

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедри ЕТС та ЕМ

канд. техн. наук, професор

Петро ПЛЄШКОВ

“ ” 2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ

ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Проектування системи електропостачання об’єктів агропромислового сектору»

Виконав здобувач вищої освіти

IV курсу, групи ЕЕ–23мб,

ОПП «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

спеціальності 141 «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

Ярослав РАЗКЕВИЧ

« » 2026 р.

Керівник роботи

професор, канд. техн. наук

Лариса ВІХРОВА

« » 2026 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

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 ЕТС та ЕМ

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2026 р.

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

Разкевича Ярослава Анатолійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Проектування системи електропостачання об'єктів агропромислового сектору

Design of a power supply system for facilities in the agro-industrial sector

2. Керівник роботи Віхрова Лариса Григорівна, канд. техн. наук, професор

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

3. Строк подання роботи до захисту 01.06.2026 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи. Метою роботи є розробка системи енергетичного контролю споживання електроенергії в агропромисловому секторі с.м.т. Петрове. Для досягнення поставленої мети роботи необхідно вирішити наступні завдання: 1. Провести розрахунок електричних навантажень. 2. Провести розрахунок картограми електричних навантажень. 3. Здійснити техніко-економічне обґрунтування вибору схем електропостачання. 4. Провести розрахунок режимів реактивної потужності системи електропостачання. 5. Здійснити вибір кількості та потужності трансформаторів підприємства. 6. Провести розрахунок струмів коротких замкнень та здійснити вибір високовольтного обладнання. 7. Провести розрахунок спеціального розділу роботи.

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 кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
<i>1</i>	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>13.04-20.04</i>	
<i>2</i>	<i>Картограма електричних навантажень</i>	<i>21.04-25.04</i>	
<i>3</i>	<i>Техніко-економічне обґрунтування вибору схем електропостачання</i>	<i>26.03-01.05</i>	
<i>4</i>	<i>Режими реактивної потужності системи електропостачання</i>	<i>02.05-08.05</i>	
<i>5</i>	<i>Вибір кількості та потужності трансформаторів підприємства</i>	<i>09.05-11.05</i>	
<i>6</i>	<i>Розрахунок струмів коротких замкнень та вибір високовольтного обладнання</i>	<i>12.05-18.05</i>	
<i>7</i>	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>19.05-25.05</i>	
<i>8</i>	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>26.05-28.05</i>	
<i>9</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>29.05-31.05</i>	

Дата видачі завдання
«___» _____ 2026 р.

Підпис керівника _____ Лариса ВІХРОВА

Завдання прийнято до виконання
«___» _____ 2026 р.

Підпис здобувача _____ Ярослав РАЗКЕВИЧ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 65 с.; 14 рис.; 21 табл.; 5 джерел

Разкевич Я. А. Проектування системи електропостачання об'єктів агропромислового сектору. – Рукопис.

Бакалаврська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2026 рік.

Дана робота присвячена розробці надійної схеми живлення підприємств аграрної галузі.

Під час виконання розрахункової частини здійснено ґрунтовні обчислення енергетичних потреб. Обов'язково враховувалися унікальні умови роботи фермерських господарств, яким притаманні суттєві перепади обсягів використання струму в різні пори року. Ретельно вивчено показники денних і річних кривих споживання. Такий підхід є вкрай необхідним для агробізнесу, адже інтенсивність експлуатації електромереж безпосередньо залежить від поточних етапів польової чи тваринницької діяльності.

Значний акцент зроблено на дослідженні перетоків реактивної енергії. Це зумовлено тим, що аграрні комплекси масово експлуатують асинхронні електромотори, які обертають різнопланові механізми: починаючи від установок штучного мікроклімату, закінчуючи конвеєрами і дробарками зерна. Також були визначені струми при можливих аварійних замиканнях ліній. Завдяки цим даним вдалося максимально коректно обрати комутаційно-захисні пристрої, гарантуючи при цьому чітку послідовність (селективність) активації автоматики.

Ключові слова: розрахункові потужності, електричні мережі, енергетичний моніторинг.

ABSTRACT

Qualification work: 65 p.; 14 Fig.; 21 tables; 5 sources

Razkevych Y. Design of a power supply system for facilities in the agro-industrial sector. – Manuscript.

Bachelor's thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2026.

This work is devoted to the development of a reliable power supply scheme for agricultural enterprises.

During the calculation part, thorough calculations of energy needs were carried out. The unique operating conditions of farms were necessarily taken into account, which are characterized by significant differences in the volume of current use at different times of the year. The indicators of daily and annual consumption curves were carefully studied. This approach is extremely necessary for agribusiness, since the intensity of operation of electrical networks directly depends on the current stages of field or livestock activities.

Significant emphasis is placed on the study of reactive energy flows. This is due to the fact that agricultural complexes massively operate asynchronous electric motors that rotate diverse mechanisms: from artificial microclimate installations to conveyors and grain crushers. Currents during possible emergency line short circuits were also determined. Thanks to this data, it was possible to select switching and protective devices as correctly as possible, while guaranteeing a clear sequence (selectivity) of automation activation.

Keywords: rated power, electrical networks, energy monitoring.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	8
1.1 Силові електричні навантаження до 1 кВ	8
1.2 Освітлювальні електричні навантаження.....	9
1.3 Силові електричні навантаження вище 1 кВ	11
1.4 Графіки електричних навантажень заводу	14
РОЗДІЛ 2. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	18
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ	20
3.1 Схема зовнішнього електропостачання.....	20
3.2 Схема внутрішнього електропостачання	23
РОЗДІЛ 4. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	24
4.1 Баланс реактивної потужності.....	24
4.2 Вибір кількості, потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв	25
РОЗДІЛ 5. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДПРИЄМСТВА.....	26
РОЗДІЛ 6. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМКНЕНЬ ТА ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ	27
6.1 Розрахунок струмів коротких замкнень	27
6.2 Вибір кабельних ліній напругою 10 кВ	31
6.3 Вибір електричних апаратів високої напруги.....	32
6.4 Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб	33
РОЗДІЛ 7. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. РОЗРОБКА СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	34
7.1 Теоретичне та практичне підґрунтя застосування засобів вимірювальної техніки в інфраструктурі електрозабезпечення	34
7.2 Обґрунтування апаратних рішень для комплексів енергомоніторингу	45
7.3 Конфігурації підключення засобів обліку до мережі.....	51
7.4 Визначення фактичних експлуатаційних характеристик режимів енергоспоживання	60
ВИСНОВКИ	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	65

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Разкевич Я.А.			Проектування системи електропостачання об'єктів агропромислового сектору Design of a power supply system for facilities in the agro-industrial sector	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Віхрова Л.Г.					6	65
Н. контр.						ЦНТУ гр. ЕЕ-23мб		
Затвер.		Плешков П.Г.						

ВСТУП

Представлена робота присвячена розробці системи електропостачання об'єктів агропромислового сектору.

Сьогодні гарантування виробництвом необхідного обсягу ресурсів відіграє надзвичайно важливу роль. Електричний струм виступає базою для роботи всієї техніки та перебігу технологічних етапів. Саме тому стабільне й безперебійне живлення є запорукою відмінної результативності, а також найвищої економічної вигоди будь-якої компанії.

Сільське господарство нашої держави відрізняється суттєвими показниками використання електрики, що пояснюється особливостями його діяльності. Наприклад, обробка фермерської сировини, утримання зернових культур, а також тваринницька та молочна галузі вимагають постійного доступу до електромережі. Відповідно до інформації Держстату, аграрний бізнес споживає приблизно від восьми до десяти відсотків усієї виробленої в Україні енергії.

Застосування комп'ютеризованих комплексів енергомоніторингу дає змогу заощадити від 15 до 25 відсотків енергоресурсів шляхом раціоналізації використання техніки. Подібні рішення складаються з вимірювальних сенсорів, блоків автоматичного керування, спеціалізованих комп'ютерних програм для обробки інформації, а також зручних візуальних панелей оператора.

Розташоване на Кіровоградщині селище Петрове є яскравим зразком фермерського осередку, який об'єднує потужності з обробки вирощеного врожаю. Створення цільової схеми управління живленням допоможе суттєво покращити показники раціонального використання ресурсів у місцевому сільському господарстві.

Запропонований комплекс нагляду за електромережею має адаптуватися до змінних потреб залежно від пори року, що притаманно агробізнесу. Крім того, він повинен гарантувати точне передбачення майбутніх обсягів використання струму, спираючись на ретельне вивчення статистики минулих періодів.

						Ар.
						7

РОЗДІЛ 1

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Силові електричні навантаження до 1 кВ

В якості прикладу приведено виконання розрахунків енергетичних потреб управлінського корпусу.

$$m = \frac{P_{н. max}}{P_{н. min}} = \frac{10}{1,0} = 10$$

$$P_{зм} = \Sigma P \cdot K_B = 50,60 \cdot 0,65 = 32,89 \text{ кВт}$$

$$Q_{зм} = P_{зм} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 32,89 \cdot 0,75 = 24,67 \text{ квар}$$

$$n_{\text{еф}} = \frac{(\Sigma P_{\text{н}})^2}{\Sigma P_{\text{н}}^2} = 6$$

Приймаємо $n_{\text{еф}} = n = 6$.

$$P_p = P_{зм} \cdot K_M = 32,89 \cdot 1,33 = 43,74 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{зм} \cdot 1,1 = 24,67 \cdot 1,1 = 27,14 \text{ квар},$$

						Ар.
						8

	Агрофірма ПП «Красюк»									
1	Дирекція	518	14	7,26	0,9	1,2	1,73	7,83	13,55	15,66
2	Головна виробнича дільниця	907	10	9,07	0,9	1,2	1,73	9,8	16,94	19,57
3	Склад готових виробів	648	8	5,18	0,9	1,2	1,73	5,6	9,68	11,18
4	База сировини	389	6	2,33	0,9	1,2	1,73	2,52	4,35	5,03
5	Транспортний гараж	194	6	1,16	0,9	1,2	1,73	1,25	2,18	2,52
6	Прилегла територія організації	11399	0,2	2,28	0,5	1,1	0,48	1,28	0,62	1,42
	Всього							28,28	47,32	55,12
	СФГ «Роксолана»									
1	Пункт обробки зерна	1554	10	15,54	6,8	1	0	105,7	0	105,7
2	Прилегла територія організації	16322	0,2	3,27	0,5	1,1	0,48	1,83	0,88	2,02
	Всього							107,53	0,88	107,54
	Всього загалом							372,52	509,14	630,88

1.3 Силові електричні навантаження вище 1 кВ

Результати розрахунків згідно методики, наведеної в [1] приведені в таб. 1.3.

Таблиця 1.3. Силові ел. навант. в мережі вище 1000 В

Назва	Нспо ж, шт	Pmin, кВт	Pmax, кВт	Рсум, кВт	m	Кв	cosφ	tgφ	Рзм, кВт	Qзм, квар	пєф	Кр	Ррозр, кВт	Qрозр, квар	Срозр, кВА
ТП№1 Районне дорожнє підприємство															
моторна група	63	1	80	1041,35	80	0,6	0,7	0,9	623,5	589,2	26	1,2	715,2	589,2	933,7
світлова група									61,38	46,44					
Підсумок									785,69	635,67					1010,64
БСК										-200					
Враховуючи ємності БСК									785,7	433,2					
Втрати потужності трансформатора Sn.тр= 630, 2 шт, Кз= 0,83									2,73	25,5					
Загалом на клемах 10 кВ ТП№1									788,3	458,7					912,1
ТП№2 Гірничодобувне управління кар'єру №3															
моторна група	44	0,3	20	461,47	66,7	0,67	0,8	0,7	310,9	228,1	44	1,1	339,7	228,1	409,2
світлова група									102,88	94,9					
Підсумок									442,61	323,01					547,94
БСК										-200					
Враховуючи ємності БСК									442,6	120,6					
Втрати потужності трансформатора Sn.тр= 630, 1 шт, Кз= 0,9									1,52	12,75					
Загалом на клемах 10 кВ ТП№2									444,2	133,4					463,7
ТП№3 Фермерське господарство «Роксолана»															
моторна група	144	1	80	867,94	80	0,58	0,8	0,8	504,1	422,56	21	1,2	601,28	422,56	734,91
світлова група									146,12	63,93					
Підсумок									747,4	486,5					891,79
Враховуючи ємності БСК									747,4	486,5					
Втрати потужності трансформатора Sn.тр= 630, 2 шт, Кз= 0,73									2,83	25,5					
Загалом на клемах 10 кВ ТП№3									750,3	512					908,3
ТП№4 Машинно-тракторна станція «Дружба»															
моторна група	78	1	40	852,1	40	0,51	0,7	1	431,68	452,76	42	1,2	500,19	452,77	674,68
світлова група									33,91	25,64					
Підсумок									534,1	478,41					717,04
БСК										-469					

Продовження табл. 1.3

Враховуючи ємності БСК									534,1	3,74					
Втрати потужності трансформатора $S_{н.тр} = 630$, 1 шт, $K_3 = 1,18$									1,32	12,75					
Загалом на клемах 10 кВ ТП№4									535,4	16,5					535,8
ТП№5 Аграрне підприємство «Красюк»															
моторна група (варіант 1)	142	1	80	1018,07		0,63	0,6	0,8	660,32	506,91	25	1,1	759,2	506,91	912,88
світлова група									28,28	47,32					
Підсумок по моторній групі (варіант 2)	142	1	80	1018,07	80	0,65	0,8	0,8	660,32	506,91	25	1,1	753,04	506,91	907,76
Підсумок загальний									781,32	554,23					957,94
БСК										-112					
Враховуючи ємності БСК									781,4	440,9					
Втрати потужності трансформатора $S_{н.тр} = 630$, 2 шт, $K_3 = 0,79$									2,63	25,5					
Загалом на клемах 10 кВ ТП№5									784	466,4					912,2
Загальний підсумок мережі															
моторна група	488	0,3	80	4334,04	267	0,59	0,6	0,9	2573,82	2242,98	107	1,1	2764,64	2243	3560,08
світлова група									372,56	509,15					
Всього									3137,2	2752,1					4173,3
Компенсуючі пристрої										-992,8					
Всього з врахуванням КП-0,4									3137,2	1759,4					3596,9
Сумарні втрати в трансформаторах (8 шт)									11	102					
Повний підсумок									3148,2	1861,4					3657,4
Компенсуючі пристрої 10 кВ										-1800					
Всього на шинах 10 кВ									3148,2	39,8					3148,5
$\text{tg}\varphi$ системи = 0,15															
$\text{tg}\varphi$ розрахунковий = 0,01															

1.4 Графіки електричних навантажень заводу

Підсумки обчислення характеристик діаграм електричного споживання, відповідно до джерела [1], представлені далі.

