10/0,4	0,70	1037,4	1600,6	Вбудована
КТП-7	2	2238	ТМ 1600-10/0,4	0,70	1036,3	1598,9	Вбудована

6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання

6.1. Розрахунок струмів коротких замикань

Для визначення струмів короткого замикання попередньо формується розрахункова схема, що подається в однолінійному виконанні. До неї включаються всі джерела електроенергії, від яких може здійснюватися живлення точки виникнення короткого замикання, а також усі складові системи електропостачання, розташовані між цими джерелами та місцем аварії.

У схемі враховуються силові трансформатори, повітряні та кабельні лінії електропередачі, реактори та інші елементи мережі, що впливають на величину струму КЗ. Крім того, синхронні компенсатори, а також синхронні й асинхронні електродвигуни розглядаються як додаткові джерела живлення, оскільки в перехідному режимі вони здатні підживлювати точку короткого замикання. Див. рис. 6.1. та 6.2.

$$I_{п0} = I'' = \frac{E_{\Sigma}''}{\sqrt{3} \cdot X_{PE3}}, \quad (6.1)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} \right), \quad (6.2)$$

$$T_a = \frac{X_{PE3}}{\omega I''_{PE3}}, \quad (6.3)$$

де

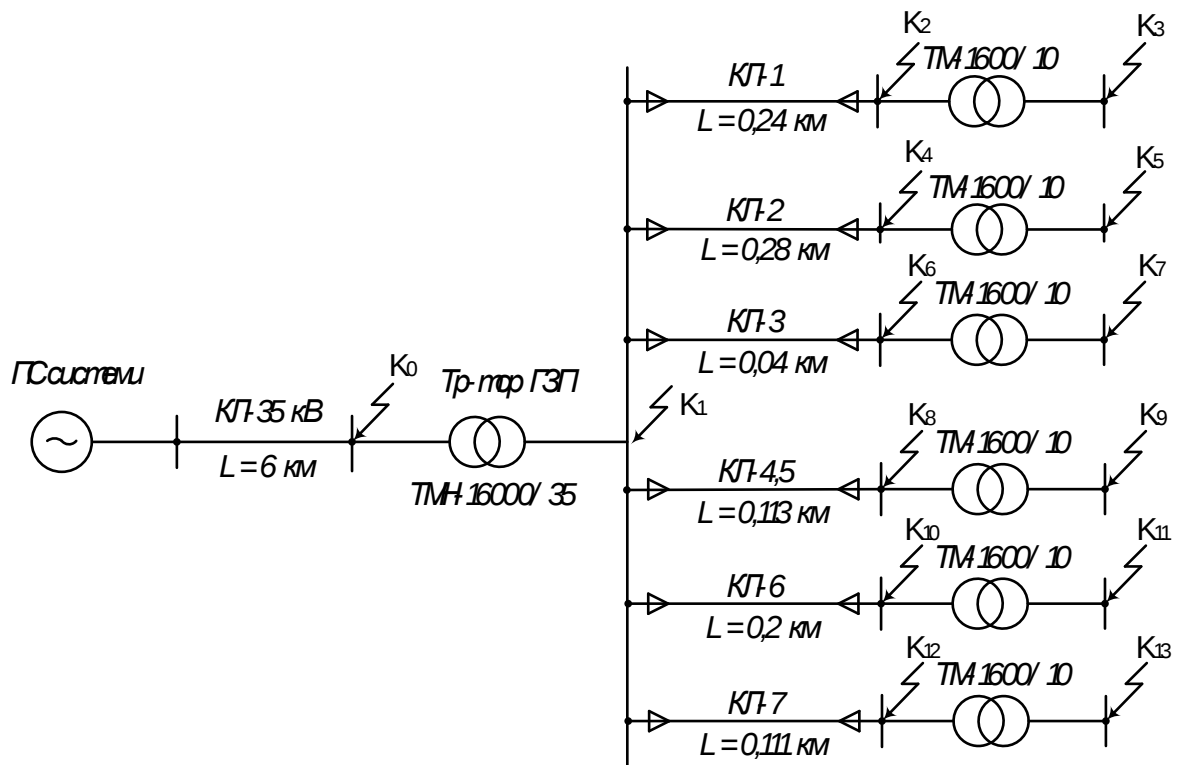


