

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 ПЛІШКОВ
“ ____ ” _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ

ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Розроблення системи електропостачання та електрозбереження
заводу будівельних матеріалів і конструкцій»**

Виконав здобувач вищої освіти
ІІІ курсу, групи ЕЕ-22мб,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Руслан ЗОЗЮК
« ____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи
канд. техн. наук, доцент
_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ
« ____ » _____ 2025 р.

Рецензент

« ____ » _____ 2025 р.

Міністерство освіти і науки України
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

« ____ » _____ 2025 р.

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

Зозюка Руслана Віталійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) «Розроблення системи електропостачання та електрозбереження заводу будівельних матеріалів і конструкцій.

Development of a power supply and energy saving system for a building materials and structures plant»

2. Керівник роботи (проекту) Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 4.06.2025 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи: Комплексне розроблення системи електропостачання заводу будівельних матеріалів і конструкцій з урахуванням вимог енергоефективності та надійності.

1. Вступ. 2. Електричні навантаження. 3. Картограма електричних навантажень. 4. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання. 5. Компенсація реактивної потужності. 6. Трансформаторні підстанції. 7. Розрахунок струмів КЗ і вибір обладнання. 8. Спеціальний розділ. 9. Висновки. 10. Перелік посилань.

5. Консультанти розділів роботи (проекту)

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи (проекту)	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>7.03.25</i>	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>21.03.25</i>	
3	<i>Картограма електричних навантажень</i>	<i>28.03.25</i>	
4	<i>Техніко-економічне обґрунтування схеми електропостачання</i>	<i>7.04.25</i>	
5	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>14.04.25</i>	
6	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>21.04.25</i>	
7	<i>Розрахунок струмів КЗ і вибір обладнання</i>	<i>5.05.25</i>	
8	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>16.05.25</i>	
9	<i>Висновки</i>	<i>19.05.25</i>	
10	<i>Складання переліку бібліографічних посилань</i>	<i>20.05.25</i>	
11	<i>Оформлення пояснювальної записки роботи</i>	<i>26.05.25</i>	
12	<i>Оформлення слайдів (графічна частина роботи)</i>	<i>2.06.25</i>	

Дата видачі завдання

« 28 » « лютого » 2025 року

Підпис керівника

Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

Задання прийнято до виконання

« 28 » « лютого » 2025 року

Підпис здобувача

Руслан ЗОЗЮК

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: загальний обсяг 81 с., 11 рис.; 24 табл.; 11 джерел; 2 додатка на 11 с.

Зозюк Р. В. Розроблення системи електропостачання та електрозбереження заводу будівельних матеріалів і конструкцій: спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / наук. кер. О. А. Козловський; Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2025. – 81 с.

У межах кваліфікаційної роботи виконано комплексне проєктування системи електропостачання та розроблено заходи з енергозбереження для заводу будівельних матеріалів і конструкцій.

У ході роботи вирішено низку інженерних завдань: визначено електричні навантаження заводу, побудовано добові графіки електроспоживання, проведено техніко-економічне порівняння варіантів схеми приєднання. Також виконано розрахунки для реалізації компенсації реактивної потужності та визначено струми короткого замикання для подальшої перевірки електроапаратів і кабелів. На основі проведених розрахунків обґрунтовано вибір основного силового обладнання для центральної розподільної установки 10 кВ та визначено раціональні перерізи кабелів мережі 10 кВ заводу.

Важливою складовою роботи є аналіз та обґрунтування енергозберігаючих рішень. У роботі розглянуто комплекс організаційних і технічних заходів для зниження енерговитрат як на етапі проєктування, так і під час подальшої експлуатації. Обґрунтовано економічний ефект від впровадження сучасних енергоефективних технологій, зокрема: автоматичних регульованих установок компенсації реактивної потужності 0,4 кВ; автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ); частотно-регульованого електроприводу для основного технологічного обладнання (насосів, вентиляторів).

Ключові слова: електричне навантаження, електропостачання, центральна розподільна установка, енергоощадність

ABSTRACT

Qualification work: 81 p.; 11 Fig.; 24 tables; 11 sources; 2 add. on 11 p.

Zoziuk R V. Development of a power supply and energy saving system for a building materials and structures plant: – specialty 141 “Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics” / supervisor O. Kozlovsky; Central Ukrainian National Technical University – Kropyvnytskyi: CUNTU, 2025. – 81 p.

As part of the qualification work, a comprehensive design of the power supply system was carried out and energy saving measures were developed for a building materials and structures plant.

During the work, a number of engineering tasks were solved: the electrical loads of the plant were determined, daily electricity consumption schedules were drawn up, and a technical and economic comparison of connection options was carried out. Calculations were also performed to implement reactive power compensation, and short-circuit currents were determined for further testing of electrical equipment and cables. Based on the calculations, the choice of main power equipment for the 10 kV central distribution unit was justified and the rational cross-sections of the 10 kV network cables of the plant were determined.

An important part of the work is the analysis and justification of energy-saving solutions. The work considers a set of organizational and technical measures to reduce energy costs both at the design stage and during further operation. The economic effect of the introduction of modern energy-efficient technologies is justified, in particular: automatic adjustable 0.4 kV reactive power compensation units; automated electricity control and accounting system; frequency-controlled electric drive for main technological equipment (pumps, fans).

Keywords: electrical load, power supply, central distribution unit, energy efficiency

ЗМІСТ

	стр.
ВСТУП	8
1. Визначення електричних навантажень	9
1.1 Силові навантаження в електромережі 0,4 кВ	9
1.2. Розрахунок освітлювального навантаження.....	12
1.3. Визначення навантажень силових мереж 10 кВ.....	14
1.4. Графіки електричних навантажень.....	16
2. Картограма електричних навантажень і місце розташування центральної розподільної установки 10 кВ.....	19
3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання заводу.....	21
3.1. Вибір напруги і схеми приєднання заводу.....	21
3.2. Вибір схеми внутрішньої розподільної мережі.....	29
4. Компенсація реактивної потужності.....	31
4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації.....	31
4.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації реактивної потужності.....	33
5. Трансформаторні підстанції.....	36
5.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових підстанцій...	36
5.2. Компоновка та місце розташування цехових трансформаторних підстанцій.....	38
6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір високовольтного обладнання.....	39

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис.</i>	<i>Дата</i>	<i>Літера</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>	
<i>Розроб.</i>		Зозюк Р. В.			Розроблення системи електропостачання та електрозбереження заводу будівельних матеріалів і конструкцій. Development of a power supply and energy saving system for a building materials and structures plant.	Д	6	81
<i>Перевір.</i>		Козловський О.				ЦНТУ гр. ЕЕ-22мб		
<i>Н.контр.</i>								
<i>Затв.</i>		Плешков П. Г.						