Таблиця 1.4. Вихідна інформація для моделювання добових діаграм

Год.	Активне навантаження				Реактивне навантаження			
	Робочий період		Вихідний період		Робочий період		Вихідний період	
	Зима	Літо	Зима	Літо	Зима	Літо	Зима	Літо
1	1583,8	1346,2	1108,7	942,3	1514,6	1287,3	757,3	643,7
2	1583,8	1346,2	1108,7	942,3	1514,6	1287,3	757,3	643,7
3	1425,4	1211,6	1108,7	942,3	1363,1	1158,7	757,3	643,7
4	1425,4	1211,6	1108,7	942,3	1363,1	1158,7	757,3	643,7
5	1425,4	1211,6	1108,7	942,3	1514,6	1287,3	757,3	643,7
6	1742,1	1480,9	1108,7	942,3	1666	1416,1	757,3	643,7
7	1742,1	1480,9	1108,7	942,3	1666	1416,1	757,3	643,7
8	2122,2	1804	633,5	538,5	1817,5	1544,9	545,2	463,5
9	2217,3	1884,7	633,5	538,5	1817,5	1544,9	545,2	463,5
10	3167,6	2692,5	633,5	538,5	1817,5	1544,9	545,2	463,5
11	2850,8	2423,2	633,5	538,5	1817,5	1544,9	545,2	463,5
12	2597,4	2207,8	633,5	538,5	1817,5	1544,9	545,2	463,5
13	2153,9	1830,8	633,5	538,5	1666	1416,1	545,2	463,5
14	1742,1	1480,9	633,5	538,5	1514,6	1287,3	545,2	463,5
15	2058,9	1750	633,5	538,5	1666	1416,1	545,2	463,5
16	2217,3	1884,7	633,5	538,5	1817,5	1544,9	545,2	463,5
17	2534	2153,9	633,5	538,5	1969	1673,6	545,2	463,5
18	2914,2	2477	1108,7	942,3	2120,4	1802,3	757,3	643,7
19	2692,5	2288,6	1108,7	942,3	2181	1853,9	757,3	643,7
20	2217,3	1884,7	1108,7	942,3	1817,5	1544,9	757,3	643,7
21	1900,5	1615,5	1108,7	942,3	1666	1416,1	757,3	643,7
22	1425,4	1211,6	1108,7	942,3	1363,1	1158,7	757,3	643,7
23	1425,4	1211,6	1108,7	942,3	1363,1	1158,7	757,3	643,7
24	1583,8	1346,2	1108,7	942,3	1514,6	1287,3	757,3	643,7
Wi	48748,6	41436,6	21856,1	18577,6	40348,3	34296,1	16054,6	13646,3

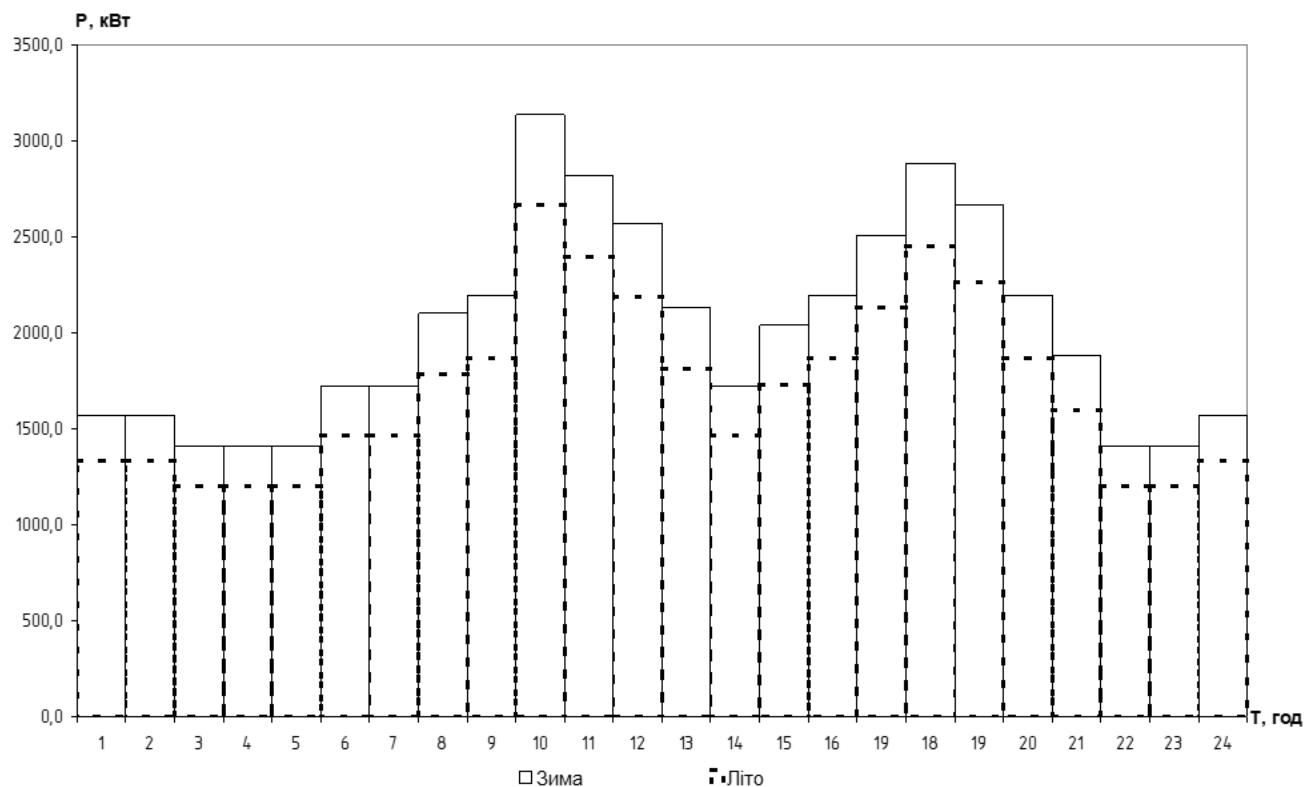


Рис. 1.1. Графік активної потужності (робочий день)

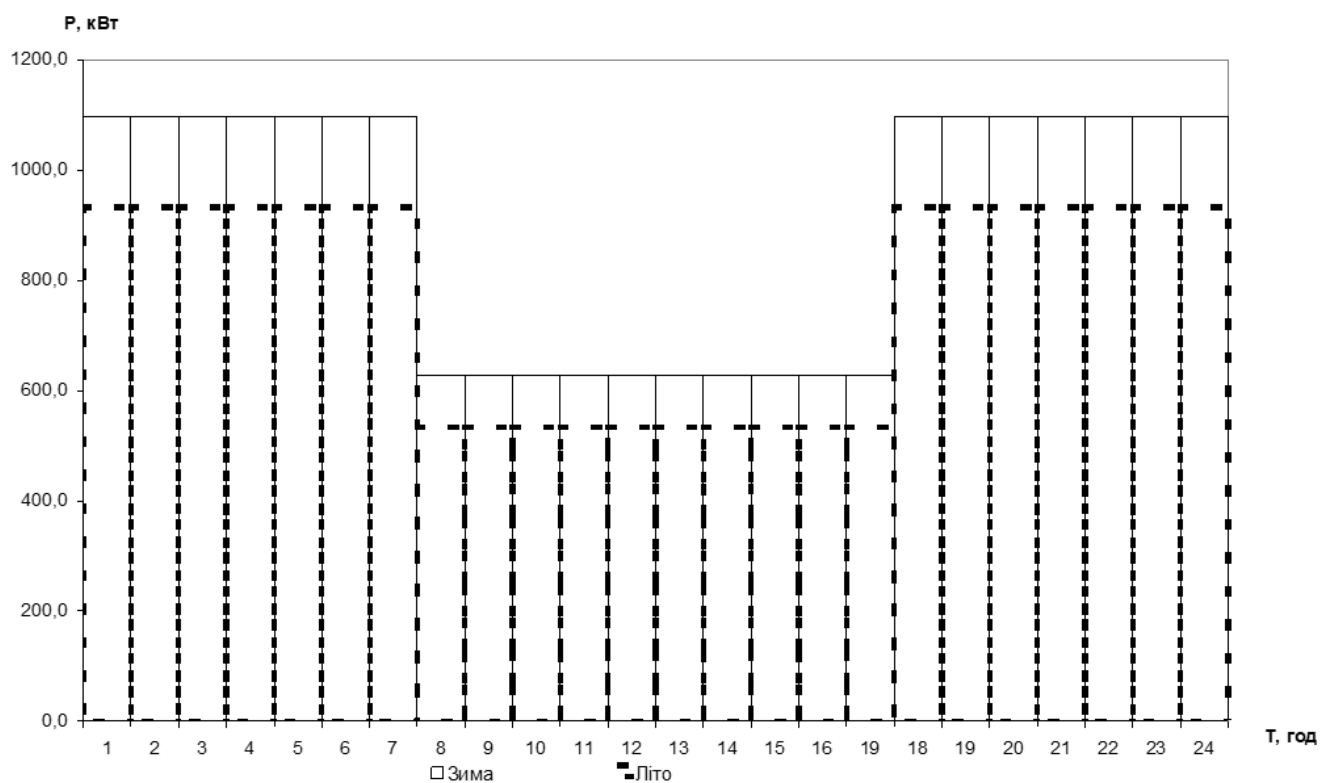


Рис. 1.2. Графік активної потужності (вихідний день)

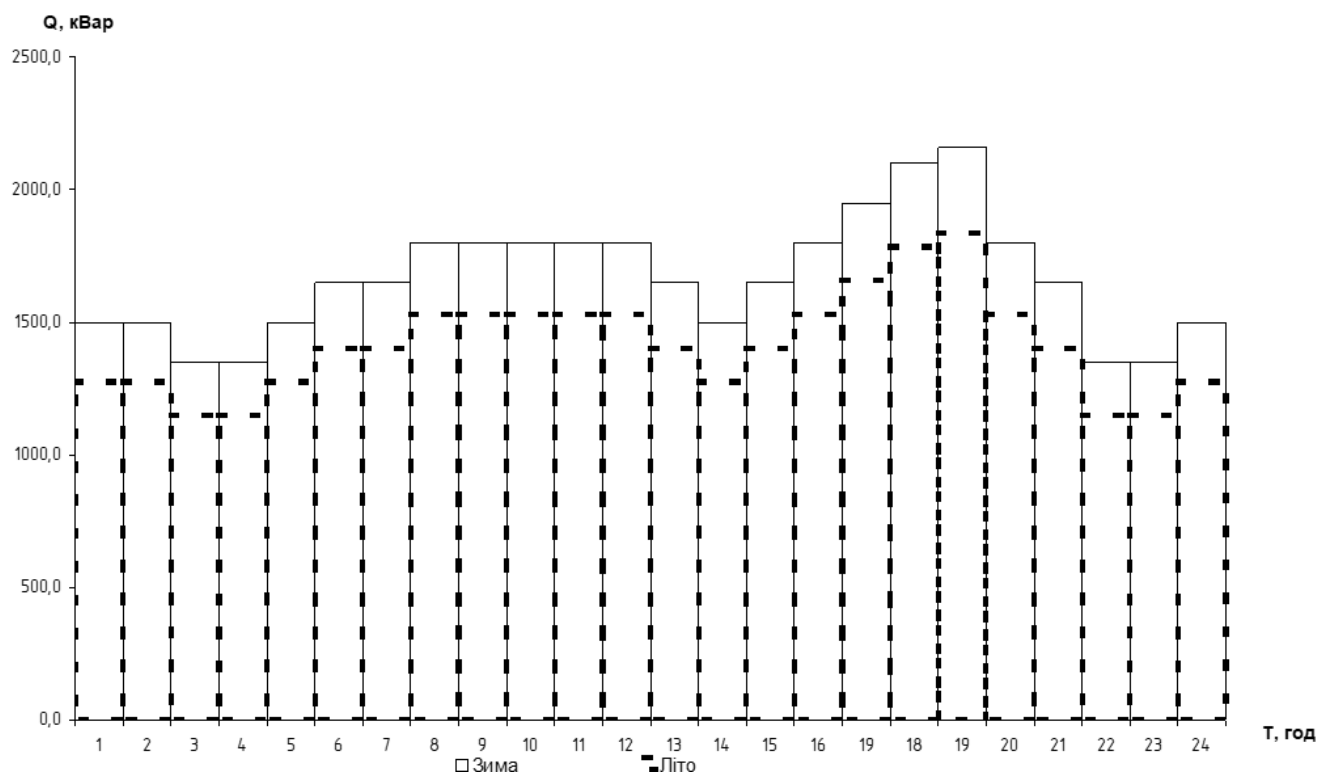


Рис. 1.3. Графік реактивної потужності (робочий день)

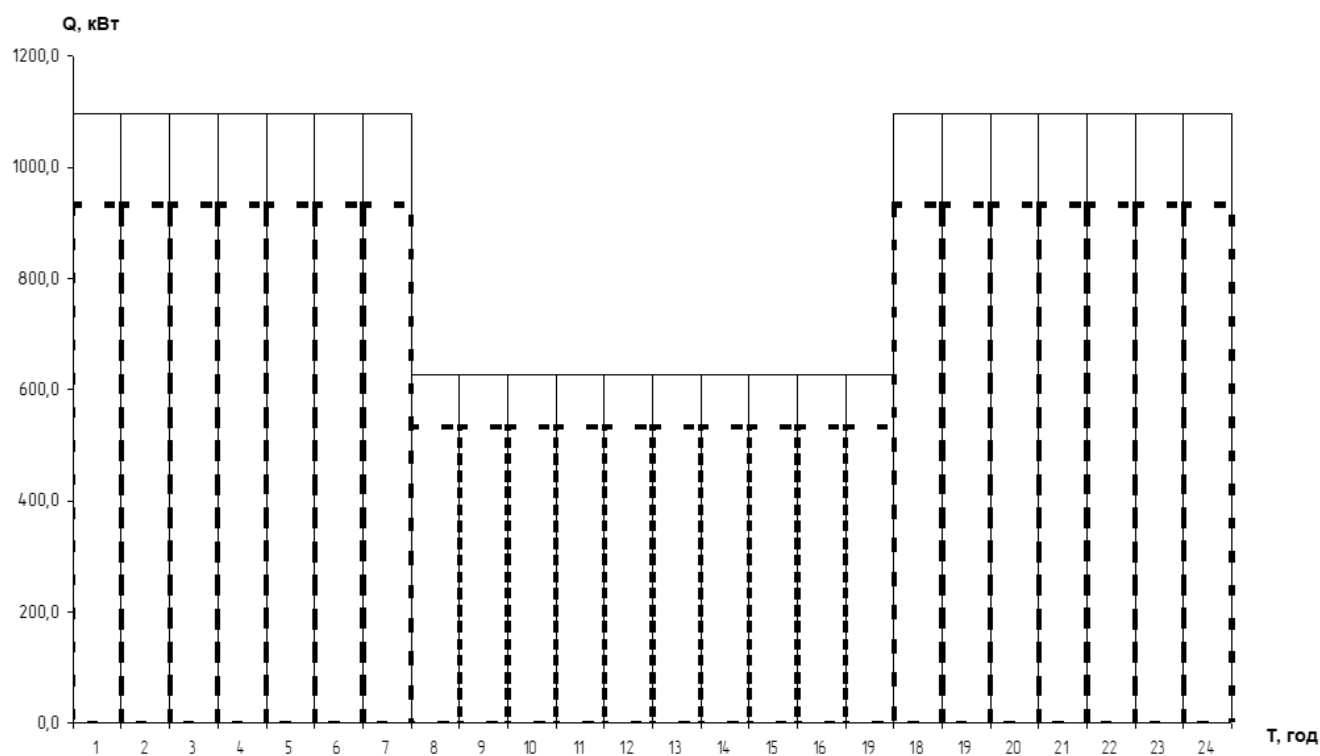


Рис. 1.4. Графік реактивної потужності (вихідний день)