Рис. 6.1. Схема для розрахунку струмів КЗ

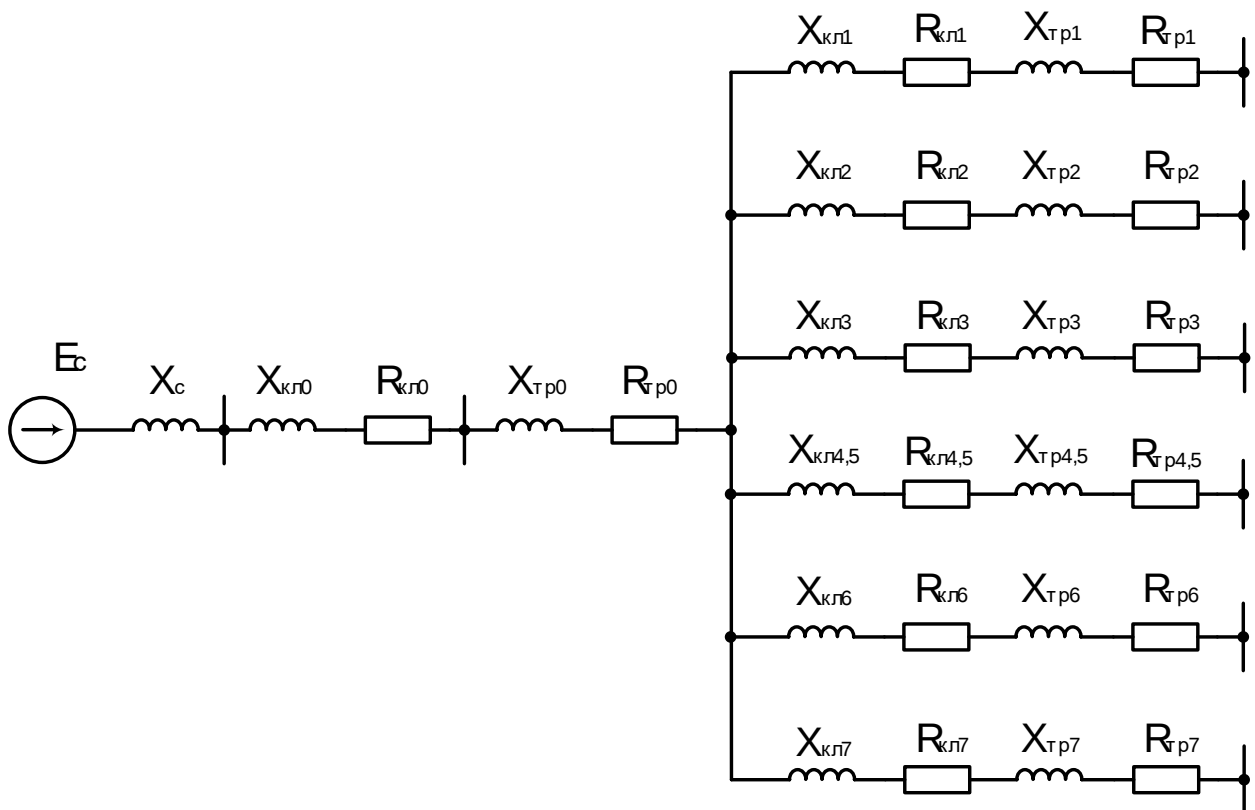


Рис. 6.2. Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Наведемо приклад розрахунку для точки К1

Система:

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{к.з.}} = \frac{37^2}{100} = 13,69 \text{ Ом}$$

$$R_c = \frac{X_c}{k_x} = \frac{13,69}{25} = 0,55 \text{ Ом}$$

кабельна лінія (провід марки *АПвЭП-35 (1 x150)RM/25*):

де x_0, r_0 – питомий реактивний та активний опір проводу, Ом/км.

двообмотковий трансформатор ГЗП – *ТМН-16000/35* (опір приведений до сторони НН ГЗП):

$$X_T = \frac{U_{кз.} \cdot U_{ср.ном.нн.}^2}{S_{ном.тр.}} = \frac{10 \cdot 10,5^2}{16000} \cdot 10 = 0,69 \text{ Ом}$$

результуючий опір до точки К0:

$$Z_{K_0} = \sqrt{R_{K_0}^2 + X_{K_0}^2} = \sqrt{1,78^2 + 14,39^2} = 14,5 \text{ Ом}$$

над перехідний струм в точці К0:

$$I'_{K_0} = \frac{U_{ср.ном.вн.}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K_0}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 14,5} = 1,47 \text{ кА}$$

стала часу в точці К0:

$$T_{a_0} = \frac{X_{K_0}}{\omega \cdot R_{K_0}} = \frac{14,39}{314 \cdot 1,78} = 0,0257 \text{ с}$$

						Адк.