6.1. Розрахунок струмів КЗ у мережі 10 кВ.....	39
6.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж.....	44
6.3. Вибір високовольного електрообладнання.....	46
7. Спеціальний розділ. «Електрозбереження у системі електропостачання заводу».....	52
7.1. Вступ.....	52
7.2. Економія електроенергії на стадії проектування системи електропостачання.....	53
7.3. Рациональне використання електроенергії при експлуатації СЕП заводу.....	57
7.4. Роль автоматизації обліку, контролю і керування у СЕП у зниженні втрат електричної енергії.....	60
7.5. Економія електроенергії за рахунок застосування сучасних технологічних пристроїв.....	61
ВИСНОВКИ	69
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	70
ДОДАТКИ.....	71
Додаток А. Розрахунок електричних навантажень.....	72
Додаток Б. Розрахунок графіків електричних навантажень.....	78

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		7

ВСТУП

Виробництво будівельних матеріалів зосереджене на спеціалізованих заводах, енергоспоживання яких значною мірою визначається роботою потужного технологічного обладнання. До основного складу електроприймачів таких підприємств належать транспортні системи (конвеєри, елеватори, шнеки), установки подрібнення та змішування (млини, дезінтегратори, дозатори), насосне й компресорне устаткування, зварювальні апарати та інші агрегати, що характеризуються високим коефіцієнтом використання.

Раціональне розподілення електроенергії на таких підприємствах полягає головним чином у зменшенні втрат електроенергії у елементах електричних мереж під час її передавання. Ключову роль у цьому відіграють компенсація реактивної потужності, обґрунтований вибір рівнів напруги та підтримання її якості, а також застосування сучасного енергоефективного обладнання. Забезпечення раціональних характеристик надійності електропостачання також є одним із пріоритетних завдань.

Проектований завод призначений для випуску широкого асортименту продукції та включає цехи з виробництва сухих будівельних сумішей, залізобетонних виробів (ЗБВ), пінобетону, теплоізоляційних матеріалів, а також деревообробний та арматурний цехи. Допоміжні служби представлені компресорною станцією, котельнею та насосною станцією. Загальна технологічна схема охоплює зони зберігання сировини, виготовлення бетонних сумішей, формування виробів, їх термообробки, а також склади готової продукції. Технологічні процеси передбачають підготовку сировини (подрібнення, сортування), точне дозування компонентів, змішування, формування (для ЗБВ – з попереднім напруженням арматури), твердіння, пакування та транспортування.

Основне виробництво функціонує у двозмінному режимі, тоді як служби, відповідальні за залізничне транспортування сировини та готової продукції, працюють цілодобово. Згідно з нормативними вимогами [1], за надійністю електропостачання електроприймачі заводу відносяться до II-ї категорії (93%) та III-ї категорію (7%). Зовнішнє живлення підприємства можливе від підстанції енергосистеми кабельними лініями 10 кВ або 35 кВ довжиною орієнтовно 3,2 км.

Ключовим завданням цієї роботи є інтегроване проектування системи електропостачання заводу будівельних матеріалів і конструкцій для забезпечення його надійної, безпечної та економічно ефективної роботи.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					8

1 ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Силові навантаження в електромережі 0,4 кВ

Метод впорядкованих діаграм є загально визнаною та однією з найбільш поширених методик для розрахунку електричних навантажень, що підтверджується численними джерелами [2-4] та багаторічною практикою його успішного застосування. Саме тому розрахунок електричних навантажень для цехових мереж напругою 0,4 кВ заводу було проведено за допомогою нього. Далі детально розглянуто розрахунок цих навантажень для цеху будівельних сумішей. Для всіх інших виробничих ділянок та цехів і по заводу в цілому для зручності розрахунок виконано в табличному вигляді (табл. 1.1).

Середньозмінне активне навантаження:

$$P_{\text{сзм}} = \sum_i^n P_{\text{сзм}_i} = 23,4 + 25,2 + 28,0 + 6,4 + 20,5 + 0,9 + 3,5 = 107,9 \text{ кВт};$$

де $P_{\text{сзм}_i}$ – середньозмінне активне навантаження i -ї групи однотипних електроспоживачів, кВт.

Розрахунковий максимум активного навантаження для цеху будівельних сумішей:

$$P_p = P_{\text{сзм}} \cdot k_M = 107,9 \cdot 1,09 = 117,5 \text{ кВт},$$

k_M – коефіцієнт максимуму:

$$k_M = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot k_B^2 - 12,7 k_B + 8,235}{(k_B + 0,05) n_{\text{еф}}^{(1,04-0,4k_B)}}} = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot 0,5^2 - 12,7 \cdot 0,5 + 8,235}{(0,5 + 0,05) \cdot 58^{(1,04-0,4 \cdot 0,5)}}} = 1,09,$$

k_B – коефіцієнт використання

$$k_B = \frac{P_{\text{сзм}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}_i}} = \frac{107,9}{216,3} = 0,5,$$

$P_{\text{ном}_i}$ – активна потужність (за паспортом) i -ї електроустановки цеху, кВт;

$n_{\text{еф}}$ – ефективне число електроприймачів

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}_i}}{P_{\text{н.мах}}} = \frac{2 \cdot 216,3}{7,5} = 58 \text{ од.},$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		9

оскільки, співвідношення між встановленою потужністю найбільшого $P_{\text{ном.мах}}$ і а найменшого $P_{\text{ном.мін}}$ споживача

$$m = \frac{P_{\text{ном.мах}}}{P_{\text{ном.мін}}} = \frac{7,5}{5} = 5 > 3$$

та

$$k_B > 0,2.$$

Розрахунковий максимум реактивного навантаження:

$$Q_p = Q_{\text{сзм}} = 109,4 \text{ квар},$$

оскільки $n_{\text{сф}} = 58 > 10$ шт.