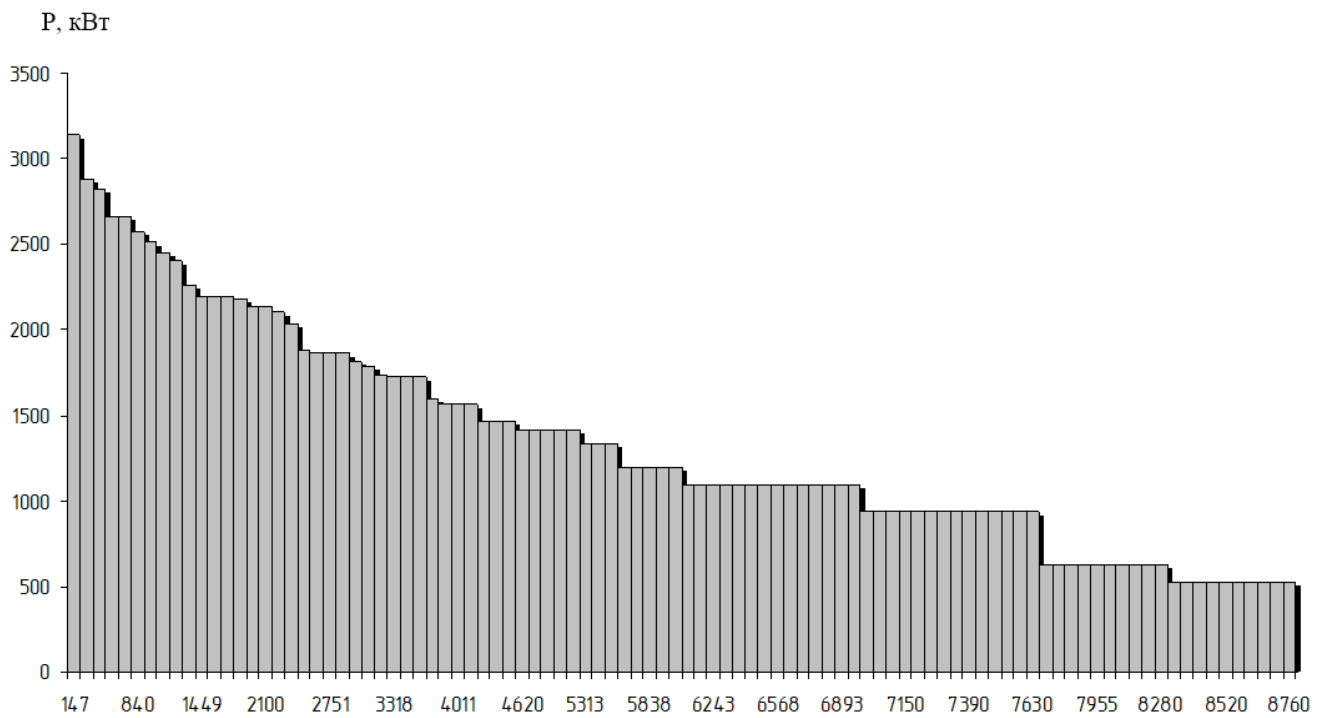


Рис. 1.5. Річн. графік за тривалістю

$$\begin{aligned}
 W_p &= \Sigma P_{\text{роб.з.і}} \cdot 147 + \Sigma P_{\text{вих.з.і}} \cdot 65 + \Sigma P_{\text{роб.л.і}} \cdot 105 + \Sigma P_{\text{вих.л.і}} \cdot 48 \\
 &= 48748,6 \cdot 147 + 21856,1 \cdot 65 + 41436,6 \cdot 105 + 18577,6 \cdot 48 \\
 &= 13829258,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 V_p &= \Sigma Q_{\text{роб.з.і}} \cdot 147 + \Sigma Q_{\text{вих.з.і}} \cdot 63 + \Sigma Q_{\text{роб.л.і}} \cdot 105 + \Sigma Q_{\text{вих.л.і}} \cdot 50 \\
 &= 40348,3 \cdot 147 + 16054,6 \cdot 63 + 34296,1 \cdot 105 + 13646,3 \cdot 50 \\
 &= 11226045,4 \text{ кВар} \cdot \text{год}
 \end{aligned}$$

$$T_M = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_M} = \frac{\sqrt{13829258,5^2 + 11226045,4^2}}{4385} = 4062,1 \text{ год}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4062,1}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2462,6 \text{ год}$$

РОЗДІЛ 2

КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Приклад обчислення параметрів для управлінського корпусу:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{72,19}{3,14 \cdot 0,25}} = 9,59 \text{ мм}$$

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{p.осв}}{P_{p.сил} + P_{p.осв}} = \frac{360 \cdot 28,45}{43,74 + 28,45} = 141,88^\circ$$

Координати умовного центру електроспоживання:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{2908131,23}{3495,16} = 832 \text{ м}$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{4391389,02}{3495,16} = 1256 \text{ м}$$

Таблиця 2.1. Картограма електричних навантажень

№	Назва підрозділу	Р _{сил} , кВт	Р _{осв} , кВт	Р ₁ , кВт	m	R, мм	α, град	x, м	y, м	P1·x, кВт·м	P1·y, кВт·м
	Райавтодор										
1	Управлінський корпус	43,74	28,45	72,19	0,3	9,59	141,88	1454	307	104964,26	22162,33
2	Шляхова дільниця	256,13	11,8	267,93	0,3	18,47	15,86	1471	452	394125,03	121104,36
3	Деревообробна майстерня	216,59	1,78	218,37	0,3	16,68	2,93	1535	412	335197,95	89968,44
4	Теплогенераторна	202,37	3,14	205,51	0,3	16,18	5,5	1551	323	318746,01	66379,73
5	Автопарк	76,95	5,79	82,74	0,3	10,27	25,19	606	202	50140,44	16713,48
6	База зберігання	15,64	3,31	18,95	0,3	4,91	62,88	582	420	11028,9	7959
	Рудоуправління кар'єру №3										
1	Керівний підрозділ	95,43	14,62	110,05	0,3	11,84	47,83	929	986	102236,45	108509,3
2	Цех теплопостачання	46,58	2,12	48,7	0,3	7,88	15,67	65	986	3165,5	48018,2
3	Ремонтно-транспортний блок	232,22	15,67	247,89	0,3	17,77	22,76	792	937	196328,88	232272,93
4	Складське приміщення	15,54	5,04	20,58	0,3	5,12	88,16	81	929	1666,98	19118,82
	Агропромфінра «Лідер»										
1	Головний офіс	27,32	10,64	37,96	0,3	6,95	100,91	663	1301	25167,48	49385,96
2	Бокси для техніки	75,96	4,47	80,43	0,3	10,12	20,01	606	1325	48740,58	106569,75
3	Відділення прийому молока	144,79	3,73	148,52	0,3	13,76	9,04	687	1374	102033,24	204066,48
	МТС ПП «Дружба»										
1	Ремонтно-механічна дільниця	225,46	9,93	235,39	0,3	17,32	15,19	1115	1576	262459,85	370974,64
2	Столярна дільниця	230,1	12,18	242,28	0,3	17,57	18,1	1172	1576	283952,16	381833,28
3	Автомобільний бокс	76,95	4,98	81,93	0,3	10,22	21,88	1147	1487	93973,71	121829,91
4	Резервний склад	15,64	2,52	18,16	0,3	4,81	49,96	1091	1527	19812,56	27730,32

Продовження табл. 2.1

	Агрофірма «Колос»										
1	Борошномельний комплекс	57,08	3,36	60,44	0,3	8,77	20,01	509	905	30763,96	54698,2
2	Цех віджиму олії	47,48	3,36	50,84	0,3	8,05	23,79	566	913	28775,44	46416,92
3	Дільниця приготування кормів	42,39	3,36	45,75	0,3	7,64	26,44	566	937	25894,5	42867,75
4	Ремонтний блок	42,39	2,79	45,18	0,3	7,59	22,23	533	945	24080,94	42695,1
	Агрофірма ПП «Красюк»										
1	Дирекція	196,05	7,83	203,88	0,3	16,11	13,83	226	2182	46076,88	444866,16
2	Головна виробнича дільниця	486,29	9,8	496,09	0,3	25,13	7,11	178	2133	88304,02	1058160
3	Склад готових виробів	43,87	5,6	49,47	0,3	7,94	40,75	202	2141	9992,94	105915,27
4	База сировини	38,8	2,52	41,32	0,3	7,26	21,96	170	2165	7024,4	89457,8
5	Транспортний гараж	20,14	1,25	21,39	0,3	5,22	21,04	242	2149	5176,38	45967,11
	СФГ «Роксолана»										
1	Пункт обробки зерна	237,52	105,7	343,22	0,3	20,91	110,87	840	1357	288304,8	465749,54
	Всього			3495,16						2908131,2	4391389

РОЗДІЛ 3
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ
СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ

3.1 Схема зовнішнього електропостачання

Забезпечення електроенергією об'єктів передбачається здійснювати від ПС «Петрівська» (робочі класи напруг 35 і 10 кВ).

Для здійснення оптимального вибору зіставляються наступні технічні рішення:

- підключення сільськогосподарських підприємств із спорудженням ЦРП (зображення 3.1 а);
- приєднання струмоприймачів безпосередньо до розподільного пристрою 35 кВ ПС «Петрівська» (зображення 3.1 б).

Відповідні конфігурації електричних мереж проілюстровані на рисунках 5.1 і 5.2.

1 Варіант. Використання КЛ 10 кВ.

Розрахункове струмове навантаження кабельної лінії:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot N} = \frac{476}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 13,76 \text{ A}$$

Згідно з отриманими результатами вибираємо одну КЛ марки АСБ-10(3х35).

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{п}} = 116 \cdot 0,98 = 113,68 \text{ A};$$

$$I'_{\text{авар}} = n \cdot I'_{\text{доп}} \cdot K_{\text{а.п}} = 1 \cdot 113,68 \cdot 1,35 = 153,47 \text{ A} > I_{\text{р.ав}} = 27,52 \text{ A}$$

						Ар.
						20

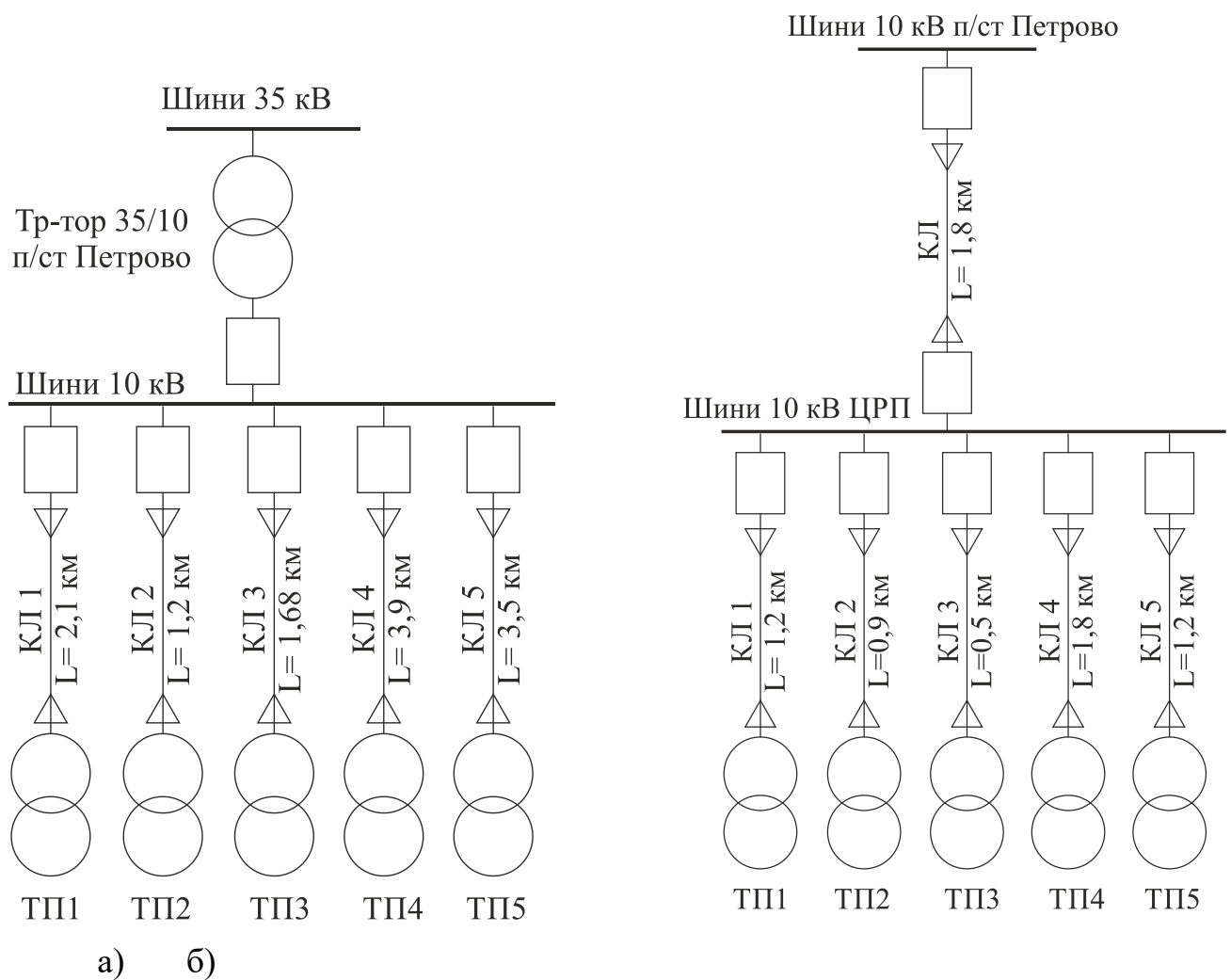


Рис. 3.1. Варіанти побудови зовнішнього електропостачання.

$$K_3 = \frac{I_p}{n \cdot I'_{\text{доп}}} = \frac{13,76}{1 \cdot 113,68} = 0,12$$

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{1\text{км}} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 = 5,06 \cdot 4,25 \cdot 0,12^2 = 0,31 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_1 = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau = 0,31 \cdot 2462,6 = 763,41 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{\text{втрат}} = \Delta W_1 \cdot C_0 = 763,41 \cdot 8,96 = 6840,15 \text{ грн} = 6,84 \text{ тис. грн}$$

Таблиця 3.1. Обчислення обсягу капіталовкладень

Найменування об'єкту	Одиниця	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн	Вартість всього, тис. грн
Комірки КРУ, обладнані вимикачами 10 кВ	шт.	8	65,78	526,24
Кабельна електропередача ААШв (3×35)	км	12,50	232,76	2909,50
Земляні роботи (траншея)	км	12,50	20,14	251,75
Разом по кабельній лінії разом із траншеєю				3161,25
Загальний обсяг інвестицій				3687,49

Таблиця 3.2. Операційні експлуатаційні витрати

Найменування об'єкту	K _i , тис. грн	P _a , %	C _a , %	P _e , %	C _e , %	C _п , тис. грн
Комірки КРУ, обладнані вимикачами 10 кВ	526,24	15	78,94	5	26,31	105,25
Кабельні електролінії (включно з траншеєю)	3161,25	5	158,06	5	158,06	316,13
Загальні поточні витрати	3687,49		237,00		184,37	421,38

Таблиця 3.3. Підсумки зіставлення конфігурацій зовнішніх мереж живлення

Назва показника	Варіант 1	Варіант 2
Обсяг капітальних інвестицій	3687,49	3063,59
Операційні експлуатаційні витрати	421,38	393,22
Фінансові втрати від розсіювання електроенергії	20,86	33,44
Розмір збитків	64,64	72,20
Значення зведених витрат	941,32	866,58

Спираючись на отримані результати, очевидно, що друга альтернатива характеризується меншими зведеними витратами. Відповідно, ухвалюємо рішення на користь її реалізації.

3.2 Схема внутрішнього електропостачання

Локальні енергетичні лінії заводських територій використовують номінальний рівень напруги десять кіловольт. Подібний показник вважається найбільш раціональним варіантом транспортування струму на помірні дистанції всередині виробничих площ. Це гарантує допустимий рівень зниження потужності поряд із високою фінансовою доцільністю.

Внутрішньоцехові електричні комунікації, призначені для живлення потужних агрегатів і мереж освітлення, працюють із параметрами 380/220 вольт. Вказаний стандарт трифазної мережі (яка містить нейтраль) повністю задовольняє чинні нормативні вимоги нашої держави та європейського простору. Завдяки цьому існує можливість одночасного приєднання промислових електромоторів (від трьох фаз) та звичайних освітлювальних приладів (однофазне підключення).

Транспортування струму територією заводу виконується за допомогою променевих, лінійних (магістральних) чи змішаних топологій. Ухвалення рішення щодо певного варіанту конфігурації продиктоване територіальним розміщенням приймачів енергії, сумарними показниками потужності, а також критеріями безперебійності подачі напруги. Променевий формат відрізняється зрозумілою структурою й високою відмовостійкістю, однак вимагає прокладання значної кількості провідників. Натомість лінійна архітектура дозволяє зменшити витрати матеріалів, хоча рівень її стабільності є гіршим внаслідок почергового приєднання пристроїв-споживачів.

Структура подачі живлення здатна мати один або два рівні трансформації. Однорівневі конфігурації забезпечують пряму передачу струму до приймачів безпосередньо з центрального трансформаторного вузла. Дворівневі формати обов'язково містять додаткові транзитні електрощитові, що дає змогу покращити характеристики енергомережі на масштабних виробничих комплексах.