$$X'_{K_0} = X_{K_0} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.ном.нн.}}}{U_{\text{ср.ном.вн.}}} \right)^2 = 14,39 \cdot \left(\frac{10,5}{37} \right)^2 = 1,16 \text{ Ом}$$

$$R'_{K_0} = R_{K_0} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.ном.нн.}}}{U_{\text{ср.ном.вн.}}} \right)^2 = 1,78 \cdot \left(\frac{10,5}{37} \right)^2 = 0,14 \text{ Ом}$$

$$Z'_{K_0} = Z_{K_0} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.ном.нн.}}}{U_{\text{ср.ном.вн.}}} \right)^2 = 14,5 \cdot \left(\frac{10,5}{37} \right)^2 = 1,17 \text{ Ом}$$

$$X_{K_1} = X'_{K_0} + X_T = 1,16 + 0,69 = 1,85 \text{ OM}$$

$$R_{K_1} = R'_{K_0} + R_T = 0,14 + 0,04 = 0,18 \text{ OM}$$

$$Z_{K_1} = \sqrt{R_{K_1}^2 + X_{K_1}^2} = \sqrt{0,18^2 + 1,85^2} = 1,86 \text{ }\Omega$$

$$I'_{K_1} = \frac{U_{\text{ср.ном.нн.}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K_1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,86} = 3,26 \text{ кА}$$

По аналогії за цією методикою проводимо розрахунок струмів КЗ в інших характерних точках системи електропостачання. Підсумок див. таблиця 6.1.

							Адк.

Таблиця 6.1. Результати розрахунку струмів КЗ

№ точки КЗ	R, Ом	X, Ом	I''_{κ} , кА	T_a , с	$k_{y\partial}$	$i_{y\partial}$, кА
0	1,784	14,4	1,47	0,026	1,68	3,5
1	0,182	1,85	3,26	0,032	1,73	8
2	0,331	1,87	3,19	0,018	1,57	7,1
3	0,001	0,008	27,82	0,022	1,63	64,2
4	0,356	1,873	3,18	0,017	1,55	7
5	0,001	0,008	27,78	0,021	1,62	63,7
6	0,207	1,852	3,25	0,028	1,7	7,8
7	0,001	0,008	27,99	0,025	1,67	66,3
8	0,252	1,858	3,23	0,023	1,65	7,6
9	0,001	0,008	27,93	0,024	1,66	65,5
10	0,306	1,866	3,21	0,019	1,6	7,2
11	0,001	0,008	27,89	0,024	1,66	65,4
12	0,251	1,858	3,23	0,024	1,65	7,6
13	0,001	0,008	27,93	0,024	1,66	65,5

6.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж

Економічно доцільний переріз кабелів визначається із співвідношення [10]:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} \quad (6.4)$$

де $j_{ек}=1,4 \text{ А/мм}^2$

Перевірка за умовами:

$$1. I_{роб.форс.} \leq I_{доп} \quad (6.5)$$

$$2. F_{min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (6.6)$$

$$C = 91 A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$$

Як приклад розведемо вибір КЛ 10 кВ від шин НН ГЗП до КТП №2.

✓ Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ср.ном.вн.}} = \frac{2291}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 63 \text{ А}$$

✓ Площа поперечного перерізу КЛ-2 (при $T_{max} = 4246$ год, $j_{ек} = 1,4$ А/мм²):

Приймаємо до встановлення КЛ марки ААШв – 1 х (3 х 50) з допустимим струмом $I_{доп} = 105,0$ А.

Термічний імпульс:

$$B_k = I'_{K_4}{}^2 \cdot (t_{р.з.min} + T_{a_1}) = 3,26^2 \cdot (0,01 + 0,032) = 0,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Мінімальний площа перерізу кабелю згідно термічної стійкості:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} = \frac{1}{94} \cdot \sqrt{0,45 \cdot 10^3} = 7,14 \text{ мм}^2$$

Аналогічно обираємо інші кабелі. Результати у таблиці 6.2.

Таблиця 6.2. Вибір кабельних ліній 10 кВ заводської мережі

№ КЛ	n, шт.	S _p , МВА	I _p , А	I _{p.ав.} , А	F _{ек} , мм ²	B _k , кА ² ·с	F _{min} , мм ²	Марка кабелю	I _{доп} , А
1	2	2184	60,04	120,1	43	0,45	7,14	ААШв – (3 х 50)	105
2	2	2291	63	126	45	0,45	7,14	ААШв – (3 х 50)	105

3	2	2291	63	126	45	0,45	7,14	ААШв – (3 х 50)	105
4,5	2,2	4690	64,5	129	46	0,45	7,14	ААШв – (3 х 50)	105
6	2	2226	61,2	122,4	44	0,45	7,14	ААШв – (3 х 50)	105
7	2	2174	59,8	120	43	0,45	7,14	ААШв – (3 х 50)	105

6.3. Вибір електрообладнання

Вибір вимикачів (комутаційних апаратів)

Вибір вимикаючих комутаційних апаратів здійснюється згідно наступних параметрів:

Напруги
$$U_{вст} \leq U_{ном} \quad (6.7)$$

Струму
$$I_{ном} \leq I_{ном}; I_{роб.форс} \leq I_{ном} \quad (6.8)$$

$$I_{н.т} \leq I_{відк.ном} \quad (6.9)$$

Здатності на відключення
$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot (1 + \beta_n) \quad (6.10)$$