Розрахунковий максимум повного навантаження цеху будівельних сумішей

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{117,2^2 + 109,4^2} = 160,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		10

Таблиця 1.1. Розрахунок силових електричних навантажень у цехових мережах

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕП, шт.	Номинальна встановлена потужність, кВт		m	Довідникові дані			Середнє навантаження		n _с	k _м	Розрахункова потужність			
			одного	сумарна		k _в	cosφ	tgφ	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _{рр} , кВт	Q _{рр} , квар	S _{рр} , кВА	
1.	Цех будівельних сумішей															
	Шнек, конвеєр	20	2,2 - 5,5	52,0		0,45	0,7	1,02	23,4	23,9						
	Сито вібраційне	8	3,0 - 7,5	42,0		0,6	0,8	0,75	25,2	18,9						
	Змішувач	8	7,0 - 7,0	56,0		0,5	0,6	1,33	28,0	37,3						
	Фасовщик	4	4,0 - 4,0	16,0		0,4	0,7	1,02	6,4	6,5						
	Вентилятори фільтрів	8	1,5 - 7,5	36,0		0,57	0,75	0,88	20,5	18,1						
	Кран ТВ=40%	4	2,2 - 2,2	8,8		0,1	0,5	1,73	0,9	1,5						
	Вентилятор	10	5,5 - 5,5	5,5		0,64	0,75	0,88	3,5	3,1						
	<i>Всього по цеху</i>	62	1,5 - 7,5	216,3	5	0,50	0,7	1,01	107,9	109,4	58	1,09	117,2	109,4	160,3	
2.	Цех залізобетонних виробів	40	2,2 - 110,0	794,0	50	0,32	0,62	1,25	251,4	314,4	14	1,46	367,8	314,4	483,8	
3.	Цех пінобетону	44	2,2 - 132,0	590,8	60	0,63	0,77	0,83	373,3	310,4	9	1,23	458,9	341,4	572,0	
4.	Бетонозмішувальний цех	9	1,1 - 45,0	155,6	41	0,44	0,75	0,89	68,1	60,8	7	1,53	104,2	66,9	123,8	
5.	Компресорна станція	18	4,0 - 26,0	190,0	7	0,7	0,48	1,82	133,5	243,4	15	1,12	149,4	243,4	285,6	
6.	Цех теплозол. матеріалів	57	4,0 - 87,0	781,0	22	0,54	0,74	0,91	425,5	389,0	18	1,19	505,2	389,0	637,6	
7.	Цех помолу	32	2,2 - 55,0	395,0	25	0,63	0,79	0,78	250,7	196,2	14	1,16	292,1	196,2	351,8	
8.	Склад заповнювачів	4	2,2 - 150,0	264,4	68	0,48	0,74	0,91	126,4	114,9	4	1,69	213,4	126,4	248,1	
9.	Склад цементу	13	7,5 - 83,6	542,4	11	0,48	0,74	0,9	261,1	236,0	13	1,29	337,7	236,0	412,0	
10.	Арматурний цех	36	1,1 - 150,0	912,7	136	0,49	0,61	1,28	445,5	571,7	12	1,30	581,3	571,7	815,3	
11.	Склад арматурної сталі	5	1,1 - 4,0	3,3	4	0,66	0,5	1,73	2,2	3,8	2	1,57	3,4	4,1	5,4	
12.	Деревообробний цех	64	2,2 - 75,0	543,8	34	0,37	0,73	0,93	202,5	189,2	15	1,37	277,1	189,2	335,5	
13.	Ремонтно-механічний цех	71	3,5 - 47,0	693,5	13	0,22	0,6	1,35	154,9	208,5	30	1,35	208,4	208,5	294,8	
14.	Відділення гасіння вапна	28	1,1 - 15,0	128,6	14	0,62	0,77	0,84	79,5	66,7	17	1,15	91,6	66,7	113,4	
15.	Склад готової продукції №1	4	7,5 - 43,0	90,0	6	0,1	0,5	1,73	9,0	15,6	4	3,56	32,1	17,1	36,3	
16.	Склад матеріально-техн. бази	8	1,1 - 7,5	27,7	7	0,66	0,8	0,75	18,2	13,6	7	1,25	22,7	15,0	27,2	
17.	Насосна станція II підйому	5	2,2 - 132,0	382,2	60	0,8	0,8	0,75	304,8	229,1	5	1,16	352,1	252,0	433,0	
18.	Склад ПИМ	12	3,0 - 37,0	189,0	12	0,7	0,8	0,75	131,6	98,7	10	1,16	153,1	108,6	187,7	
19.	Котельня	21	10,0 - 80,0	280,0	8	0,76	0,76	0,85	212,0	180,1	7	1,16	245,1	198,1	315,2	
20.	Адмінбудинок	146	0,3 - 11,0	199,2	37	0,5	0,72	0,96	99,9	96,1	36	1,13	112,4	96,1	147,9	
21.	Ідальня	43	0,8 - 41,0	380,4	51	0,62	0,96	0,28	235,4	66,4	19	1,14	268,2	66,4	276,3	
22.	Склад готової продукції №2	3	7,5 - 21,0	49,5	3	0,1	0,5	1,73	5,0	8,6	3	4,07	20,2	9,4	22,3	
	<i>Всього на напрузі 0,4 кВ</i>	725	0,3 - 150,0	7809,4	>3	0,5	0,72	0,95	3898,2	3722,7	104	1,054	4107,0	3722,7	5543,1	
	силове освітлювальне															
	Всього по заводу (0,4 кВ)												4682,8	4484,3	6483,6	

1.2 Розрахунок освітлювального навантаження

Для кількісної оцінки освітлювального навантаження на промислових об'єктах часто вдаються до спрощеного методу. Цей підхід [3] оперує поняттям питомої потужності освітлення, розрахованої на одиницю корисної виробничої площі. Розглянемо детально цю методику для цеху будівельних сумішей.

Попередньо намічаємо до встановлення світильними з дуговими ртутними лампами (ДРЛ) номінальної потужності 400 Вт.