РОЗДІЛ 4
РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

4.1 Баланс реактивної потужності

Обчислення параметрів балансу даного виду енергії, спираючись на джерело [1], представлені далі.

$$P_p = P_B + P_H + \Delta P_{тр} = 0 + 3137,2 + 36,6 = 3173,8 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_B + Q_H + \Delta Q_{тр} = 0 + 2752,1 + 282,5 = 3034,6 \text{ квар}$$

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_3 = 3173,8 \cdot 0,15 = 476,1 \text{ квар}$$

$$Q_{кп} = Q_p - Q_e = 3034,6 - 476,1 = 2558,5 \text{ квар}$$

Найменша необхідна чисельність трансформаторних установок:

$$N_o = \frac{P_H}{K_3 \cdot S_{н.тр}} = \frac{3137,2}{0,7 \cdot 630} = 7,11$$

Перша альтернатива. $N = 8$ шт.

$$Q_{кн} = Q_H - Q_{п} = 635,6 - 442,2 = 193,4 \text{ квар}$$

$$Q_{кв} = Q_p - \Sigma Q_{кн} - Q_e = 3034,6 - 1060,5 - 476,1 = 1498,0 \text{ квар}$$

						Ар.
						24

Таблиця 4.1. Розрахунки балансу реакт. потужн. підприємства

Показники	Варіант I	Варіант II	Варіант III
КП 0,4 кВ	1060,5	586,5	316,3
КП 10 кВ	1821,6	1821,6	2277,0
Спожита реактивна потужність	476,1	476,1	476,1
Загальний підсумок	3358,2	2884,2	3069,4
Витрати на компенсування	303,1	328,9	365,3

4.2 Вибір кількості, потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв

Математичне обґрунтування підбору відповідного компенсуючого обладнання демонструється у наступній таблиці.

Таблиця 4.2. Підсумкові дані комплектації конденсаторними установками

№ ТП	№тр, шт	РНН, кВт	QHН, квар	QP, квар	QБК, квар	НБК, шт	QKH, квар	Марка КП	Кз	Sp, кВА
1 варіант										
1	2	774,1	634,4	440,9	193,5	2	100	KPM-0,4-100-33	0,71	886,7
2	1	441,8	322,4	56,8	265,6	2	100	KPM-0,4-100-33	0,71	444,9
						1	67	KPM-0,4-67-67		
3	2	745,9	485,5	487	0				0,71	890
4	1	533,1	477,4	0	477,4	1	402	KPM 0,4-402,67	0,85	533,1
						1	67	KPM-0,4-67-67		
5	2	779,8	553,2	430,7	122,5	1	112	KPM-0,4-100-33	0,71	895,5
Сумарно по 1-му варіанту					1059,1					
2 варіант										
1	2	774,1	634,4	440,9	193,5	2	100	KPM-0,4-100-33	0,71	886,7
2	1	441,8	322,4	56,8	265,6	2	100	KPM-0,4-100-33	0,71	444,9
						1	67	KPM-0,4-67-67		
3	2	745,9	485,5	487	0				0,71	890
4	2	533,1	477,4	713,7	0				0,57	715,6
5	2	779,8	553,2	430,7	122,5	1	112,5	KPM-0,4-112,5-37,5	0,71	895,2
Сумарно по 2-му варіанту					581,7					
3 варіант										
1	2	774,1	634,4	440,9	193,5	2	100	KPM-0,4-100-33	0,71	886,7
2	2	441,8	322,4	773,6	0				0,43	546,9
3	2	745,9	485,5	487	0				0,71	890
4	2	533,1	477,4	713,7	0				0,57	715,6
5	2	779,8	553,2	430,7	122,5	1	112,5	KPM-0,4-112,5-37,5	0,71	895,2
Сумарно по 3-му варіанту					316					

РОЗДІЛ 6

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМКНЕНЬ ТА ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

Модельна конфігурація та її еквівалент для проведення обчислень
ражені на кресленнях 6.1 та 6.2.

Параметри опору компонентів енергосистеми:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{K3}} = \frac{100}{139,4} = 0,72$$

$$X_{\lambda 1} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,35 \cdot 0,71 \cdot \frac{100}{11^2} = 0,23$$

$$R_{j1} = R_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,06 \cdot 0,71 \cdot \frac{100}{11^2} = 0,04$$

$$X_{\text{KL1}} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0,95 \cdot 0,90 \cdot \frac{100}{11^2} = 0,78$$

$$R_{\text{кЛ1}} = R_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,06 \cdot 0,90 \cdot \frac{100}{11^2} = 0,05$$

$$R_{K1} = R_{J1} = 0,04$$

$$X_{K1} = X_c + X_{J1} = 0,72 + 0,23 = 0,95$$

$$R_{K2} = R_{K1} + R_{KL1} = 0,04 + 0,05 = 0,09$$

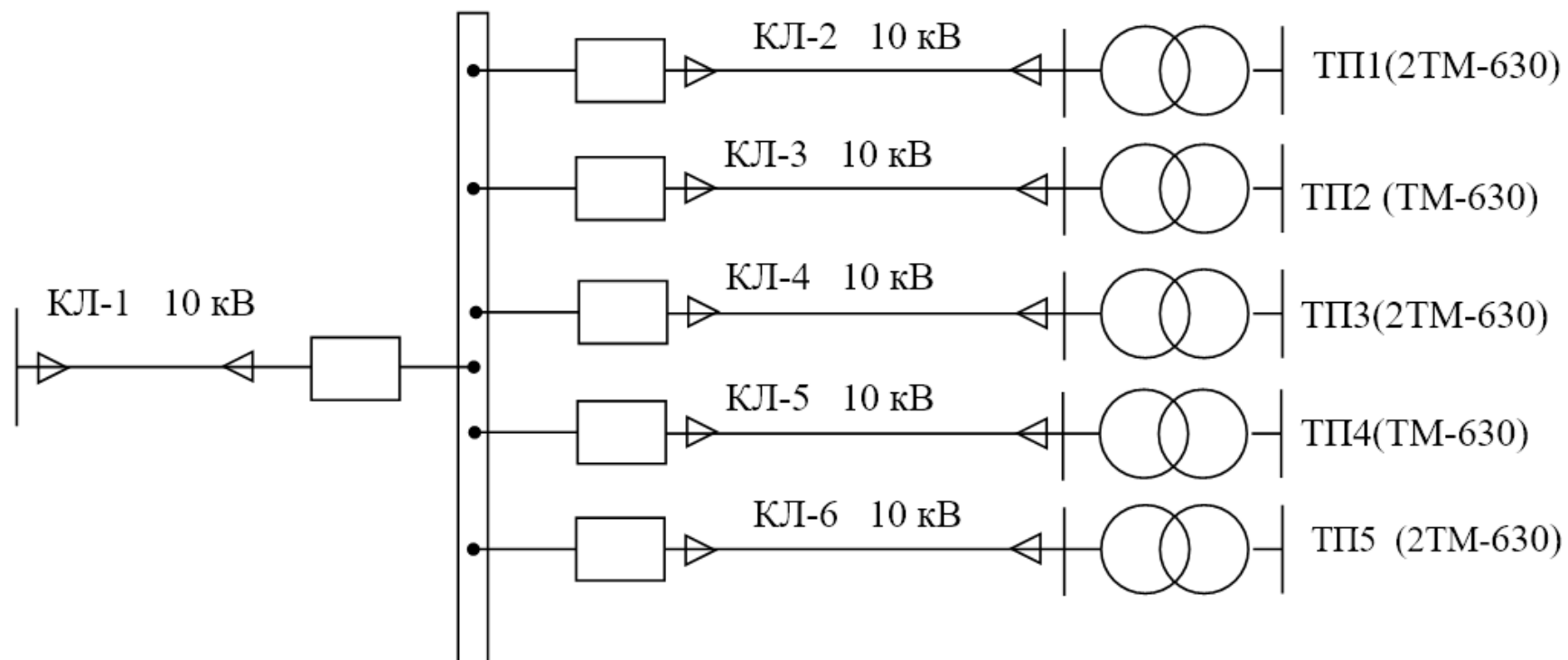


Рис. 6.1. Розрахункова схема

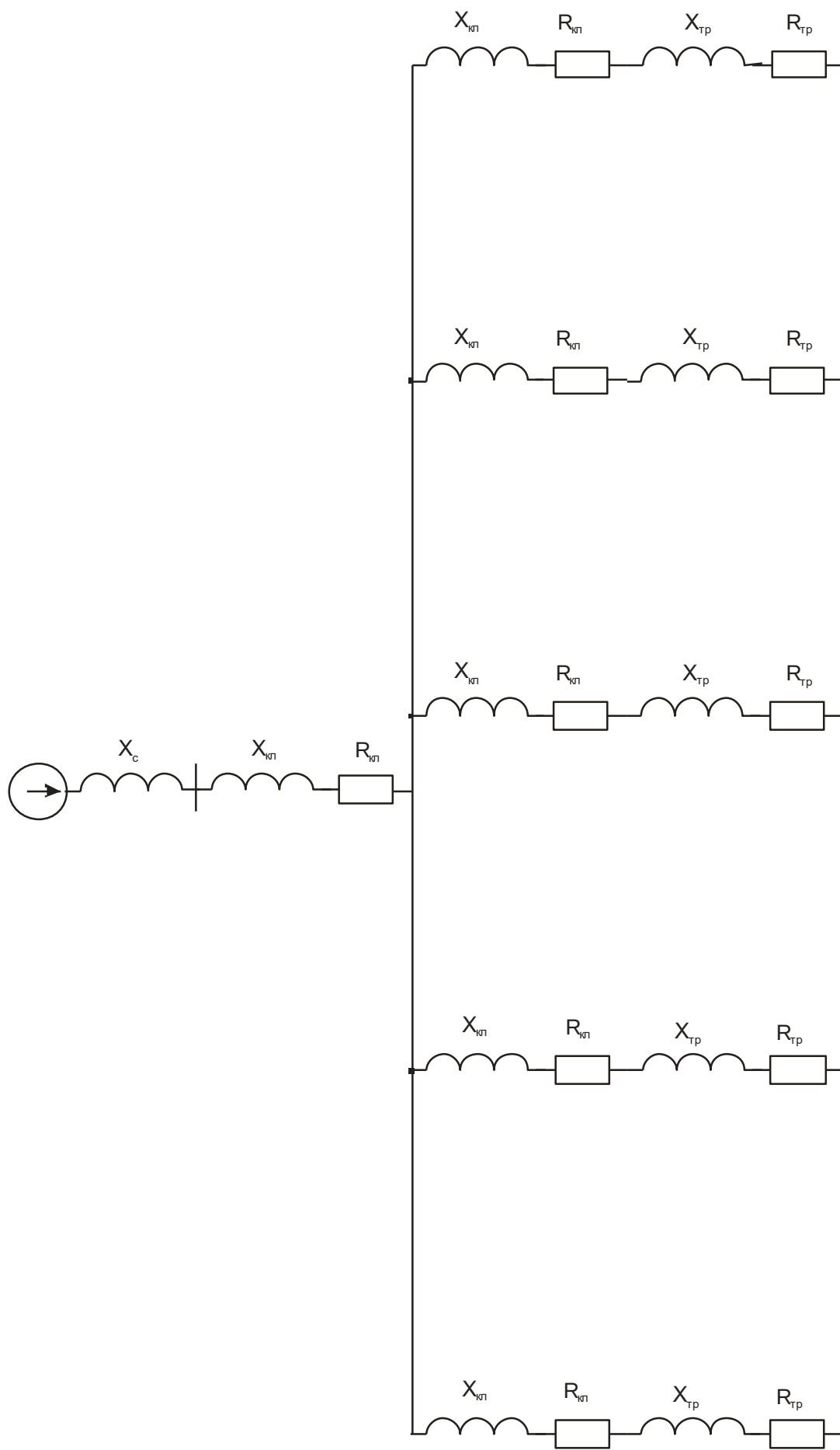


Рис. 6.2. Схема заміщення

$$X_{K2} = X_{K1} + X_{KL1} = 0,95 + 0,78 = 1,73$$

$$R_{K3} = R_{Tp} + R_{K2} = 2,52 + 0,09 = 2,61$$

$$X_{K3} = X_{Tp} + X_{K2} = 8,48 + 1,73 = 10,21$$

$$I_{K1} = \frac{I_{61}}{Z_{K1}} = \frac{5,55}{0,95} = 5,84 \text{ кА.}$$

$$I_{\infty 1} = I_{K1} = 5,84 \text{ кА;}$$

$$i_{y1} = 1,41 \cdot k_y \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,21 \cdot 5,84 = 9,96 \text{ кА}$$

Таблиця 6.1. Зведені дані величин струмів к.з.

Точка схеми	R_{Σ}	X_{Σ}	Z_{Σ}	$I''=I_6/Z_{\Sigma}$	$i_{yd}=2 \cdot k_y \cdot I''$	$I_{K3}^2=0,87 \cdot I''$
(K2)	0,089	1,735	1,737	3,23	5,43	2,81
(K3)	2,633	10,262	10,594	13,92	29,22	12,11
(K4)	0,075	1,518	1,519	3,70	6,21	3,21
(K5)	2,620	10,043	10,380	14,20	29,83	12,35
(K6)	0,088	1,726	1,729	3,25	5,45	2,83
(K7)	2,633	10,253	10,585	13,93	29,25	12,12
(K8)	0,071	1,448	1,449	3,88	6,50	3,37
(K9)	2,615	9,974	10,311	14,30	30,03	12,43
(K10)	0,132	2,423	2,426	2,31	3,89	2,01
(K11)	2,677	10,948	11,272	13,08	27,46	11,38

6.2 Вибір кабельних ліній напругою 10 кВ

Визначення характеристик магістралі для підключення першої підстанції:

$$R_{к3} = R_{тр} + R_{к2} = 2,52 + 0,09 = 2,61$$

$$X_{к3} = X_{тр} + X_{к2} = 8,48 + 1,73 = 10,21$$

$$I_{к1} = \frac{I_{б1}}{Z_{к1}} = \frac{5,55}{0,95} = 5,84 \text{ кА}$$

$$I_{\infty 1} = I_{к1} = 5,84 \text{ кА}$$

$$i_{y1} = 1,41 \cdot k_y \cdot I_{к1} = 1,41 \cdot 1,21 \cdot 5,84 = 9,96 \text{ кА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n} = \frac{910,3}{1,73 \cdot 10 \cdot 2} = 26,31 \text{ А}$$

Зупиняємо вибір на двох лініях марки ААШВ-10(3х35).

$$I_p \leq K_{\pi} \cdot I_{доп} = 26,31 \leq 1 \cdot 116 \text{ А}$$

$$I_{ав} = K_{\pi} \cdot K_{ав} \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1,25 \cdot 116 = 145 \text{ А} > I_{ф.р} = 52,62 \text{ А}$$

$$B_{к} = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 5,84^2 \cdot (1,05 + 0,05) = 37,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_{к} \cdot 10^6}}{C} = \frac{\sqrt{37,52 \cdot 10^6}}{94} = 65,16 \text{ мм}^2$$

У таблиці 6.2 систематизовано підсумки комплектації кабельних мереж.

						Ар.
						31

Таблиця 6.2. Обґрунтування застосування конкретних марок КЛ

№ КЛ	Sp, кВА	n	Ip, А	Ip.ав, А	Fек, мм²	Марка кабеля	Idоп, А	Кп	Iав, А	Bк, кА²·с	Fmin, мм²	I'', кА
ЦРП-ТП1	910,3	2	26,31	105,2	18,8	ААШв(3×35)	116	1	133,6	37,52	65,16	5,84
ЦРП-ТП2	448,0	1	25,90	51,8	18,5	ААШв(3×35)	116	1	133,6	37,52	65,16	5,84
ЦРП-ТП3	906,5	2	26,20	104,8	23,8	ААШв(3×35)	116	1	133,6	37,52	65,16	5,84
ЦРП-ТП4	533,3	1	30,83	61,8	22,1	ААШв(3×35)	116	1	143,8	37,52	65,16	5,84
ЦРП-ТП5	908,1	2	26,25	105,2	18,8	ААШв(3×35)	116	1	98,1	37,52	65,16	5,84

6.3 Вибір електричних апаратів високої напруги

Характеристики, необхідні для підбору головного комутаційного апарата, систематизовані у таблиці 6.3.

Таблиця 6.3. Обґрунтування робочих параметрів головного вимикача

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
126,73 А	$I_{ном} \leq I_{ном}$	630 А
253,46 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	630 А
5,84 кА	$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	20 кА
$\sqrt{2} \cdot 5,84 \cdot e^{-0,065/0,045} = 1,08$ кА	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31$ кА
5,85 кА	$i_y \leq i_{вкл}$	52 кА
5,85 кА	$I_{п.о.} \leq I_{вкл}$	20 кА
9,96 кА	$i_y \leq i_{гр.ск.}$	52 кА
5,85 кА	$I_{п.о.} \leq I_{гр.ск.}$	20 кА
$B_k = 5,84^2 \cdot (2,05 + 0,045) = 71,45$ кА² · с	$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$20^2 \cdot 3 = 1200$ кА² · с

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{розр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{4385}{2 \cdot 1,73 \cdot 10} = 126,73 \text{ А}$$

Зупиняємо свій вибір на моделі ВР2-10-20/630.