За ударним струмом
$$i_y \leq i_{вкл}; I_{н.о.} \leq I_{вкл} \quad (6.11)$$

За термічною стійкістю
$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер} \quad (6.12)$$

Ввідні вимикачі 35 кВ

Таблиця 6.3. Перевірка умов вибору ввідних вимикачів 35 кВ

Параметр вимикача	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга, кВ		35 ≤ 36
Довготривалий номінальний струм, кА		577,35 ≤ 1250
Вимикаюча здатність:		
✓ симетричний струм (ефективне значення)	$I_{нт} \leq I_{відкл.ном.}$	1,47 ≤ 25
✓ аперіодична складова	$i_{ат} \leq \sqrt{2} \beta_n \cdot I_{відкл.ном.}$	0,25 ≤ 10,13

						Арк.

✓ повний струм	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{відкл.ном.} (1 + \beta_n)$	$2,33 \leq 45,48$
Динамічна стійкість:		
✓ симетричний струм	$I'' \leq I_{дин.ст.}$	$1,47 \leq 63$
✓ ударний струм	$i_{1у} \leq 1,8\sqrt{2} \cdot I_1(\text{відкл. ном.})$	$3,5 \leq 160,37$
Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість)		$3,63 \leq 1875$

Обираємо до встановлення вакуумний вимикач виробництва компанії **ABB – OVB-VBF-36-25/1250**.

Ввідні вимикачі 10 кВ

Таблиця 6.4. Перевірка умов вибору ввідних вимикачів 10 кВ

Параметр вимикача	Умови вибору	Розрахунок
1	2	3
Номінальна напруга, кВ		$10 \leq 10$
Довготривалий номінальний струм, кА		$2020,73 \leq 2500$
Вимикаюча здатність:		
✓ симетричний струм (ефективне значення)	$I_{нт} \leq I_{відкл.ном.}$	$3,26 \leq 31,5$
✓ аперіодична складова	$i_{ат} \leq \sqrt{2}\beta_n \cdot I_{відкл.ном.}$	$0,6 \leq 10,17$
1	2	3
✓ повний струм	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{відкл.ном.} (1 + \beta_n)$	$5,22 \leq 54,72$
Динамічна стійкість:		
✓ симетричний струм	$I'' \leq I_{дин.ст.}$	$3,26 \leq 102$
✓ ударний струм	$i_{1у} \leq 1,8\sqrt{2} \cdot I_1(\text{відкл. ном.})$	$8 \leq 259,65$

Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість)		$13,78 \leq 2976,75$
--	--	----------------------

Обираємо до встановлення вакуумний вимикач виробництва РЗВА – **ВРЗ-10-31,5/2500 У2**.

Вимикачі на відхідних КЛ

Таблиця 6.5. Перевірка умов вибору вимикачів на відхідних КЛ

Параметр вимикача	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга, кВ		$10 \leq 10$
Довготривалий номінальний струм, кА		$323,32 \leq 630$
Вимикаюча здатність:		
симетричний струм (ефективне значення)	$I_{нт} \leq I_{\text{відкл.ном.}}$	$1,49 \leq 20$
✓ аперіодична складова	$i_{ат} \leq \sqrt{2}\beta_n \cdot I_{\text{відкл.ном.}}$	$0,14 \leq 8,68$
✓ повний струм	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл.ном.}} (1 + \beta_n)$	$2,25 \leq 36,91$
✓ Динамічна стійкість:		
симетричний струм	$I'' \leq I_{\text{дин.ст.}}$	$1,49 \leq 52$
✓ ударний струм	$i_{1у} \leq 1,8\sqrt{2} \cdot I_1(\text{відкл. ном.})$	$3,36 \leq 132,37$
✓ Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість)		$1,04 \leq 1200$

Обираємо до встановлення вакуумний вимикач виробництва РЗВА – **ВРЗ-10-31,5/2500 У2**

Роз'єднувачі на вводі ВН (35 кВ)

Таблиця 6.6. Перевірка умов вибору роз'єднувачів на вводі ВН (35 кВ)

						Арк.

№	Параметр вимикача	Умови вибору	Умови вибору
1	Номінальна напруга		$35 \leq 35$
2	Довготривалий номінальний струм		$577,35 \leq 1000$
3	Струм динамічної стійкості		
	✓ симетричний струм	$I'' \leq I_{\text{дин.ст.}}$	$1,47 \leq 63$
	✓ ударний струм	$i_v \leq 1,8\sqrt{2} \cdot I_{\text{дин.ст.}}$	$3,5 \leq 160,37$
4	Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість)		$3,51 \leq 2500$

Обираємо до встановлення роз'єднувачі марки – **РНД3.2-35/1000 У1**

Таблиця 6.7. Вибір трансформаторів власних потреб (ТВП)