Потужність освітлювальних приймачів, що необхідно встановити в цеху:

$$P_{oc} = p_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 16,0 \cdot 1188 \cdot 10^{-3} = 19,0 \text{ кВт},$$

де p_0 – нормована потужність освітлювального навантаження, в цеху будівельних сумішей не проводяться точні роботи, тому приймаємо 16 Вт/м²;

F – площа цеху, м².

Розрахункові складові потужності освітлювальних електроприймачів:

- активна:

$$P_{p.oc} = k_1 \cdot k_{п} \cdot P_{в} = 1,12 \cdot 0,85 \cdot 19,0 = 18,1 \text{ кВт},$$

де k_1 – коефіцієнт запасу, враховує втрати в пускорегульовальних апаратах ДРЛ;

$k_{п}$ – коефіцієнт попиту, для цеху будівельних сумішей приймаємо 0,85;

- реактивна:

$$Q_{p.oc} = P_p \cdot \text{tg}\varphi = 19 \cdot 1,73 = 31,3 \text{ квар},$$

$\text{tg}\varphi$ – коефіцієнт потужності.

Для решти виробничих ділянок, цехів та території заводу розрахунки проведено аналогічним чином та зведено до табл. 1.2.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		12

Таблиця 1.2. Визначення освітлювальних навантажень по заводу будівельних матеріалів і конструкцій

№ п/п	Назва підрозділу	n, шт	F, м ²	p ₀ , Вт/м	tgφ	P _y , кВт	Q _y , квар	k _п	k _л	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1.	Цех будівельних сумішей	1	1188,0	16,0	1,73	19,0	32,9	0,85	1,12	18,1	31,3	36,2
2.	Цех залізобетонних виробів	1	3672,0	16,0	1,73	58,8	101,8	0,95	1,12	62,5	108,3	125,0
3.	Цех пінобетону	1	1440,0	16,0	1,73	23,0	39,9	0,85	1,12	21,9	38,0	43,9
4.	Бетонозмішувальний цех	8	880,0	8,0	1,73	7,0	12,2	0,85	1,12	6,7	11,6	13,4
5.	Компресорна станція	1	504,0	8,0	1,73	4,0	7,0	0,85	1,12	3,8	6,6	7,7
6.	Цех теплоізол. матеріалів	1	924,0	18,0	1,73	16,6	28,8	0,85	1,12	15,8	27,4	31,7
7.	Цех помолу	2	1200,0	12,0	1,73	14,4	24,9	0,85	1,12	13,7	23,7	27,4
8.	Склад заповнювачів	1	2160,0	8,0	1,73	17,3	29,9	0,6	1,12	11,6	20,1	23,2
9.	Склад цементу	1	745,3	8,0	1,73	6,0	10,3	0,6	1,12	4,0	6,9	8,0
10.	Арматурний цех	1	756,0	16,0	1,73	12,1	21,0	0,95	1,12	12,9	22,3	25,7
11.	Склад арматурної сталі	1	480,0	8,0	1,73	3,8	6,7	0,6	1,12	2,6	4,5	5,2
12.	Деревообробний цех	1	3780,0	18,0	1,73	68,0	117,8	0,95	1,12	72,4	125,4	144,8
13.	Ремонтно-механічний цех	1	2160,0	19,0	1,73	41,0	71,1	0,95	1,12	43,7	75,6	87,3
14.	Відділення гасіння вапна	1	360,0	8,0	1,73	2,9	5,0	0,85	1,12	2,7	4,7	5,5
15.	Склад готової продукції №1	1	11600,0	2,0	1,73	23,2	40,2	0,6	1,12	15,6	27,0	31,2
16.	Склад матеріально-техн. бази	1	1620,0	14,0	1,73	22,7	39,3	0,6	1,12	15,2	26,4	30,5
17.	Насосна станція II підйому	1	144,0	8,0	1,73	1,2	2,0	0,85	1,12	1,1	1,9	2,2
18.	Склад ПММ	1	220,0	8,0	0,00	1,8	0,0	0,6	1,00	1,1	0,0	1,1
19.	Котельня	1	864,0	8,0	1,73	6,9	12,0	0,85	1,12	6,6	11,4	13,2
20.	Адмінбудинок	7	4587,5	22,0	0,48	100,9	48,9	0,8	1,20	96,9	46,9	107,7
21.	Їдальня	1	4284,0	22,0	0,48	94,2	45,6	0,8	1,20	90,5	43,8	100,5
22.	Склад готової продукції №2	1	7700,0	2,0	1,73	15,4	26,7	0,6	1,12	10,3	17,9	20,7
	Освітлення території	1	136881,2	0,3	1,73	41,1	71,1	1,0	1,12	46,0	79,7	92,0
	Всього по заводу					601,4	795,1			575,8	761,6	954,8

1.3. Визначення навантажень силових мереж 10 кВ

У заводській розподільній мережі з напругою 10 кВ ключовими вузлами для розрахунку навантажень виступають вводи 10 кВ трансформаторних підстанцій (ТП). З огляду на це, перед початком обчислень було визначено необхідну кількість ТП, потужності їхніх силових трансформаторів та місця їх встановлення на території заводу.

Обчислення електричних навантажень в розподільній мережі заводу 10 кВ також проведене за методом впорядкованих діаграм. Однак у цьому випадку розрахункові навантаження були визначені вже для цілих груп цехів, що отримують живлення від конкретної трансформаторної підстанції. До отриманих значень силових навантажень (активних та реактивних) було додано відповідні сумарні освітлювальні навантаження. При цьому реактивна потужність, генерована пристроями компенсації (ПКРП), враховувалася зі знаком «-». На завершення було визначено складові втрат потужності в трансформаторах самої підстанції для обчислення повного розрахункового навантаження на її шинах.

Далі перейдемо до безпосереднього визначення розрахункових електричних навантажень на вводах 10 кВ підстанції ТП-6. У системі електропостачання заводу, що розробляється, підстанція ТП-6 виконана за двотрансформаторною схемою. Таке технічне рішення обґрунтоване тим, що від неї живляться споживачі II категорії за ступенем надійності електропостачання.