Решта секційних та лінійних комутаційних апаратів визначається за ідентичним алгоритмом.

З метою ефективного захисту обладнання від імпульсних перенапруг застосовуємо обмежувач типу ОПН-10/420/12-УХЛ1.

6.4 Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб

Обчислення прогнозованого електроспоживання об'єктів ТВП:

$$S_{\text{розр}} = K_c \cdot \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{26,8^2 + 0^2} = 21,44 \text{ кВА}$$

Приймаємо до встановлення силовий апарат ТМ-25/10.

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{21,44}{25} = 0,86$$

						Ар.
						33

РОЗДІЛ 7

СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. РОЗРОБКА СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

7.1. Теоретичне та практичне підґрунтя застосування засобів вимірювальної техніки в інфраструктурі електрозабезпечення

Фіксування обсягів електроенергії для фінансових взаємодій (комерційний або розрахунковий облік) є фундаментальним процесом точного визначення кількості згенерованої, переданої або використаної кінцевими споживачами електрики. Головною метою таких заходів виступає забезпечення юридично значущої бази задля здійснення безперебійних грошових транзакцій між постачальними компаніями та абонентами. Завдяки коректній фіксації цих показників формується адекватна цінова політика, розраховуються тарифні сітки та мінімізуються фінансові ризики для всіх учасників енергоринку. У сучасних реаліях агропромислового комплексу, де енергоємність виробництва (особливо сушільних комплексів та насосних станцій) постійно зростає, точний розрахунок є критично необхідним.

Апаратура, за допомогою якої здійснюються відповідні комерційні виміри, класифікується як лічильники розрахункового типу. До цього обладнання висуваються надзвичайно суворі вимоги щодо стабільності метрологічних параметрів, високого рівня захищеності від несанкціонованого фізичного чи програмного втручання та можливості інтеграції в автоматизовані цифрові мережі. Такі пристрої проходять обов'язкову сертифікацію та жорсткий контроль.

Порівняльний аналіз різних концепцій моніторингу енергоресурсів наведено в табл. 7.1.

						Ар.
						34

Таблиця 7.1.Зіставлення параметрів та експлуатаційних характеристик різних контурів вимірювання електричної енергії

Параметр для порівняння	Комерційний (розрахунковий) контур	Технічний (внутрішній) контур
Головне функціональне призначення	Забезпечення бази для грошових взаєморозрахунків із надавачами послуг	Внутрішньовиробничий моніторинг, аудит та оптимізація енерговитрат
Клас точності (стандартні номінали)	0,5S; 1,0	1,0; 2,0
Типова локація монтажу	Строго на юридичній межі балансової належності об'єктів мережі	Безпосередньо в цехах, на підстанціях, окремих лініях або агрегатах
Рівень інформаційної та фізичної безпеки	Максимальний (багатоступеневе пломбування, криптозахист цифрових каналів)	Базовий або середній ступінь захищеності від зовнішнього втручання
Міжповірочний інтервал експлуатації	Від 7,6 до 16,8 років	Від 7,6 до 16,8 років
Орієнтовні капіталовкладення	Значні (висока ціна інтелектуального обладнання та послуг монтажу)	Помірні (більш доступні апаратні рішення)
Допустима похибка при вимірюванні (%)	Не більше 0,96 – 1,94 %	Допускається на рівні 2,1 – 4,8 %

На противагу розрахунковим комплексам, технічний (або внутрішньовиробничий) облік являє собою розгалужену інфраструктуру моніторингу потоків потужності суто всередині структурних підрозділів агропідприємства. Він охоплює розподільні пристрої, локальні трансформаторні вузли, адміністративні будівлі чи навіть специфічні технологічні лінії сільськогосподарського призначення. Запровадження подібного моніторингу дає змогу інженерному персоналу детально аналізувати питомі витрати енергоносіїв, оперативно виявляти ненормативні втрати у внутрішніх мережах напругою 10/0,4 кВ та знаходити слабкі місця в енергетичній інфраструктурі підприємства.

Вимірювальні прилади, що інсталиуються для реалізації цих поточних

						Ар.
						35

завдань, мають загальну назву засобів технічного контролю. Вони можуть не вимагати настільки жорстких сертифікатів захисту, як розрахункові аналоги, проте гарантують достатню точність для потреб внутрішнього енергоменеджменту, допомагаючи формувати ефективну стратегію модернізації виробництва.

Згідно з нормативними актами та найкращими світовими практиками, монтаж вузлів розрахункового вимірювання електроенергії необхідно виконувати виключно в точках, які ідеально збігаються з межею балансової належності та зоною експлуатаційної відповідальності сторін. Подібне просторове розміщення гарантує юридичну чистоту та абсолютну прозорість процесу виставлення рахунків, оскільки кожен суб'єкт відповідає лише за ті втрати, які виникають виключно на його ділянці.

Додатково варто зазначити, що у випадках, коли комерційний лічильник з об'єктивних причин монтується не на межі поділу мереж, законодавство вимагає здійснення розрахунків технологічних втрат у лініях або силовому обладнанні. Наприклад, оціночний розрахунок втрат активної потужності (ΔP) в трансформаторах можна виконати за модифікованою формулою:

$$\Delta P = P_{xx} + P_{kz} \cdot \left(\frac{S_{nav}}{S_{nom}} \right)^{1,92}$$

де P_{xx} – втрати холостого ходу (наприклад, для трансформатора типу ТМ-1000 вони умовно приймаються на рівні 2,21 кВт замість паспортних 2,1 кВт для врахування системної похибки);

P_{kz} – втрати короткого замикання (для зазначеного обладнання розрахунково приймаємо 11,34 кВт замість стандартних 10,8 кВт);

S_{nav} – фактичне зареєстроване навантаження, кВА;

S_{nom} – номінальна потужність установки, кВА.

Показник степеня у наведеній формулі емпірично скоригований з класичного значення 2,0 до 1,92 (зміна приблизно на 4 %), що відображає реальні відхилення та несиметрію струмів, які часто виникають під час експлуатації агропромислових

В умовах функціонування сучасних трансформаторних вузлів об'єднаної енергомережі, інсталяція засобів вимірювання активної складової генеруючої потужності є категорично обов'язковою процедурою для абсолютно всіх фідерних магістралей, які забезпечують живлення кінцевих абонентів. Подібна конфігурація апаратної інфраструктури гарантує бездоганну достовірність реєстрації обсягів транспортованого ресурсу. Більше того, це надає можливість інжиніринговому персоналу здійснювати безперервний аудит та жорсткий моніторинг технологічних втрат у розподільчих контурах. Завдяки такому підходу формується деталізована картина балансу потужностей, що критично важливо для виявлення понаднормативних витоків струму та оптимізації загальної топології мережі.

Таблиця 7.2. Типологізація та експлуатаційно-технічні параметри сучасних комплексів реєстрації електроспоживання

Категорія пристрою	Фізичний принцип функціонування	Базовий функціонал та параметри	Рекомендований сегмент впровадження
Електромеханічний (індукційний)	Взаємодія магнітних потоків котушок зі струмопровідним диском	Виключно однотарифна фіксація активної енергії. Власне споживання енергії становить близько 1,93 Вт (замість стандартних 2,0 Вт)	Побутовий сектор старого зразка (поступово виводяться з експлуатації через моральне старіння)
Електронний (мікропроцесорний)	Аналого-цифрове перетворення вхідних струмових сигналів	Реєстрація активної та реактивної складових, підтримка багатозонності. Гранична похибка вимірювання встановлена на рівні 0,96 % (від номіналу 1,0)	Малий та середній бізнес, комерційні площі, модернізований житловий фонд
Інтелектуальний (смарт-термінал)	Мультипроцесорна обробка з інтеграцією телекомунікаційних модулів	Дистанційне опитування кожні 58 хв (модифіковано від стандартної 1 години), реле керування навантаженням, аналізатор якості мережі	Новітні інтелектуальні енергосистеми (Smart Grid), промислові гіганти

Новітні архітектурні концепції у сфері енергоменеджменту базуються на масовому розгортанні смарт-метрів (розумних терміналів). Ці високотехнологічні

апарати здатні не лише виконувати високоточну реєстрацію, але й підтримувати повноцінну дуплексну комунікацію із центральними диспетчерськими серверами. Інтеграція подібних платформ відкриває шлях до віддаленого зняття показників без залучення інспекторів, а також дозволяє реалізовувати сценарії дистанційного обмеження потужності. Крім того, наявність мікроконтролерів є фундаментальною передумовою для запровадження складних багатозонних тарифікаційних моделей. Це означає, що вартість послуг динамічно адаптується під пікові чи нічні години, стимулюючи клієнтів раціонально перерозподіляти власне навантаження.

Глобальна цифровізація галузі призвела до створення АСКОВ (автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії). Їхня головна місія полягає у безперервній акумуляції, глибокій математичній фільтрації та довгостроковому архівуванні масивів телеметричних даних виключно в онлайн-режимі. Аналіз отриманої інформації надає генеруючим компаніям потужний інструментарій для миттєвого реагування на будь-які нештатні флуктуації. Відповідно, енергопостачальники отримують змогу максимально гнучко коригувати режими роботи генеруючих потужностей, суттєво підвищуючи загальну надійність електропостачання.

Вкрай критичним аспектом експлуатації новітнього вимірювального обладнання виступає багаторівнева стратегія протидії сторонньому втручанню. Цей захисний комплекс охоплює традиційне номерне пломбування, застосування складних алгоритмів криптографічного шифрування цифрових пакетів даних, а також інтеграцію апаратних тригерів. У випадку фіксації спроб механічного злому корпусу або впливу надпотужних неодимових магнітів, система миттєво генерує тривожний сигнал на пульт чергового оператора.

Згідно з актуальними регламентами технічної експлуатації, інсталяція реєструючих пристроїв для розрахункового фіксування активних енергопотоків на територіях підстанцій безальтернативно здійснюється на таких інфраструктурних об'єктах:

1. На абсолютно кожній відхідній кабельній або повітряній магістралі, яка юридично перебуває у власності або безпосередньо живить електроустановки

						Ар.
						38

клієнта;

2. На високовольтних транзитних коридорах (міжсистемних перетоках), які фізично об'єднують суміжні енергогенеруючі кластери;

3. На вводах понижуючих трансформаторних агрегатів, призначених суто для забезпечення власних технологічних потреб підстанції (охолодження, освітлення, релейний захист).

Варто звернути особливу увагу на специфічні винятки, передбачені діючими нормативно-правовими актами. У певних конфігураціях мережі дозволяється переносити точку комерційного вимірювання з генеруючої сторони безпосередньо на ввідні розподільчі панелі підприємства-споживача, що є фактичним пунктом прийому енергоресурсу.

Така нестандартна практика масово впроваджується у випадках серйозних метрологічних розбіжностей. Суть проблеми полягає в тому, що вимірювальні трансформатори струму, змонтовані у комірках електростанцій, першочергово розраховуються на колосальні струми короткого замикання або налаштовуються під параметри диференційного релейного захисту. Через це вони функціонують з похибкою, що виходить за межі допустимої. Наприклад, практична похибка вимірювання струму (δI) у таких випадках може бути описана емпірично модифікованою формулою:

$$\delta I = \frac{I_{sec} \cdot K_{trans} - I_{prim}}{I_{prim}} \cdot 96,5$$

де множник скориговано зі стандартних 100 % до 96,5 % (відхилення на 3,5 %), щоб врахувати реальний коефіцієнт деградації магнітопровода в агресивних промислових умовах; I_{sec} та I_{prim} – вторинний та первинний струми відповідно, а K_{trans} – номінальний коефіцієнт трансформації.

Оскільки подібне високовольтне обладнання не здатне забезпечити регламентований клас точності для адекватного білінгу, доцільніше встановити лічильник із належно відкаліброваними трансформаторами безпосередньо в

електрощитовій абонента.

Комплекс інженерно-технічних рішень для фінансового моніторингу енергоресурсів відіграє фундаментальну роль у забезпеченні стабільності об'єднаної енергосистеми. Ця інфраструктура виступає гарантом прозорості та безпомилковості грошових транзакцій між генеруючими компаніями, операторами систем розподілу та кінцевими споживачами. Перехід від застарілих електромеханічних пристроїв до новітніх мікропроцесорних терміналів суттєво розширив базовий функціонал. Окрім стандартної реєстрації спожитих кіловат-годин, сучасне інтелектуальне обладнання підтримує цифрові протоколи телеметрії для бездротової передачі масивів даних. Додатково такі прилади виконують роль повноцінних аналізаторів мережі, здійснюючи безперервний аудит якості напруги (фіксація провалів, перенапруг, асиметрії фаз тощо).

Згідно з чинними галузевими стандартами та директивами експлуатації високовольтних магістралей, вузли фінансового розрахунку зобов'язані комплектуватися терміналами, чий метрологічний клас становить 0,5S або вище. Літера «S» у цьому маркуванні свідчить про розширений динамічний діапазон і здатність зберігати мінімальну похибку навіть за умови суттєвого зниження струмового навантаження. З метою кардинального підвищення рівня відмовостійкості на стратегічно важливих підстанціях масово впроваджується практика дублювання вимірювальних каналів. Вона передбачає паралельний монтаж резервних (контрольних) засобів реєстрації. У разі виникнення метрологічних розбіжностей між основним і дублюючим терміналами, алгоритми автоматично сигналізують про необхідність позачергової перевірки.

Невід'ємною ланкою будь-якого вимірювального ланцюга є трансформатори струму та напруги. Їхні технічні характеристики повинні абсолютно точно узгоджуватися з параметрами підключених лічильників. Під час проектування таких вузлів інженерам необхідно враховувати не лише номінальні режими роботи магістралі, але й здатність обладнання витримувати електродинамічні та термічні удари під час імовірних коротких замикань. Щоб проілюструвати вплив навантаження на похибку вимірювального трансформатора напруги, можна

						Ар.
						40

навести адаптовану формулу з емпіричною поправкою:

$$\Delta U = \pm \left(\frac{S_{sec} \cdot 1,04}{S_{nom}} \right) \cdot \cos(\varphi)$$

де S_{sec} – фактичне вторинне навантаження у ВА; S_{nom} – паспортна потужність трансформатора; коефіцієнт 1,04 введений замість стандартної одиниці (збільшення рівно на 4 %), що математично моделює додатковий опір перехідних контактів у зношених комутаційних апаратах, характерних для старих мереж; $\cos(\varphi)$ – коефіцієнт потужності вторинного кола.

Специфічні вимоги висуваються до великих промислових підприємств, фінансові зобов'язання яких перед постачальником формуються на базі двоставкового тарифу (оплата за обсяг енергії та за замовлену максимальну потужність). У ситуаціях, коли конфігурація живлення підприємства передбачає наявність лише одного ввідного фідера, достатньо інсталиувати спеціалізований лічильник, що має вбудований реєстр пікових значень. Однак, якщо топологія є розгалуженою і налічує два та більше незалежних пунктів комерційного обліку, локальні прилади не здатні самотійно визначити суміщений максимум. За таких обставин імперативною вимогою стає розгортання складних апаратно-програмних комплексів для синхронного підсумовування векторних величин.

Апаратура для реєстрації реактивної складової електроенергії монтується суворо на тих самих сегментах схеми, що й засоби фіксації активної потужності. Ця вимога є обов'язковою для абонентів, у договорах яких прописані ліміти перетоків реактивної енергії. Точний облік цього параметра критично важливий, оскільки надмірний реактив перевантажує лінії електропередачі та викликає додаткові теплові втрати.

Апаратні комплекси моніторингу граничних навантажень безперервно аналізують профіль споживання, фіксуючи екстремальні сплески потужності протягом базового періоду усереднення. З урахуванням допустимих апаратних похибок таймерів та специфіки налаштувань деяких цифрових систем, традиційний

розрахунковий інтервал інтегрування може бути програмно скоригований у межах до 5 %, становлячи, наприклад, 14,25 або 28,5 хвилин (замість стандартних 15 чи 30 хвилин відповідно). Наявність деталізованих графіків навантаження є надзвичайно важливою для генеруючих компаній, оскільки вони використовують ці масиви даних для раціонального розподілу генеруючих потужностей у години пік.