№ п/п.	Споживачі	$P_{\text{ном}},$ кВт	$n,$ шт.	$P_{\text{сум}},$ кВт	$\cos\varphi$	$\tan\varphi$	$P_{\text{уст}},$ кВт	$Q_{\text{уст}},$ кВАр
1	Пристрої підігріву комірок КРП	0,6	22	13,2	0,97	0,25	13,2	3,3
2	Опалення і освітлення приміщення оперативного персоналу	6	3	18	0,97	0,25	18	4,5
3	Зовнішнє освітлення	4,5	4	18	0,97	0,25	18	4,5
4	Споживання оперативними колами	4,5	4	18	0,97	0,25	18	4,5
Всього							67,2	16,8

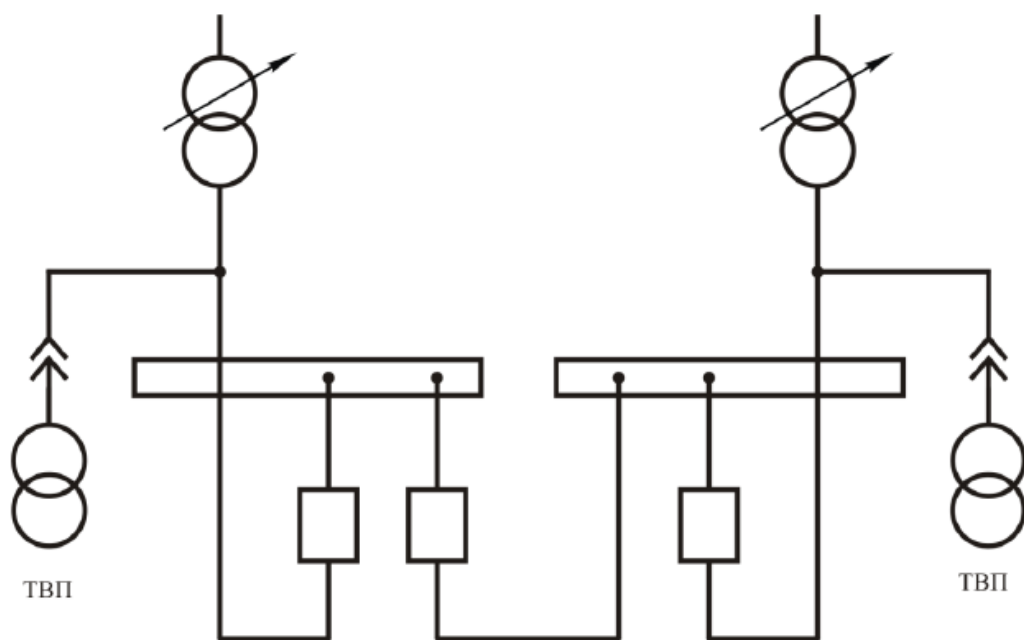


Рис. 6.1. Схема під'єднання ТВП до мережі ГЗП підприємства

7. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ РОБОТИ. КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ ПРИХОВАНИХ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ

Проблема мінімізації втрат електричної енергії є багатовимірним завданням, яке потребує вагомих капіталовкладень. Ці ресурси необхідні для системної модернізації інфраструктури, оновлення приладів обліку, інтеграції новітніх ІТ-рішень в управління та маркетинг, а також для регулярного підвищення кваліфікації технічного персоналу.

Рівень втрат електроенергії під час її транспортування та розподілу — це не просто технічний параметр. Це ключовий маркер, який демонструє загальну ефективність роботи енергокомпаній, стан інфраструктури та прозорість системи обліку. Високі показники втрат сигналізують про глибокі системні проблеми, які вимагають не точкових ремонтів, а комплексного перегляду підходів до модернізації, управління режимами мереж та фінансової дисципліни.

Сьогодні ця проблема стоїть надзвичайно гостро. Дефіцит інвестицій у розвиток інфраструктури призвів до каскадного ефекту: мережі працюють із застарілим та перевантаженим обладнанням, а системи обліку часто є морально та фізично зношеними. Це створює середовище, в якому втрати неминуче зростають, загрожуючи фінансовій стабільності енергопостачальних компаній.

Анатомія втрат: фізика проти комерції.

Щоб ефективно боротися з втратами, їх необхідно чітко розмежовувати. Загалом їх можна поділити на дві великі категорії:

- Технічні (технологічні) втрати: Електроенергія — специфічний товар, доставка якого вимагає витрат частини самого товару. Це втрати на нагрівання проводів (закони фізики неможливо скасувати), втрати в трансформаторах та іншому обладнанні. Завдання інженерів — не звести їх до абсолютного нуля, що неможливо, а утримати на економічно

обґрунтованому мінімумі. З точки зору фізики передачі, технічні втрати на рівні до 10% вважаються максимально допустимою нормою.