Розрахунковий максимум навантаження на шинах 10 кВ ТП-6:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{873,6^2 + 169^2} = 889,9 \text{ кВА.}$$

де P_p – активна складова:

$$P_p = P_{p.c} + P_{p.oc} + \Delta P_{T,\Sigma} = 769,3 + 96,2 + 8,1 = 873,6 \text{ кВт,}$$

$P_{p.c}$ – силове навантаження на стороні НН ТП-1

$P_{p.oc}$ – освітлювальне навантаження, кВт;

$\Delta P_{T,\Sigma}$ – втрати в трансформаторах ТП-6:

$$\Delta P_{T,\Sigma} = n(\Delta p_{н.х} + \Delta p_{к.з} k^2) = 2(0,8 + 6,75 \cdot 0,694^2) = 8,1 \text{ кВт;}$$

n – кількість трансформаторів ТП-6;

$\Delta p_{н.х}$, $\Delta p_{к.з}$ – активні втрати, відповідно неробочого ходу та навантажувальні, згідно паспорту трансформатора, кВт;

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	14

Q_p – реактивна складова:

$$Q_p = Q_{p.c} + Q_{oc} - Q_{пкрп} + \Delta Q_{T\Sigma} = 610,7 + 164,8 - 650 + 43,5 = 169,0 \text{ квар,}$$

де $Q_{p.c}$ – навантаження на стороні НН ТП-1, квар;

Q_{oc} – потужність освітлювального навантаження, квар;

ΔQ_{TP-1} – втрати в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta Q = \frac{nS_{T.НОМ}}{100} (i_{н.х} + u_{к.з} k_3^2) = \frac{2 \cdot 630}{10} (0,8 + 5,5 \cdot 0,694^2) = 43,5 \text{ квар;}$$

$S_{T.НОМ}$ – номінальна (паспортна) потужність трансформатора, кВА;

$i_{н.х}$ – струм неробочого ходу, %;

$u_{к.з}$ – напруга короткого замикання, %;

$Q_{пкрп}$ – потужність ПКРП 0,4 кВ, квар.

Загальнозаводське навантаження розраховується за тією ж методикою, що й навантаження окремих ТП. Послідовність розрахунку навантажень для розподільної мережі 10 кВ заводу структуровано у вигляді табл. А.1.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		15

1.4 Графіки електричних навантажень

На основі типового профілю навантаження заводів будівельної промисловості здійснюється побудова добових графіків $P(t)$, $Q(t)$ та $S(t)$ для зимового (212 діб) та літнього (153 доби) періодів. При цьому була врахована фактична кількість робочих та вихідних діб у кожному сезоні: для зимового сезону – 147 робочих та 65 вихідних; для літнього – відповідно, 105 та 48.

Для переходу від відносних одиниць (%) до іменованих величин для кожного j -го ступеня графіка використовуються такі співвідношення:

$$Q_j = \frac{q_j}{100} \cdot Q_{max};$$

$$P_j = \frac{p_j\%}{100} \cdot P_p,$$

де p_j , q_j – ординати, що відповідають j -му ступеню графіків активного та реактивного навантажень відповідно, %.

Максимальні навантаження для робочої доби літнього періоду визначаються на основі отриманих у р. 1.3 розрахункових навантажень (P_p , Q_p) з використанням сезонних коефіцієнтів переводу $k_{п.р}$ та $k_{п.қ}$:

$$P_{р.л} = k_{п.р} \cdot P_p = 0,85 \cdot 6747,6 = 5735,5, \text{ кВт};$$

$$Q_{р.л} = k_{п.қ} \cdot Q_з = 0,85 \cdot 1009,2 = 858,2, \text{ квар.}$$

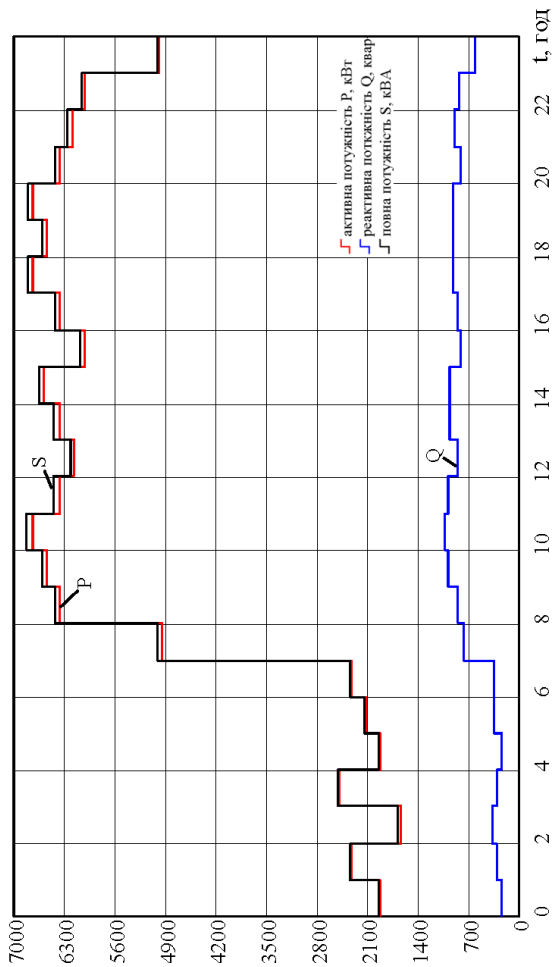
Значення повної потужності S_j для кожного ступеня графіка обчислюються за відомою формулою на основі відповідних значень активної P_j та реактивної Q_j потужностей:

$$S_j = \sqrt{P_j^2 + Q_j^2}, \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