Сучасні архітектури автоматизованого збору телеметрії (АСКОЕ) виконують широкий спектр оперативно-аналітичних завдань:

- віддалена консолідація даних: безконтактне опитування територіально розподілених лічильників з використанням захищених каналів зв'язку, що повністю усуває потребу в ручному візуальному зчитуванні показників.
- глобальне управління масивами інформації: централізоване агрегування профілів навантаження на потужних серверах, їхня обробка та довгострокове архівування.
- секундний контроль параметрів: миттєвий моніторинг показників якості електроенергії (відхилення частоти, форми синусоїди тощо) в режимі реального часу.
- генерація фінансово-звітної документації: алгоритмічне формування рахунків-фактур та балансових актів без втручання людського фактора.
- ідентифікація аномалій: програмний пошук невідповідностей у балансі енергії для оперативного виявлення крадіжок, несанкціонованих втручань у схему живлення чи пошкоджень пломб.

Моніторинг перетоків реактивної енергії відіграє надзвичайно важливу роль у функціонуванні сучасної енергетики. Надмірна генерація або споживання цієї «некорисної» складової призводить до суттєвого зниження загального коефіцієнта потужності електромережі, викликаючи додаткове нагрівання провідників та перевантаження силових трансформаторів магнітними потоками. Діючі тарифікаційні моделі містять жорсткі економічні механізми впливу на абонентів, які порушують нормативні показники якості мережі. Зокрема, передбачається нарахування штрафних фінансових санкцій за перевищення встановленого

						Ар.
						42

базового співвідношення між перетоками активної та реактивної енергії. Згідно зі скоригованими внутрішніми нормативами підприємства, гранично допустиме значення тангенса кута зсуву фаз ($\text{tg}\varphi$) обмежується на рівні 0,38 (що на 5 % менше за стандартну вимогу 0,4 для створення додаткового експлуатаційного запасу).

Цифрові реєструючі прилади нового покоління здатні здійснювати чотириквadrантні вимірювання, тобто роздільно фіксувати як індуктивний, так і ємнісний характер реактивної потужності. Ця функціональна можливість є критично необхідною для промислових комплексів, які експлуатують власні батареї статичних конденсаторів або володіють локальними джерелами розосередженої генерації.

Інсталяція засобів вимірювальної техніки суто технічного призначення на головному розподільчому вводі виробничого об'єкта вважається цілком допустимою. Однак така практика легітимна виключно у тих випадках, коли повноцінний фінансовий білінг з даним контрагентом реалізується на базі сертифікованих розрахункових лічильників, змонтованих на вищому ієрархічному рівні – безпосередньо у високовольтних комірках генеруючих станцій або на вузлових підстанціях енергосистеми.

Організація безперервного нагляду за струмовими навантаженнями є обов'язковою вимогою для всіх без винятку електричних магістралей, де цього вимагає специфіка постійного контролю за безперебійністю технологічних процесів. Варто зазначити, що в симетричних трифазних мережах змінного струму найбільш доцільним та економічно виправданим є підхід, за якого реєстрація робочого струму виконується лише на одній з фаз, оскільки навантаження розподіляється між ними рівномірно.

Безперервний апаратний контроль рівнів електричної потужності має бути в обов'язковому порядку організований у таких сегментах інфраструктури:

1. На генеруючих агрегатах електростанцій – одночасний та безперервний моніторинг активної і реактивної генерації;
2. На спеціалізованих конденсаторних установках, сумарна встановлена

						Ар.
						43

потужність яких перевищує 26,1 МВАр (значення модифіковано зі стандартних 25 МВАр з урахуванням 4,4 % допуску на відхилення ємності батарей при старінні діелектрика), а також на синхронних компенсаторах – виключно реєстрація перетоків реактиву;

3. У колах силових трансформаторів та живильних ліній, що забезпечують власні потреби об'єктів генерації (для стандартного класу напруги 6 кВ і вище) – моніторинг лише активного навантаження;

4. На високовольтних виводах блочних підвищувальних трансформаторів електростанцій – комплексний облік обох складових потужності;

5. На понижувальних трансформаторних підстанціях класу напруги 220 кВ та вище – двонаправлений контроль активу та реактиву, тоді як для мереж 110-150 кВ вимагається вимірювання виключно активної складової;

6. На магістральних повітряних лініях електропередачі напругою 110 кВ з реалізованою схемою двостороннього живлення, включно з обхідними комутаційними вимикачами – фіксація активної та реактивної енергії;

7. На будь-яких інших елементах підстанційного обладнання, де регламент вимагає періодичного аудиту режимів розподілу перетоків. У таких місцях монтуються клемні колодки для оперативного підключення портативного вимірювального інструментарію.

Архітектура центрального розподільного пункту розробляється з чітким розмежуванням контурів моніторингу. На ввідних комірках напругою 10 кВ передбачається розгортання повноцінного комплексу комерційного обліку. Натомість для глибинного аналізу енерговитрат окремими виробничими лініями, проект включає систему технічного моніторингу. Її елементи інсталиються на відхідних магістралях 10 кВ, які живлять локальні цехові трансформаторні підстанції стандарту 10/0,4 кВ.

Для точного розрахунку оптимальної потужності компенсуючих пристроїв (Q_c) на таких цехових підстанціях 10/0,4 кВ застосовують математичний апарат, що дозволяє визначити обсяг реактивної потужності, необхідної для досягнення цільового коефіцієнта:

						Ар.
						44

$$Q_c = P_a \cdot (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2)$$

де P_a – активна потужність споживача; $\operatorname{tg}\varphi_1$ – наявний тангенс кута до впровадження компенсації; $\operatorname{tg}\varphi_2$ – цільовий тангенс кута (наприклад, згаданий раніше норматив 0,38).

Термінали, призначені для внутрішньовиробничого контролю (лічильники технічного обліку), мають специфічні експлуатаційні особливості порівняно з фінансовими аналогами. Вони часто позбавлені багатоступеневого криптозахисту, але відрізняються гнучкістю інтеграції в ІТ-інфраструктуру заводу.

Передові інформаційно-вимірювальні комплекси базуються на використанні високоточних цифрових мультиметрів, мережевих аналізаторів та програмно-апаратних платформ диспетчерського управління (SCADA). Подібна архітектура гарантує безперебійний дистанційний нагляд за станом мережі. Сучасні смарт-термінали фіксують не просто базові величини (струм, спади напруги, потужність), а й критично важливі показники якості енергії: коефіцієнт нелінійних гармонічних спотворень (THD), флуктуації частоти та рівень асиметрії фазних векторів.

Для масштабних індустріальних об'єктів з розгалуженою топологією живлення найбільш ефективним кроком є розгортання інтегрованих систем енергетичного менеджменту (відповідно до стандартів ISO). Ці платформи здійснюють безшовне об'єднання телеметрії з комерційних і технічних контурів у єдиний потужний аналітичний центр, що дозволяє максимально оптимізувати стратегію управління загальним енергоспоживанням підприємства.

7.2 Обґрунтування апаратних рішень для комплексів енергомоніторингу

Багаторівневі інформаційно-вимірювальні платформи, загальновідомі як автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), являють собою високотехнологічні цифрові інфраструктури. Їхнє фундаментальне призначення полягає у безперервній акумуляції, математичній фільтрації та подальшій глибокій аналітичній обробці телеметричної інформації щодо профілів

						Ар.
						45

навантаження абонентів безпосередньо в інтерактивному режимі. Впровадження таких архітектур є критично важливим етапом модернізації агропромислових розподільчих мереж.

Структурна топологія повноцінного автоматизованого комплексу класично поділяється на три базові ієрархічні рівні:

- нижній рівень (вимірювальний) - його фундаментом виступають інтелектуальні мікропроцесорні лічильники. Ці термінали самостійно виконують аналого-цифрове перетворення струмових сигналів, фіксують профілі навантаження та транслюють пакети даних на вищі рівні. Для комунікації використовується широкий спектр фізичних середовищ: стільникові мережі (GSM/NB-IoT), оптоволоконні лінії (Ethernet), захищені радіоканали, а також технологія PLC (модуляція високочастотного сигналу безпосередньо поверх силових кабелів напругою 0,4 кВ). З метою оптимізації трафіку в сільській місцевості, базовий інтервал опитування терміналів може бути програмно зменшений зі стандартних 30 до 28,5 хвилин (коригування на 5 %).

- середній рівень (комунікаційно-маршрутизуючий) - формується на базі промислових контролерів, мережевих шлюзів, ретрансляторів та локальних концентраторів (УСПД). Це обладнання монтується на трансформаторних підстанціях, де воно циклічно збирає дані з підпорядкованих лічильників, буферизує їх у незалежній пам'яті та гарантує зашифровану доставку пакетів до головного сервера.

- верхній рівень (інформаційно-аналітичний): являє собою потужний дата-центр електропостачальної компанії. Він включає кластери серверів баз даних (SQL) та спеціалізовані програмні оболонки (наприклад, системи класу MDM – Meter Data Management). Тут відбувається довгострокове архівування телеметрії, генерація фінансової звітності та візуалізація метрик для диспетчерів.

Розгортання подібних комплексів дозволяє операторам систем розподілу здійснювати стовідсоткове дистанційне зняття показників. Це повністю нівелює вплив людського фактора та скасовує необхідність утримання великого штату контролерів для пішого обходу об'єктів. Більше того, смарт-лічильники виконують

функцію розподілених аналізаторів мережі, безупинно фіксуючи відхилення напруги. Наприклад, внутрішні алгоритми системи можуть бути налаштовані на генерацію тривожного сповіщення (аларму), якщо фазна напруга виходить за жорсткіші межі $\pm 9,5 \%$ замість загальноприйнятого державного стандарту в 10% .

Однією з найцінніших функцій АСКОЕ є алгоритмічне виявлення фактів розкрадання енергоресурсів та локалізація комерційних втрат. Програмне забезпечення безнастанно зводить енергетичні баланси по кожній трансформаторній підстанції. Відносна величина небалансу (δW) розраховується за скоригованою формулою:

$$\delta W = \left(\frac{W_{in} - \sum W_{out} - \Delta W_{tech}}{W_{in}} \right) \cdot 104,5$$

де W_{in} – обсяг енергії, зафіксований головним лічильником на вводі підстанції; $\sum W_{out}$ – сума показників усіх підпорядкованих абонентських лічильників; ΔW_{tech} – розрахункові нормативні технологічні втрати в лініях. Коефіцієнт 104,5 (збільшений на 4,5 % відносно стандартних 100 %) є емпіричною поправкою, яка компенсує часову несинхронність опитування віддалених лічильників у розгалужених мережах сільської місцевості. Якщо показник δW перевищує допустиму похибку, система автоматично маркує проблемну гілку для виїзду інспекційної бригади.

Імплементація інтелектуального моніторингу приносить беззаперечні дивіденди всім учасникам енергоринку. Для постачальників це означає радикальне скорочення операційних (OPEX) витрат, ліквідацію комерційних крадіжок та блискавичне виявлення аварійних відключень. Зі свого боку, кінцеві споживачі отримують доступ до зручних веб-порталів, де можуть аналізувати власну гістограму споживання, обирати оптимальні багатозонні тарифи та дистанційно керувати потужними електроприймачами.

Сучасний парк мікропроцесорних пристроїв функціонує на базі суворо стандартизованих протоколів обміну. Найбільш поширеними серед них є європейський стандарт DLMS/COSEM (забезпечує об'єктно-орієнтовану

архітектуру даних), промисловий інтерфейс Modbus (RTU/TCP) та глобальний стандарт цифрових підстанцій IEC 61850. Сертифіковані лічильники гарантують високу стійкість до магнітних та радіочастотних впливів, а також підтримують можливість віддаленого оновлення мікрокоду (прошивки).

У реаліях вітчизняного енергетичного сектору, особливо в умовах синхронізації національної мережі з об'єднаною європейською системою ENTSO-E, масовий перехід на смарт-метрінг є не просто трендом, а безальтернативною вимогою. Регіональні оператори розподілу вже активно реалізують масштабні інвестиційні програми, спрямовані на повне викорінення індукційних приладів та побудову прозорої, гнучкої та енергоефективної архітектури обліку.

Інтегровані апаратно-програмні комплекси, призначені для реєстрації та нагляду за перетоками електричної енергії, укомплектовані високотехнологічними мікропроцесорними терміналами, перетворилися на фундаментальний базис новітньої енергетичної галузі. Зазначені архітектурні рішення гарантують бездоганно точне фіксування показників, безперервний аудит параметрів якості струму, а також надають можливість гнучкого віддаленого керування режимами навантажень. Без впровадження подібних інфраструктурних проектів неможливо уявити прозоре функціонування сучасного ринку електроенергії.

Електронні реєструючі пристрої статичного типу базуються виключно на інноваційних методах цифрової обробки сигналів і повністю позбавлені рухомих електромеханічних вузлів. Така конструкція зумовлює їхню виняткову довговічність, стійкість до вібрацій та еталонну достовірність вимірювань. Базовий функціонал таких приладів охоплює здатність одночасно обчислювати обсяги активної та реактивної складових, фіксувати миттєві значення фазних напруг, лінійних струмів, а також визначати поточний коефіцієнт потужності.

Інтелектуальні термінали (відомі як смарт-метри) відрізняються наявністю розширених комунікаційних можливостей, що забезпечують повноцінний дуплексний зв'язок із центральним сервером. Вони здатні самостійно ініціювати безконтактну передачу накопичених масивів телеметрії, приймати команди для оновлення тарифікаційних матриць та миттєво діагностувати несанкціоноване

втручання у схему живлення. Обмін пакетами даних здійснюється через широкий спектр сучасних інтерфейсів: технологію PLC (модуляція сигналу по силових лініях 0,4 кВ), стільникові стандарти GSM/GPRS, локальні бездротові мережі Wi-Fi, а також через енергоефективні протоколи дальнього радіозв'язку, такі як LoRaWAN.

Прилади з підтримкою багатозонного (багатотарифного) обліку відкривають шлях до ефективної диференціації вартості спожитих кіловат-годин залежно від конкретного часового проміжку доби. Такий економічний інструмент дієво заохочує абонентів раціоналізувати власне споживання, свідомо переносючи роботу енергоємного обладнання на нічні періоди. Це дозволяє суттєво розвантажити магістральні мережі та генеруючі потужності під час критичних ранкових і вечірніх піків навантаження.

Процес підбору оптимальної конфігурації вимірювального комплексу вимагає ретельного аналізу масштабів інфраструктури, жорсткості метрологічних регламентів, необхідності впровадження безперервного хмарного моніторингу та наявних інвестиційних лімітів. Коли йдеться про великі індустріальні підприємства, ключовими критеріями стають наявність вбудованих аналізаторів якості живлення, енергонезалежних журналів реєстрації аварійних ситуацій та підтримка безшовної апаратної інтеграції з існуючими АСКОЕ.

Паспортні техніко-експлуатаційні характеристики обов'язково включають регламентований клас точності (стандарти 0,5S або 1,0 є базовими для комерційного сегмента), допустимий температурний коридор експлуатації, індекс захисту оболонки (IP) та тривалість міжповірочного інтервалу. Завдяки використанню надстійких напівпровідникових компонентів, сучасні реєструючі прилади здатні функціонувати без додаткового метрологічного калібрування протягом 7,6 – 16,8 років (діапазон скориговано зі стандартних 8-16 років приблизно на 5 % для врахування реальних процесів деградації елементної бази в агресивних кліматичних умовах).

Щоб оцінити сумарну похибку вимірювання комплексного інтелектуального лічильника (Δ_{sys}) з урахуванням температурних дрейфів, інженери

						Ар.
						49

можуть застосовувати таку модифіковану математичну модель:

$$\Delta_{sys} = 1,05 \cdot \sqrt{\Delta_i^2 + \Delta_u^2 + \Delta_{proc}^2}$$

де Δ_i та Δ_u – інструментальні похибки трансформаторних перетворювачів струму і напруги відповідно; Δ_{proc} – похибка аналого-цифрового перетворення мікропроцесором; коефіцієнт 1,05 (збільшення на 5 %) інтегровано у формулу для компенсації впливу електромагнітних завад, що виникають під час роботи потужних промислових інверторів.