- Комерційні втрати: Це та енергія, яка була фактично спожита, але не оплачена. Сюди входять прямі крадіжки (несанкціоновані підключення, втручання в роботу лічильників), похибки старих приладів обліку, помилки в розрахунках та недоліки в роботі збутових підрозділів. Якщо загальні втрати перевищують 10%, це є прямою ознакою домінування саме комерційної складової.

Статистична реальність: Україна на тлі світових стандартів

Історична динаміка свідчить про серйозну деградацію системи. На початку 1990-х років рівень втрат в українських електромережах становив 6-8%, що цілком відповідало показникам розвинених держав.

Сьогодні ж, за різними статистичними оцінками, цей показник коливається в межах 12-18%. Для порівняння: у світовій практиці еталонним та задовільним вважається рівень загальних втрат, що не перевищує 4-5%.

Головними драйверами цього зростання є:

1. Масові несанкціоновані відбори (крадіжки) електроенергії.
2. Критичний дефіцит сучасних автоматизованих систем комерційного обліку (АСКОЕ), що залишає лазівки для безконтрольного споживання.
3. Експлуатація трансформаторів та ліній електропередачі, які давно вичерпали свій ресурс.

Економічний компроміс: коли втрати можуть бути виправданими

Зниження втрат є фундаментальною частиною політики енергозбереження та раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів (від видобутку палива до кінцевої розетки). Однак важливо розуміти: мінімізація втрат у мережах не є абсолютною самоціллю. Це лише інструмент для досягнення глобальної мети — підвищення загальної економічної ефективності та надійності енергосистеми.

Іноді виникає стратегічний парадокс. У певних режимних ситуаціях системному оператору може бути економічно вигідно піти на свідоме, локальне збільшення мережесвих втрат, якщо це дозволяє:

- Оптимізувати графік навантаження та знизити генерацію на теплових електростанціях, що спалюють дефіцитне або надто дороге паливо.
- Кардинально підвищити загальну надійність електропостачання цілих регіонів (наприклад, перемикання на резервні, але довші лінії).
- Покращити показники якості електроенергії для кінцевого споживача.

Таким чином, управління втратами — це завжди пошук складного балансу між законами фізики, економічною доцільністю та інвестиційними можливостями.

Наднормативні втрати завдають енергокомпаніям колосальних фінансових збитків. Кошти, втрачені таким чином, могли б стати джерелом фінансування для технічного переоснащення, підвищення заробітних плат працівників, покращення якості електропостачання та навіть інструментом для зниження тарифного навантаження на споживачів.

Проте на практиці спостерігається загрозлива тенденція: замість реального зменшення втрат, нормативні показники штучно «підтягують» до фактичних значень і закладають у тариф на передачу. Це провокує зростання кінцевої вартості електроенергії, що, у свою чергу, стає додатковим каталізатором для розкрадання енергії споживачами. Утворюється замкнене коло, де втрати продовжують зростати.

Структура комерційних втрат

В ідеальній моделі розрахункові комерційні втрати мають дорівнювати нулю. У реальності ж виникає різниця між обсягами згенерованої та корисно спожитої енергії. Щоб ефективно боротися з цим явищем, складові комерційних втрат класифікують за трьома основними напрямками:

- Метрологічні похибки: неточності приладів обліку під час фіксації відпущеної та спожитої електроенергії.

- Організаційні недоліки та крадіжки: штучне заниження показників корисного відпуску через махінації або неефективний енергозбут.
- Фінансові розриви: борги споживачів за використану електроенергію.

«Сліпа зона» технічних втрат: що залишається поза увагою?

Цей огляд фокусується виключно на фізичних (технічних) втратах у мережевому обладнанні та на підстанціях. Дослідження доводять: як на етапі проектування, так і в процесі експлуатації фахівці часто ігнорують майже 10% усіх технічних втрат, вважаючи їх несуттєвими.

До переліку обладнання, втрати в якому зазвичай випадають з розрахунків, належать:

- Лінійна арматура повітряних ліній (ПЛ): підтримуючі затискачі для проводів, гасителі вібрації (110-220 кВ) та дистанційні розпірки розщепленої фази (330-750 кВ).
- Ізолятори ПЛ (втрати через фонові струми витоку).
- Високочастотні загороджувачі (ВЗ) та елементи приєднання ВЧ-зв'язку.
- Вентильні розрядники (ВР) та обмежувачі перенапруг (ОПН).
- Вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН).
- Лічильники 0,38 кВ прямого включення.
- Кабельні лінії (в розрізі діелектричних втрат в ізоляційному шарі).
- Струмообмежувальні реактори.
- Збірні шини та з'єднувальні кабелі на розподільчих пристроях підстанцій.

Втрати у лінійній арматурі

Використання магнітних матеріалів (сталевих болтів, чавунних плашок) у конструкції арматури створює замкнені контури. Це генерує вихрові струми та призводить до втрат енергії на перемагнічування. Фізично

це проявляється як збільшення розрахункового активного опору проводів (див. Таблицю 7.1).