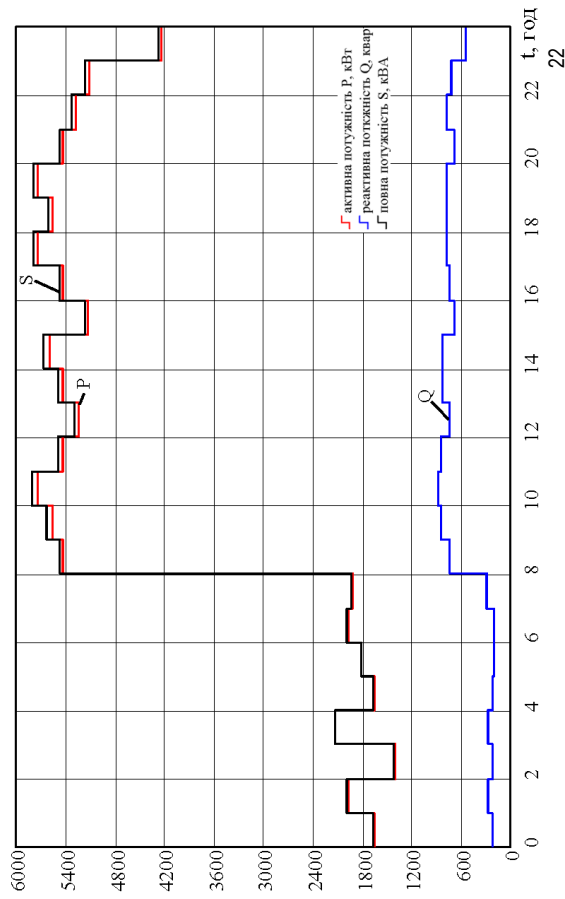
Детальні розрахунки параметрів добових графіків навантажень представлено в таблицях Б.1–Б.4 (додаток Б). Зображення добових графіків $P(t)$, $Q(t)$ і $S(t)$ наведені на рис. 1.1.

Річні графіки за тривалістю (рис. 1.2) було побудовано на підставі попередньо розрахованих добових графіків активного, реактивного та повного навантажень. Усі вихідні дані, необхідні для побудови, а також результати розрахунку цих графіків наведено в табл. Б.5 (додаток Б).

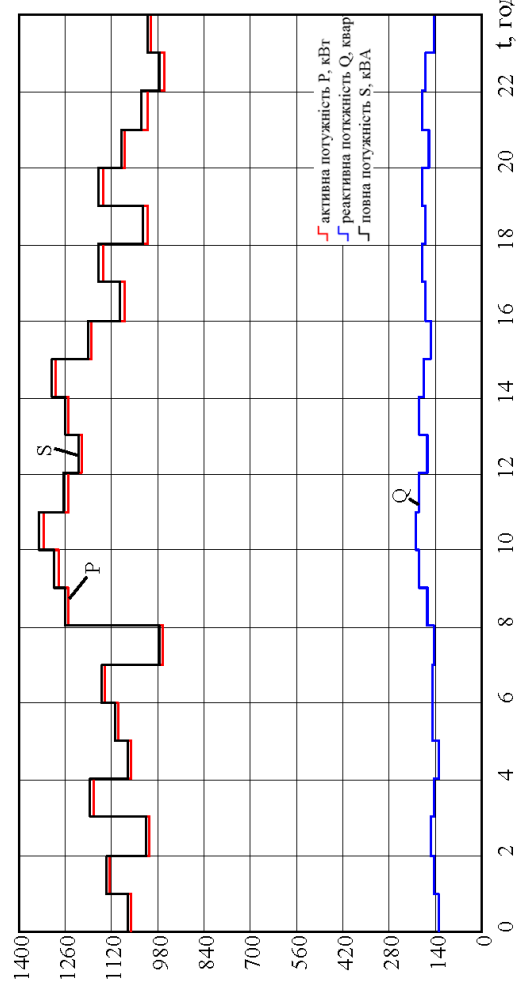
						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		16



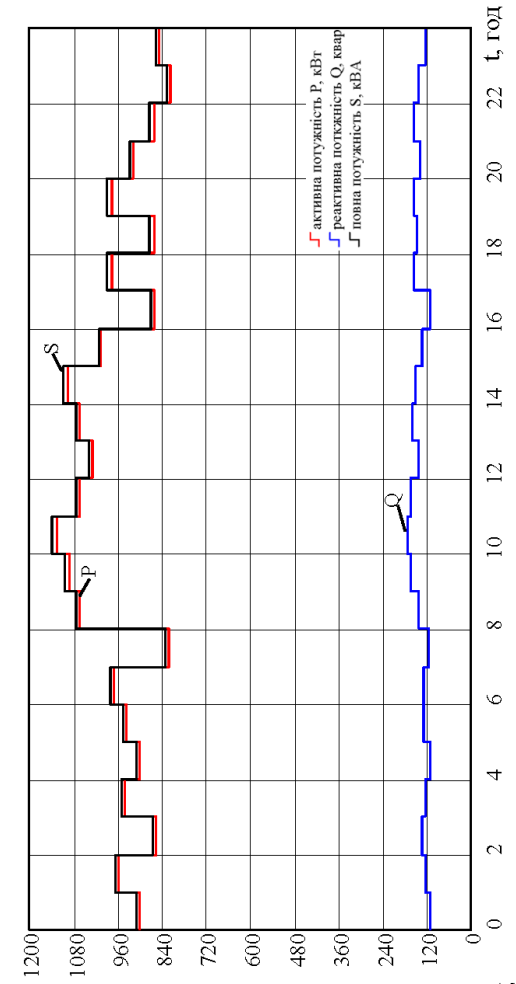
а)



б)



а)



б)

Рисунок 1.1 – Залежності $P(t)$, $Q(t)$ та $S(t)$ заводу будівельних матеріалів і конструкцій:
 а) робоча доба (зимовий період); в) робоча г) вихідна доба (літній період)

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата
-----	------	----------	---------	------