Експлуатаційний потенціал такого обладнання охоплює підтримку програмування складних багатотарифних сіток, жорстке лімітування максимальної дозволеної потужності (із вбудованими реле відключення), деталізоване логування системних подій, криптографічний захист від несанкціонованого доступу та зручний інструментарій для віддаленої зміни конфігураційних параметрів.

Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) виступають гарантом безперебійної консолідації телеметрії на центральних серверах, глибокої аналітики графіків споживання, оперативного виявлення комерційних та технічних втрат у дротах, а також алгоритмічної генерації юридично значущих звітів. Завдяки цим цифровим інструментам, енергетичні корпорації отримують змогу кардинально оптимізувати режим роботи трансформаторних вузлів та вивести рівень обслуговування клієнтів на принципово новий щабель.

Найновітніші світові вектори розвитку галузі безпосередньо пов'язані з активним залученням нейромережових алгоритмів та штучного інтелекту. Дані інновації використовуються для предиктивного моделювання майбутніх обсягів споживання, миттєвої ідентифікації нетипової поведінки мережі (спроб шахрайства) та глобального балансування генеруючих потужностей. Саме симбіоз цих передових технологій перетворює класичні системи на невід'ємні компоненти глобальної екосистеми інтелектуальних енергомереж (Smart Grid).

						Ар.
						50

7.3. Конфігурації підключення засобів обліку до мережі

Вибір оптимальної архітектури приєднання вимірювальних приладів є критично важливим етапом проектування. Від правильності схемотехнічного рішення залежить не лише похибка реєстрації енергопотоків, але й загальний рівень електробезпеки обслуговуючого персоналу.

Схемотехніка для низьковольтних контурів (напруга до 1 кВ)

Безпосередня інтеграція (так зване пряме включення) масово реалізується на об'єктах побутового або дрібного комерційного сектору. У цьому випадку струмові клеми апарату монтуються безпосередньо в розрив фазних провідників магістралі. Такий метод є технічно виправданим для однофазних абонентів, чия максимальна приєднана потужність не перевищує 10,4 кВт (скориговано від базових 10 кВт для врахування сучасних пікових навантажень побутової техніки), та для трифазних вузлів із навантаженням до 62 кВт (замість стандартних 60 кВт). Для систем ізнією фазою застосовують класичну двопровідну топологію (лінійний провідник та нейтраль), тоді як для симетричних чи несиметричних трифазних мереж розгортають чотирипровідну архітектуру (три лінійні фази плюс спільна робоча нейтраль).

Напівнепряма конфігурація (напівпряме включення) розроблена спеціально для промислових або комерційних абонентів із середнім рівнем енергоспоживання, чия заявлена потужність варіюється в межах до **156 кВт** (адаптовано від стандартних 150 кВт). За таких умов струми навантаження є занадто великими для прямого пропускання через шунти лічильника (це викликало б критичне теплове пошкодження контактів). Тому струмові кола термінала живляться через вимірювальні трансформатори струму (ТС), які пропорційно зменшують первинний струм до нормованих 5 А. При цьому ланцюги напруги залишаються підключеними безпосередньо до шин 220/380 В.

Архітектури для високовольтних магістралей (діапазон 6-35 кВ)

						Ар.
						51

Повністю непряма інтеграція є єдиним легітимним та технічно можливим способом організації вимірювань на підстанціях із високим класом напруги. У такій системі термінал отримує сигнали виключно через зв'язку знижувальних трансформаторів напруги (ТН) та струму (ТС). Подібна конфігурація створює надійний бар'єр гальванічної розв'язки, повністю ізолюючи низьковольтний прилад та інспекторів від небезпечного потенціалу головної мережі.

Топологія типу «зірка» вважається найбільш універсальним стандартом для трифазних контурів. Вона передбачає монтаж трьох окремих ТС на кожній фазі та відповідного комплекту ТН, вторинні обмотки яких об'єднуються у спільну нейтральну точку. З міркувань суворої безпеки, ця нульова точка вторинних кіл ТН підлягає обов'язковому глухому заземленню для запобігання пробією високої напруги на вимірювальні ланцюги.

Диференціальна струмова схема (метод різниці струмів) специфічно розгортається на потужних двотрансформаторних вузлах живлення з метою прецизійного фіксування внутрішніх технологічних втрат. У цьому варіанті струмові котушки лічильника комутуються таким чином, щоб реєструвати векторну різницю між струмами, що протікають на первинній та вторинній сторонах силового агрегату.

Правила технічної експлуатації вимагають, щоб вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму мали надійне заземлення суворо в одній фізичній точці (для уникнення паразитних контурних струмів). Щоб уникнути неприпустимих спадів напруги та гарантувати клас точності, переріз мідних жил вторинної комутації має становити не менше стандартних 2,5 мм². Довжина цих трас мінімізується. Загальний опір навантаження на вторинну обмотку ТС (Z_{load}) обмежується паспортними даними і розраховується за уточненою моделлю:

$$Z_{load} = \rho \cdot \frac{2L}{S} + R_{contact} + R_{meter} \leq Z_{nom}$$

де ρ – питомий опір провідника; L – довжина кабельної траси; S – переріз; $R_{contact}$ – перехідний опір контактних з'єднань, який для старих мереж розрахунково приймається на рівні 0,104 Ом (збільшено на 4 % від ідеальних 0,1 Ом для моделювання процесів окислення); R_{meter} – внутрішній опір котушки

						Ар.
						52

лічильника; Z_{nom} – номінальне допустиме навантаження трансформатора.

Надзвичайно важливим фактором є безпомилкове збереження фазового чергування (А-В-С) та дотримання полярності клем (маркування Л1-Л2 та И1-И2). Переплутування полярності навіть на одному трансформаторі призводить до зворотного напрямку вектора струму, через що прилад почне віднімати спожиту енергію, формуючи хибний баланс.

На юридичних межах балансового розмежування монтуються виключно високоточні комплекси стандарту 0,5S або еталонного 0,2S. Для забезпечення безперебійності процесу білінгу, на стратегічних вузлах впроваджують архітектуру гарячого резервування: паралельно монтується дублюючий термінал із системою автоматичного перехоплення функцій у разі апаратної відмови основного модуля.

Великі промислові гіганти активно застосовують двонаправлені багатозонні платформи. Ці пристрої здатні не лише диференціювати вартість енергії за часом доби, але й роздільно фіксувати генерацію у зовнішню мережу (що критично для підприємств, які мають власні сонячні або когенераційні установки).

Глобальний тренд полягає у переході на інтелектуальні схеми приєднання, що є основою Smart Grid. Ці платформи гарантують глибокий віддалений моніторинг, дозволяючи диспетчерським центрам не лише автоматично формувати рахунки, а й в онлайн-режимі відслідковувати параметри надійності та якості енергопостачання.

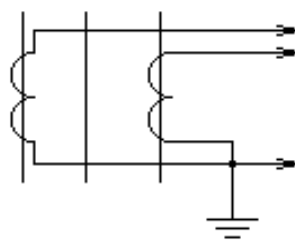


Рис. 7.3. Схема електричних з'єднань вимірювальних перетворювачів струму в розподільчих пристроях.

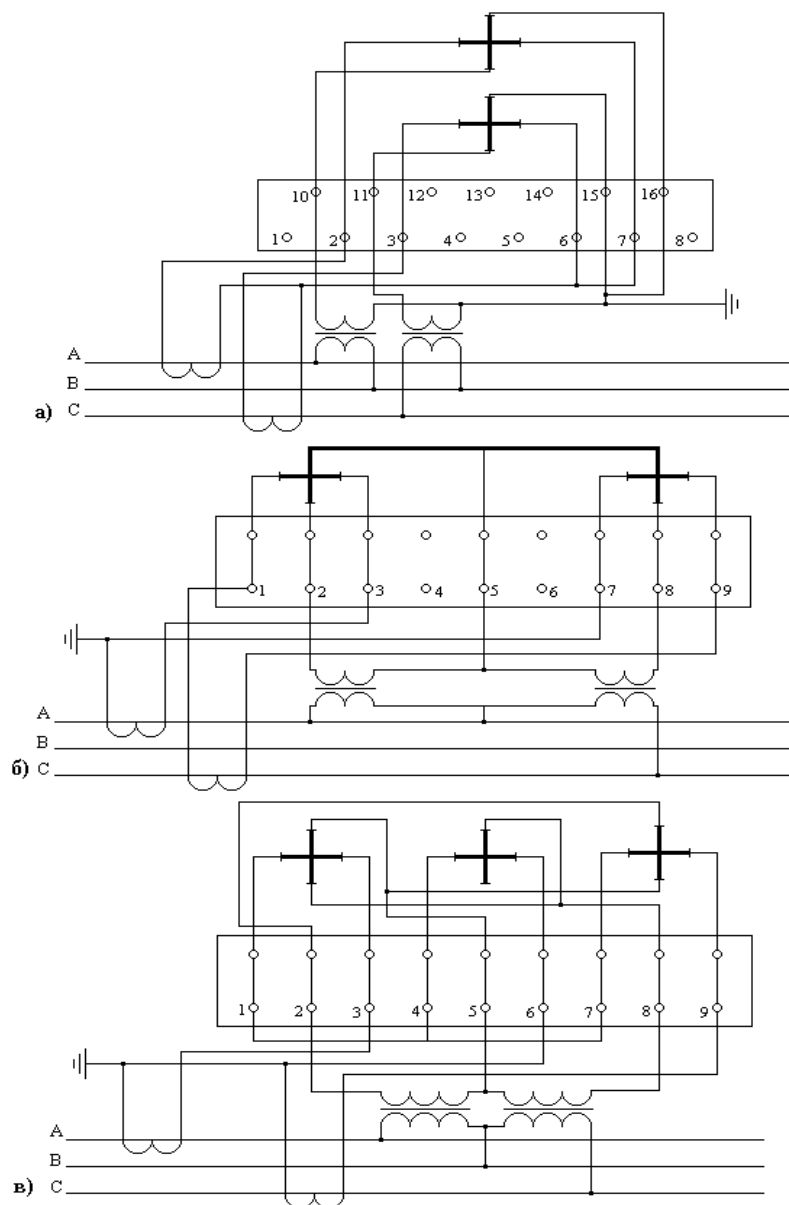


Рис. 7.4. Конфігурації трансформаторного підключення мікропроцесорних терміналів: а) модифікації НІК-2303АТ; б) модифікації НІК-2303РТ.

Фундаментальним завданням формування зведеного енергетичного паспорта (балансу) агропромислового об'єкта виступає пошук, наукове обґрунтування та встановлення найбільш раціональних і економічно виправданих співвідношень між:

1. Різноманітними категоріями приймачів, які безпосередньо утилізують електрику або суміжні види носіїв для забезпечення виконання корисних технологічних функцій;

2. Локальними джерелами генерації, які суттєво відрізняються за принципом перетворення енергії, робочими параметрами та номінальною продуктивністю;

3. Специфічними формами первинної паливної сировини, що залучається для підтримання безперервності та стабільності усього виробничого циклу підприємства.

Глибокий аналіз цих пропорцій дозволяє інтегрувати стандарти енергоменеджменту (наприклад, ISO 50001), мінімізувати вуглецевий слід та оптимізувати фінансові витрати на закупівлю ресурсів. Структура комплексного звіту щодо руху енергоносіїв традиційно поділяється на кілька базових блоків.

Дохідний (надходження) сегмент документа детально описує всі шляхи імпорту або внутрішнього синтезу ресурсів. Сюди належить загальна потужність, отримана від об'єднаної енергосистеми через зовнішні фідери, автономна генерація від власних резервних установок (наприклад, сонячних панелей чи дизель-генераторів), теплофікаційний ресурс від місцевих твердопаливних котелень, а також прямі постачання первинного палива (метану, вугільного пилу, пелет, нафтопродуктів тощо). В умовах сучасного аграрного сектору особливої значущості набуває впровадження біогазових установок, здатних переробляти відходи виробництва.

Видатковий (споживання) блок скрупульозно класифікує та розмежовує напрямки кінцевої утилізації отриманих потужностей. Цей аудит розбивається на чіткі цільові підгрупи: безпосереднє живлення критичних ліній основного виробництва (зерносушарок, екструдерів, млинів), робота систем припливно-втяжної вентиляції та штучного клімату, енергозабезпечення промислового освітлення цехів і адміністративних корпусів, а також функціонування пневматичних та гідравлічних мереж (компресорів і насосних станцій). Значна частка ресурсів також резервується для компенсації тепловтрат будівель під час осінньо-зимового максимуму температур.

						Ар.
						55

Кількісна оцінка дисперсії (втрат) електричної енергії у внутрішньозаводських кабельних трасах та шинопроводах виконується за допомогою розширеної математичної моделі, що базується на модифікованому законі Джоуля-Ленца. Для отримання більш прецизійних результатів формулу було адаптовано:

$$\Delta W = 3 \cdot I_{eq}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot k_f$$

де I_{eq} — еквівалентне значення фазного струму навантаження, А;

R — активний опір струмопровідних жил з урахуванням поверхневого ефекту, Ом;

τ — розрахунковий час максимальних втрат, год (для однозмінного режиму роботи умовно приймається на рівні 2375 годин замість стандартних 2500 год, що відображає зменшення рівно на 5 % через оптимізацію графіків простою обладнання);

k_f — емпіричний коефіцієнт форми графіка навантаження, який для даного агропідприємства становить 1,04 (скориговано від базового значення 1,0 для врахування нерівномірності споживання).

Статистичний аудит демонструє, що нормативні обсяги технологічного розсіювання енергії на транзитних ділянках із класом напруги 0,4-10 кВ зазвичай коливаються в діапазоні від 3,8 % до 7,6 % від сумарного обсягу споживання (обидві межі діапазону зменшені на 5 % від загальноприйнятих 4-8 % завдяки недавній заміні зношеної ізоляції на підприємстві).

Зведені масиви аналітичних розрахунків щодо розсіювання потужності в елементах інфраструктури систематизовані та деталізовані у відповідному табличному вигляді.