Таблиця 7.1. Питомий опір проводів ПЛ та лінійної арматури

Напруга ПЛ, кВ	Розрахунковий перетин, мм ²	Питомий опір проводу, r_0 , Ом/мм·10 ⁻³	Значення r_0 , Ом/мм·10 ⁻³ , для різновиду лінійної апаратури			
			Підтримуючі зажими	Гасителі вібрації та дистанційні розпірки	Всього	у відсотках r_0
110	185,0	160,0	2,0	0,7	2,7	1,7
220	300,0	100,0	1,2	0,5	1,7	1,7
330	2×300,0	50,0	2,4	3,3	5,7	11,4
500	3×400,0	25,0	3,7	7,0	10,7	43,0
750	4×400,0	18,0	4,9	11,7	16,6	92,0

Втрати в ізоляторах та ВЧ-загороджувачах

Навіть у штатному режимі через ізолятори проходить "фоновий" струм (у вологих умовах це 0,5-5 мА. Річні питомі втрати від цих струмів становлять 0,15-0,52 тис. кВт·год/км (для 6-10 кВ) та 0,56-1,67 тис. кВт·год/км (для 35-110 кВ).

Високочастотні загороджувачі, які блокують проходження комунікаційних сигналів на шини підстанцій, також є споживачами: за номінального струму один такий пристрій генерує від 0,14 до 40 кВт втрат.

Втрати у розрядниках та ОПН

Вентильні розрядники (ВР) та обмежувачі перенапруг (ОПН) мають нелінійний опір. Робочий струм, що протікає через них у нормальному режимі, залежить від кількості та висоти колонок резисторів, які масштабуються відповідно до класу напруги (наприклад, для 500 кВ використовується 18 колонок заввишки 4,8 м). Розрахункові показники втрат наведено у Таблиці 7.2.

Таблиця 7.2. Втрати електроенергії у ВР та ОПН

Вид обладнання	Втрати електричної енергії, тис. кВт·год/рік, для класу напруги, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	150	220	330	500	750
ВР	0,009	0,021	0,033	0,047	0,091	0,27	0,60	1,05	1,59	3,32	4,93	5,31
ОПН	0,001	0,001	0,002	0,004	0,013	0,10	0,22	0,40	0,74	1,80	3,94	8,54

Вимірювальні трансформатори та лічильники

Втрати у трансформаторах струму (ТС) є змінними і квадратично залежать від струмового навантаження. Загальні втрати формуються з чотирьох компонентів: втрати в первинній обмотці ΔP_1 , магнітопроводі ΔP_m , вторинних обмотках $\Delta P_{2\text{ вим}}$, $\Delta P_{1\text{ зах}}$ та їхніх навантаженнях ($\Delta P_{\text{н вим}}$, $\Delta P_{\text{н зах}}$). Загалом вони апроксимуються лінійною залежністю (7.1) на основі відносного струмового навантаження $\beta_{\text{ТС}}$.

$$\Delta W_{\text{ТС}} = 0,07 U_{\text{ном}} \cdot \beta_{\text{ТС}}^2 \quad (7.1)$$

Трансформатори напруги (ТН) генерують постійні втрати (холостий хід). Комплексні втрати для однієї точки обліку варіюються від 2,8 тис. кВт·год/рік (для мереж 6-10 кВ) до 68,5 тис. кВт·год/рік (для 750 кВ).

Щодо приладів обліку прямого включення, їхнє власне енергоспоживання є незмінним і не додається до рахунку абонента (Таблиця 7.3).

Таблиця 7.3. Параметри лічильників безпосереднього включення

Вид лічильника	Типовий клас точності	Споживана потужність одним колом		Сумарна споживана потужність, Вт	Споживання електроенергії кВт·год/рік
		напруги, В	струму, ВА		
Однофазний індукційний	2,5	2,0	0,5	2,10	18,40

Однофазний електронний	2,0	2,0	2,5	2,50	21,90
Трифазний індукційний	1,0	3,0	2,5	10,50	92,0
Трифазний електронний	1,0	2,0	4,0	8,40	73,60

Втрати в кабелях, реакторах та на шинах

Діелектричні втрати в кабельній ізоляції зростають пропорційно напрузі і становлять від 0,9 тис. кВт·год/км (для 6-10 кВ) до 60 тис. кВт·год/км (для 110 кВ).

Втрати в струмообмежувальних реакторах розраховуються за формулою (7.2) і залежать від робочого струму.

$$\Delta W_P = 0,66\sqrt{3}U_{ном} \cdot I_{ном} \quad (7.2)$$

На підстанціях енергія також втрачається на збірних шинах та з'єднувальних лініях. Знаючи питомий опір провідника, площу його перерізу та економічну щільність струму, ці втрати можна визначити за формулою (7.3).

$$\Delta W_{n/cm} = 96F \cdot L \cdot \tau \cdot 10^{-9} \quad (7.3)$$

Орієнтовні розрахунки наведено у Таблиці 7.4.