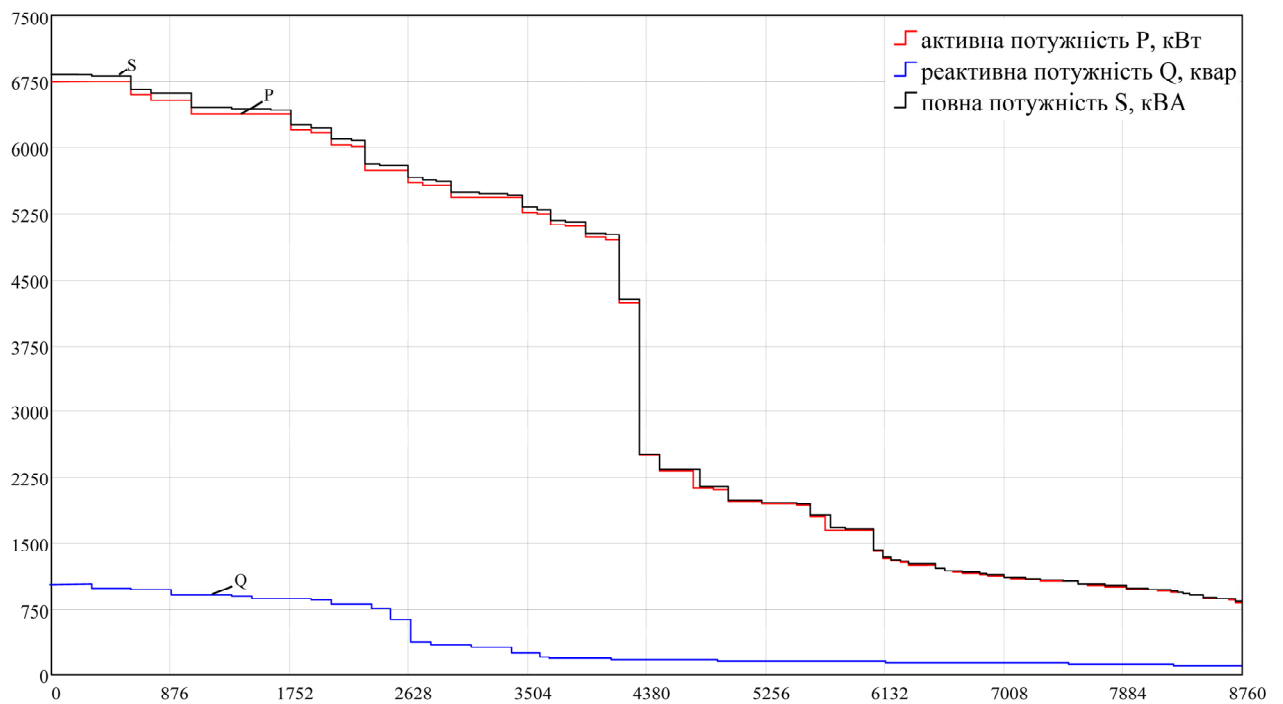


Рисунок 1.2 – Річні графіки електричних навантажень за тривалістю

На базі річного графіка навантажень визначаються ключові показники:

- річне споживання електроенергії:

активної

$$W_p = \sum_{j=1}^n [147P_{з.р_j} + 65P_{з.в_j} + 105P_{л.р_j} + 48P_{л.в_j}] = 31164, \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

реактивної

$$V_p = \sum_{j=1}^n [147Q_{з.р_j} + 65Q_{з.в_j} + 105Q_{л.р_j} + 48Q_{л.в_j}] = 4285,4 \text{ Мвар}\cdot\text{год};$$

- кількість годин роботи електрообладнання при максимальному навантаженні

$$T_m = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_p} = \frac{\sqrt{31164^2 + 4285,4^2}}{6822,4} = 4610,9 \text{ год};$$

- час максимальних втрат

$$\tau = \left[0,124 + \frac{T_m}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = \left[0,124 + \frac{4610,5}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = 2998,8 \text{ год}.$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

2 КАРТОГРАМА НАВАНТАЖЕНЬ

Для оптимального розміщення центральної розподільчої установки (ЦРУ) та цехових ТП на промислових підприємствах використовують картограму електричних навантажень. Ця візуальна модель показує розподіл енергоспоживання, де навантаження кожного цеху зображується на генплані колом: його центр відповідає центру електричних навантажень (ЦЕН) цеху, а площа пропорційна розрахунковому сумарному навантаженню $P_{p,\Sigma}$, при цьому площа внутрішнього сектору – освітлювальному навантаженню $P_{p,oc}$.

Розглянемо методику побудови кола на прикладі цеху будівельних сумішей.

Радіус кола, що представляє навантаження цеху:

$$r = \sqrt{\frac{P_{p,\Sigma}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{135,3}{3,14 \cdot 0,5}} = 9,3 \text{ мм},$$

де m – масштаб, приймаємо 0,5 кВт/мм.

Центральний кут α сектора

$$\alpha = 360 \frac{P_{oc,p}}{P_{p,\Sigma}} = 360 \frac{18,1}{135,3} = 48,1^\circ.$$

Аналогічні розрахунки для побудови кіл з секторами виконуються для всіх інших цехів та підрозділів заводу. Зведені результати цих розрахунків для даного проекту представлено в табл. 2.1.

Після візуалізації навантажень окремих цехів наступним етапом є визначення координат загального ЦЕН підприємства. Припустимо, що навантаження в цехах розміщене рівномірно по площі цеху, тоді ЦЕН співпадає з центром ваги плоскої фігури, що відповідає контурам цеху.

Тоді координати ЦЕН заводу визначаються за формулами:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{2095537,0}{7335,4} = 285,7 \text{ м}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{1476064,0}{7335,4} = 201,2 \text{ м},$$

де n – кількість підрозділів підприємства;

x_i, y_i – координати ЦЕН i -го цеху або підрозділу на генплані заводу;

$P_{p,\Sigma i}$ – розрахункове сумарне навантаження i -го підрозділу заводу.

Встановлено, що ЦЕН припадає на територію складу заповнювачів. На підставі цього, місце розташування ЦРУ переносимо в бік джерела живлення в точку з координатами $x_0 = 262 \text{ м}, y_0 = 268 \text{ м}$.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		19

Таблиця 2.1. Розрахунок картограми навантажень заводу будівельних матеріалів і конструкцій