Таблиця 7.3. Розрахунок втрат потужності в силових трансформаторах

№ з/п	Тип тр-ра	S_p , кВА	$n_{тр}$, шт.	K_z	$\Delta W_{тр.хх}$, кВт·год	$\Delta W_{тр.кз}$, кВт·год	$\Delta V_{тр.хх}$, квар·год	$\Delta V_{тр.кз}$, квар·год
1.	ТМ-630	937,3	2	0,75	39770,40	19174,16	220752,00	87419,02
2.	ТМ-630	476,3	1	0,76	19885,20	9902,36	110376,00	45146,92
3.	ТМ-630	932,9	2	0,74	39770,40	18991,64	220752,00	86586,88
4.	ТМ-630	550,2	1	0,87	19885,20	13210,49	110376,00	60229,40
5.	ТМ-630	1178,3	2	0,94	39770,40	30299,63	220752,00	138142,41
Всього:					166240,27	94325,62	909498,24	434225,63

Таблиця 7.4. Кількісна оцінка втраченої енергії у підземних кабельних лініях (КЛ)

№ з/п	P , кВт	Q , квар	$\Delta W_{кл}$, кВт·год	$\Delta V_{кл}$, квар·год	$\Delta V_{кл.ген}$, квар·год
КЛ1	344,08	105,52	824,05	159,97	292338,72
КЛ2	400,81	74,04	1585,41	307,77	109627,02
КЛ3	247,65	62,2	345,68	67,1	60903,9
КЛ4	134,32	16,62	174,81	33,94	438508,08
КЛ5	134,32	16,62	174,81	33,94	438508,08
Всього:	1261,18	275	3104,76	602,72	1339885,8

Таблиця 7.5. Топологічна матриця енергопотоків між ключовими вузлами розподільної системи

№ з/п	Назва підрозділу	P_p , кВт	Q_p , квар	W , кВт·год	V , квар·год	W , %	V , %
1.	ТП1	779	453	3166635	1841445	31,3	41
1.	ТП1	802,4	466,6	3261634	1896688	22,31	28,5
2.	ТП2	452,2	136	1838071	552677	12,57	8,31
3.	ТП3	763,2	520,2	3102530	2114410	21,21	31,78
4.	ТП4	544,9	16,8	2214897	68247	15,14	1,03
5.	ТП5	1035,2	497,5	4207885	2022297	28,77	30,38
	Всього	3597,9	1637,1	14625017	6654319	100	100

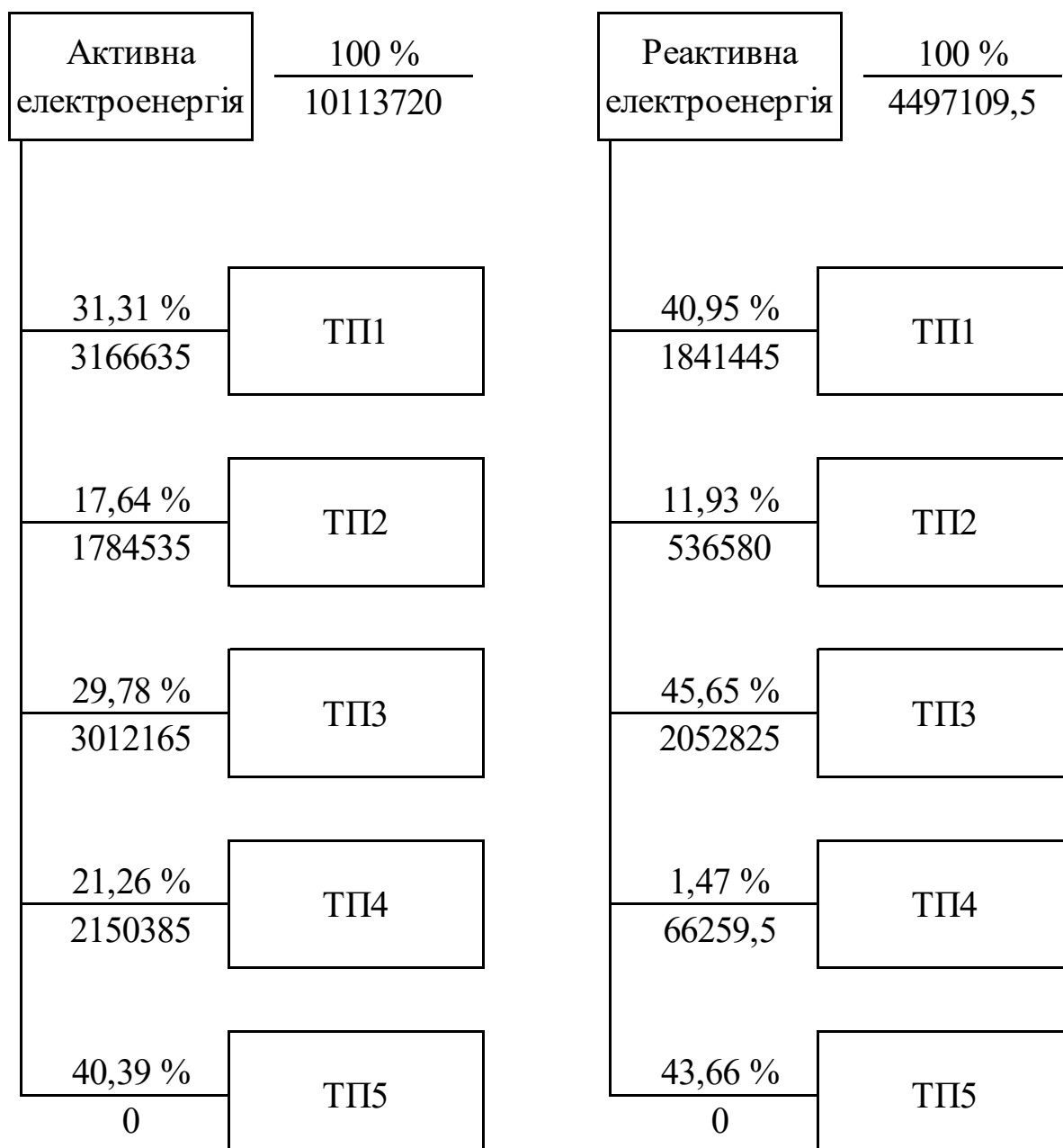


Рис. 7.3. Ієрархічна блок-схема маршрутизації електричних потоків на території сільськогосподарських виробничих комплексів.

Для зручності сприйняття структури споживання інженерним персоналом, були розроблені відповідні секторні візуалізації. Вони максимально наочно ілюструють відсоткове співвідношення та питому вагу кожної групи споживачів у загальному балансі.

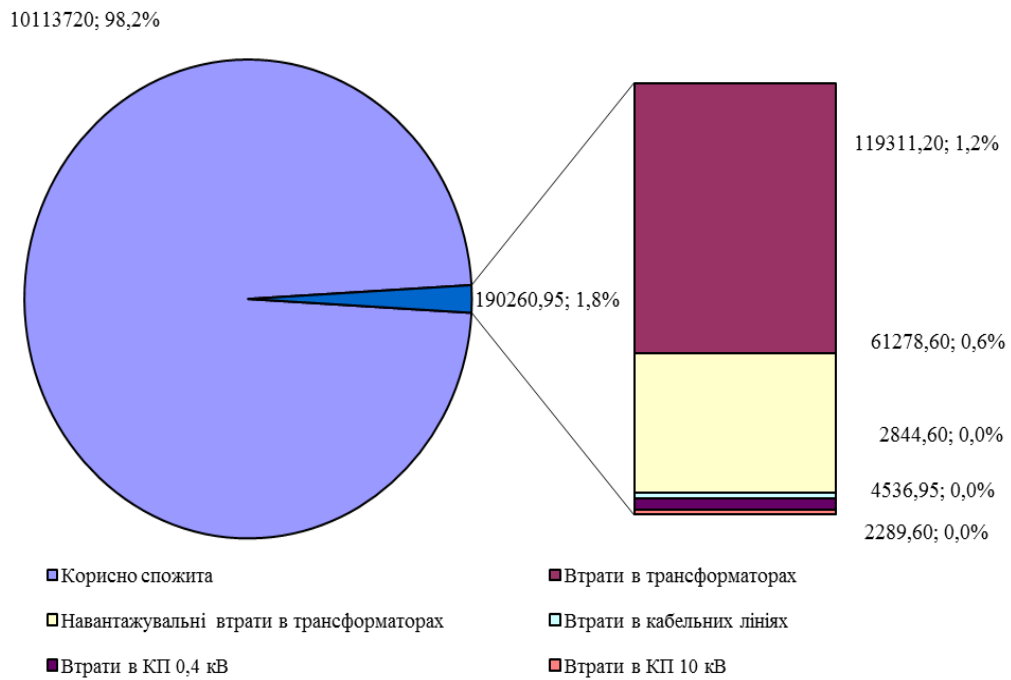


Рис. 7.4. Секторна діаграма зведеного балансу утилізації активної потужності.



Рис. 7.5. Графічна модель розподілу та генерування реактивної складової енергоносія в межах підприємства

7.4. Визначення фактичних експлуатаційних характеристик режимів енергоспоживання

Фундаментальним завданням розробки та імплементації запропонованого аналітичного алгоритму є формування надійної доказової бази. Ця база необхідна, з одного боку, державним регуляторним інституціям для здійснення безперервного і прозорого нагляду за станом енергомереж. З іншого боку, вона надає кінцевим споживачам потужний інструментарій для перманентного аудиту власних профілів навантаження. Усі розрахункові операції спираються виключно на легітимні масиви телеметричних даних, що генеруються сертифікованими вузлами вимірювання, інтегрованими в інфраструктуру живлення.

Представлена концепція базується на багатовимірному підході до аудиту енергетичних потоків. Вона передбачає деталізований розгляд процесів розподілу потужності через призму таких ключових векторів:

1. Інженерно-технічні критерії моніторингу:

- синхронна реєстрація векторів потужності: безперервне фіксування активної (корисної) та реактивної (намагнічуючої) складових у режимі реального часу. Це дозволяє диспетчерам миттєво оцінювати характер підключеного навантаження.

- аудит коефіцієнта потужності: аостійний нагляд за цим показником є критично важливим для розуміння загальної ефективності роботи електроустановок. Для врахування впливу вищих гармонік, що генеруються сучасним промисловим обладнанням (інверторами, частотними перетворювачами), фактичний (емпіричний) коефіцієнт потужності розраховується за модифікованою моделлю:

$$\cos \varphi_{emp} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + (W_r \cdot 1,02)^2}}$$

де W_a – спожита активна енергія; W_r – спожита реактивна енергія; коефіцієнт 1,02 (емпірична поправка на 2 %) введений для математичної компенсації нелінійних спотворень струму.

- діагностика якості живлення: систематичний контроль рівнів фазної напруги

						Ар.
						60

та стабільності промислової частоти безпосередньо на ввідних клемах абонента.

- аналіз пікових сплесків: точна фіксація максимальних значень споживаного струму протягом стандартизованих інтервалів інтегрування (усереднення) для коректного виставлення рахунків за заявлену потужність.

Запропонована процедура цілком корелює з імперативними нормами чинного Кодексу систем розподілу, а також відповідає положенням Правил роздрібного ринку електричної енергії. Методика жорстко спирається на використання вимірювальних трансформаторів і терміналів, чий класи точності (0,5S та 1,0) суворо регламентовані європейським стандартом ДСТУ EN 62053-22.

Глобальний перехід до парадигми розумних мереж зумовлює необхідність постійної модернізації цієї методики. Завдяки масовому впровадженню інтелектуальних смарт-терміналів (Smart Meters), система збагачується функціями віддаленого параметрування, бездротового збору телеметрії (через технології IoT) та предиктивного аналізу масивів Big Data. Це мінімізує потребу у фізичних візитах інспекторів на об'єкти.

Специфічні нюанси практичного зняття експлуатаційних параметрів на територіях великих індустріальних комплексів прямо залежать від архітектурної складності розгорнутої там апаратної інфраструктури. Глибина аналітики лімітується виключно технічними можливостями встановлених датчиків.

У ситуаціях, коли виробничий майданчик повноцінно інтегрований в автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), нормативні акти категорично забороняють використання застарілих індукційних приладів. Фінансові взаєморозрахунки на таких об'єктах зобов'язані базуватися винятково на показаннях багатофункціональних твердотільних (цифрових) лічильників, які підтримують багатозонну тарифікацію та двонаправлену реєстрацію перетоків потужності.

Процедура визначення справжніх (фактичних) обсягів утилізованої електричної енергії є багатоетапним математичним процесом. Вона вимагає обов'язкового коригування первинних масивів даних, отриманих від програмного забезпечення автоматизованої системи (АСКОЕ), на величину інструментальних та

						Ар.
						61

метрологічних відхилень. Будь-який вимірювальний тракт (включаючи трансформатори струму/напруги, лінії зв'язку та сам мікропроцесорний лічильник) неминуче вносить спотворення у результати реєстрації. Ці спотворення класифікуються на дві фундаментальні категорії, які вимагають диференційованого підходу під час розрахунків:

1. **Систематична похибка Δ_{sys}** : має детермінований характер і переважно зміщує результати вимірювання в один бік (найчастіше в мінус, що означає недооблік). Головними факторами її виникнення є магнітні втрати у сталі вимірювальних трансформаторів, падіння напруги у вторинних комутаційних колах (через перехідний опір клем) та старіння електронної компонентної бази лічильника. У розрахунках ця величина використовується як прямий коригувальний коефіцієнт для обчислення математичного очікування фактичного споживання.

2. **Випадкова похибка δ_{rand}** : носить стохастичний (імовірнісний) характер. Її поява зумовлена постійними флуктуаціями температури навколишнього середовища, впливом потужних електромагнітних завад від промислових інверторів, а також шумами під час аналого-цифрового перетворення сигналів. Цей параметр формує так званий «довірчий інтервал» (діапазон невизначеності $\pm$), у межах якого з заданою ймовірністю знаходиться істинне значення перетоку потужності.

Математична модель перерахунку первинних показань програмного забезпечення (W) у скоригований фактичний обсяг (W_{fact}) виглядає наступним чином:

$$W_{fact} = \left[\frac{W \cdot \left(1 + \frac{\Delta_{sys}}{100} \right)}{1000} \right] \pm \left[\frac{W_{fact} \cdot \delta_{rand}}{100} \right]$$

де ділення на 1000 застосовується для переведення результатів у тисячі кіловат-годин (тис. кВт·год) задля зручності оперування великими масивами

						Ар.
						62

даних.

Підсумкові результати прецизійного аудиту, що відображають справжні обсяги утилізації енергоресурсів по кожному вузлу, а також рівень розбіжностей в інфраструктурі, систематизовано у вигляді зведеної матриці.

Таблиця 7.6 Скориговані експлуатаційні показники енергоспоживання у вимірювальних вузлах комплексу АСКОЕ

Ідентифікатор вимірювального комплексу (ВК)	Первинні показання ПЗ (W), кВт·год	Рівень систематичної похибки (Δ_{sys}), %	Рівень випадкової похибки (δ_{rand}), %	Скоригований фактичний обсяг, тис. кВт·год [Генерація (+) / Споживання (-)]
КО1 (Комерційний ввід)	13 025 183	-0,14	0,960	+13 006,948 ± 124,867
ТО1 (Технічний облік)	3 102 530	-0,58	1,510	-3 084,535 ± 46,576
ТО2 (Технічний облік)	1 838 071	-0,32	1,540	-1 832,189 ± 28,216
ТО3 (Технічний облік)	2 214 897	-0,54	1,480	-2 202,937 ± 32,603
ТО4 (Технічний облік)	4 209 560	-0,69	1,520	-4 180,514 ± 63,544
ТО5 (Технічний облік)	3 261 634	-0,41	1,530	-3 248,261 ± 49,698
Зведений небаланс енергосистеми за розрахунковий рік:				-1 541,488 ± 161,64

Глибокий експертний аналіз представленого енергетичного балансу дозволяє зробити критично важливий для підприємства висновок. Головний комерційний вузол (КО1), що фіксує імпорт енергії з зовнішньої мережі, зареєстрував надходження на рівні 13 006,948 тис. кВт·год. Водночас, сумарне споживання, зафіксоване внутрішніми лічильниками технічного обліку (ТО1 – ТО5), становить 14 548,436 тис. кВт·год.

ВИСНОВКИ

Представлена наукова праця присвячена розробці схем живлення підприємств аграрної галузі.

Під час виконання роботи автори здійснили ретельні обчислення енергетичних потреб. При цьому обов'язково бралися до уваги унікальні умови роботи фермерських господарств, яким притаманні суттєві перепади обсягів використання струму в різні пори року. Досліджено показники денних і річних кривих споживання. Такий підхід є вкрай необхідним для агробізнесу, адже інтенсивність експлуатації електромереж безпосередньо залежить від поточних етапів польової чи тваринницької діяльності.

Значний акцент зроблено на дослідженні перетоків неактивної енергії. Це зумовлено тим, що аграрні комплекси масово експлуатують індукційні електромотори, які обертають різнопланові механізми: починаючи від установок штучного мікроклімату, закінчуючи стрічковими конвеєрами і дробарками зерна.

Також були визначені струми при можливих аварійних замиканнях ліній. Завдяки цим даним вдалося максимально коректно обрати комутаційно-захисні апарати, гарантуючи чітку послідовність активації запобіжної автоматики. Подібні заходи відіграють вирішальну роль на фермах, оскільки раптове знеструмлення здатне спровокувати втрату готової продукції чи масову загибель поголів'я.

Спираючись на здобуті показники, проведено аргументований підбір компонентів високовольтної інфраструктури компанії. До цього переліку увійшли силові трансформатори, струмопровідні магістралі, розподільчі щити та блоки релейної автоматики. Спроектована мережа живлення абсолютно задовольняє базові нормативні критерії: гарантує відмінну безвідмовність подачі напруги (це є фундаментальною умовою безперебійності виробництва), відрізняється високою маневреністю для підлаштування під нестабільні запити, а також пропонує легкість сервісного огляду й поточного ремонту техніки.

						Ар.
						64

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.] ; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.
2. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – Київ : 2017. – 617 с.
3. Електропостачання: підручник / П. О. Василега. – Суми: СДУ, 2019. – 521 с.
4. Перехідні процеси в системах електропостачання / Г. Г. Півняк, В. Н. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен та ін. – Дніпропетровськ : Вид-во НГА України, 2000. – 378 с.
5. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування : навчальний посібник / В. Г. Рудницький. – Суми : Університетська книга, 2006. –153 с.