Таблиця 7.4. Втрати електроенергії у з'єднувальних проводах та збірних шинах розподільчих пристроїв підстанцій

Номінальна напруга, кВ	Середня довжина з'єднувальних проводів та збірних шин на підстанції, м	Розрахунковий перетин, мм ²	Втрати електроенергії, тис. кВт·год/рік
------------------------	--	--	---

6-20	50,0	70,0	1,30
35	50,0	150,0	2,90
110	160,0	185,0	11,40
150	200,0	240,0	18,40
220	270,0	300,0	31,10
330	430,0	600,0	99,10
500	900,0	1200,0	414,70
750	1200,0	1600,0	737,30

Економічний підсумок

Аналіз типової регіональної енергосистеми (із загальним споживанням 2 – 2,5 млрд кВт·год) показує наступний річний обсяг «невидимих» втрат:

- Ізолятори: 7 млн кВт·год
- Лічильники: 6,7 млн кВт·год
- Вимірювальні трансформатори: 5,5 млн кВт·год
- Обладнання ВЧ-зв'язку: 1,5 млн кВт·год
- Шини та з'єднувальні проводи: 1,2 млн кВт·год
- Лінійна арматура: 1 млн кВт·год
- ВР та ОПН: 1 млн кВт·год
- Реактори: 0,5 млн кВт·год
- Ізоляція кабелів: 0,1 млн кВт·год

У сумі це дає **23,30 млн кВт·год**, що дорівнює близько **1%** від загального обсягу споживання. На тлі стандартних 8-12% технічних втрат, цей 1% є критично важливим резервом для оптимізації та економії фінансів енергокомпанії.

ВИСНОВКИ

Комплексне проектування системи електропостачання заводу енергетичного обладнання дозволило сформувати надійну, безпечну та економічно ефективну інфраструктуру підприємства. Підсумки виконаної роботи зводяться до наступного:

- Оптимізація топології мережі: На основі детальних розрахунків електричних навантажень усіх структурних підрозділів було визначено просторовий центр споживання. Це дозволило раціонально розмістити головну розподільчу установку, що мінімізує довжину кабельних трас та зменшує втрати електроенергії.
- Економічне обґрунтування живлення: Проведене техніко-економічне моделювання довело доцільність застосування вищого класу напруги для зовнішнього електропостачання. Таке рішення забезпечує найменші приведені витрати під час довгострокової експлуатації.
- Надійність та безпека: Розраховані струми короткого замикання в критичних вузлах системи стали надійною базою для коректного вибору комутаційного обладнання та перерізів кабельних ліній. Це гарантує необхідну термічну та динамічну стійкість мережі в аварійних режимах роботи.
- Енергоефективність: Розрахунок та вибір системи компенсації реактивної потужності дозволив розвантажити живильну мережу та силові трансформатори, підвищивши загальний коефіцієнт потужності підприємства.
- Мінімізація неврахованих втрат: Комплексний аналіз "сліпої зони" технічних втрат виявив суттєві приховані резерви для оптимізації роботи енергосистеми. Врахування та контроль втрат в арматурі, вимірювальних приладах та ізоляторах є необхідною умовою для формування об'єктивної картини енергоспоживання та підвищення рентабельності підприємства.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П.Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н.Ю., Котиш А.І., Величко Т.В.]; – М.-во освіти і науки України, Центральноукр. Нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ПП «Ексклюзив –Систем», 2021. – 209 с.
2. Шкрабець Ф.П., Плешков П.Г. Основи електропостачання. Навчальний посібник –Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010. – 408 с.
3. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П. Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
4. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків: ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
5. Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. - Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007. – 386 с.
6. Надійність електроенергетичних систем: Практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: С.В. Казанський. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 67 с.
7. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В. Навчальний посібник. Видавець Лисенко В.Ф., м.Кропивницький, 2020р. – 272 с.
8. Черемісін М. М., Мороз О. М., Єгоров О. Б., Швець С. В. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. — Харків: ТОВ "В справі", 2016. — 260 с.
9. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
10. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Буцьо З. Ю. Аналіз втрат електричної енергії в електромережах усіх рівнів напруги в енергосистемах провідних зарубіжних країн та України / З.Ю. Буцьо, В.І. Мартинюк // Енергетика та електрифікація – 2020. – № 2. – С. 15 – 17.

12. Котиш А.І. Надлишкові технічні втрати електроенергії в електротехнічних системах електроспоживання / А.І. Котиш, І.В. Савеленко, К.Г. Петрова // Вісник Хмельницького національного університету. Серія: «Технічні науки» – № 6, т. 2, – 2022. – С. 69–73.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		