№ п/п	Назва цеху, підрозділу	Навантаження електроспоживачів, кВт			Радіус кола, мм	Координати центру кола, м		Градусна міра кута, α_i	Добутки, кВт·м	
		$P_{p.i}$	$P_{p.ос.i}$	$P_{p.Σ}$		r_i	x_i		y_i	$P_{pΣi} \cdot x_i$
1.	Цех будівельних сумішей	117,2	18,1	135,3	9,3	179,1	176,1	48,1	24234,8	23828,9
2.	Цех залізобетонних виробів	367,8	62,5	430,3	16,6	352,2	100,7	52,3	151542,1	43328,5
3.	Цех пінобетону	458,9	21,9	480,9	17,5	485,1	189,8	16,4	233270,0	91269,1
4.	Бетонозмішувальний цех	104,2	6,7	110,9	8,4	298,4	129,2	21,8	33084,2	14324,6
5.	Компресорна станція (0,4) кВ	149,4	3,8	153,2	9,9	264,4	288,6	9,0	40517,5	44226,0
6.	Цех теплоізоляційних матеріалів	505,2	15,8	521,0	18,2	173,3	206,3	10,9	90290,3	107483,5
7.	Цех помелу	292,1	13,7	305,8	14,0	50,0	139,1	16,1	15288,4	42532,2
8.	Склад заповнювачів	213,4	11,6	225,0	12,0	367,1	185,7	18,6	82611,3	41789,5
9.	Склад цементу	213,4	4,0	217,4	11,8	300,0	166,1	6,6	65229,6	36115,5
10.	Арматурний цех	581,3	12,9	594,2	19,5	178,2	108,6	7,8	105885,3	64529,4
11.	Склад арматурної сталі	3,4	2,6	6,0	2,0	195,5	144,6	155,0	1171,7	866,6
12.	Деревообробний цех	277,1	72,4	349,5	14,9	266,3	35,6	74,6	93067,0	12441,6
13.	Ремонтно-механічний цех	208,4	43,7	252,0	12,7	297,5	320,8	62,4	74978,9	80851,2
14.	Відділення гасіння вапна	91,6	2,7	94,4	7,8	509,0	322,9	10,5	48028,6	30468,4
15.	Склад готової продукції №1	32,1	15,6	47,6	5,5	450,5	295,2	117,8	21462,1	14063,5
16.	Склад матеріально-техн. бази	22,7	15,2	38,0	4,9	57,9	247,2	144,6	2197,4	9381,8
17.	Насосна станція II підйому	352,1	1,1	353,2	15,0	262,4	328,8	1,1	92684,8	116138,6
18.	Склад ПММ	153,1	1,1	154,2	9,9	20,5	326,3	2,5	3160,8	50310,8
19.	Котельня	245,1	6,6	251,7	12,7	497,5	191,7	9,4	125227,1	48253,3
20.	Адмінбудинок	112,4	96,9	209,3	11,5	488,9	31,5	166,7	102304,7	6591,5
21.	Їдальня	268,2	90,5	358,7	15,1	401,5	39,7	90,8	144023,5	14240,9
22.	Склад готової продукції №2	20,2	10,3	30,5	4,4	401,5	39,7	122,1	12246,5	1210,9
5.	Компресорна станція (10 кВ)	2016,0	-	2026,3	35,9	264,4	288,6	-	533030,4	581817,6
	Всього			7335,4					2095537,0	1476064,0

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ

3.1 Вибір напруги і схеми приєднання заводу

Ефективність системи зовнішнього електропостачання заводу істотно залежить від обґрунтованого вибору номінальної напруги та схеми приєднання.

При виборі схеми приєднання враховують такі ключові фактори:

- розрахункове навантаження підприємства;
- відстань до потенційних джерел живлення;
- характер та щільність розміщення електроприймачів на території підприємства;
- вимоги до ступеня надійності електропостачання та ін. специфічні умови.

Задача вибору рівня напруги схеми приєднання заключається в знаходженні такого її стандартного значення, що повністю відповідає вимогам технічних специфікацій і водночас забезпечувало найвищу економічну ефективність.

Завод класифікується як об'єкт середньої потужності, оскільки встановлена потужність його електроприймачів становить 10,3 МВт. Для подібних підприємств типовою є схеми приєднання з одним пунктом прийому електроенергії, яким виступає головна знижувальна підстанція (ГЗП) або ЦРУ. За наявності споживачів I-ї та II-ї категорій за надійністю електропостачання передбачається секціонування шин пункту прийому з організацією живлення кожної секції по окремій лінії.

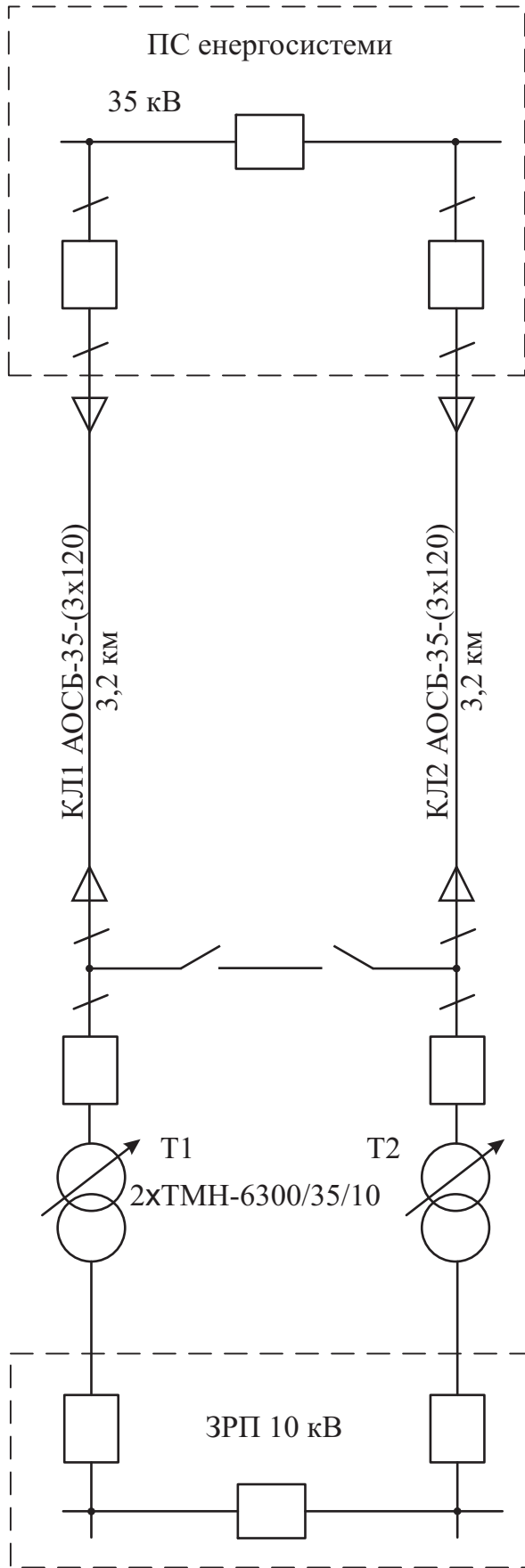
З огляду на викладене, приймаємо до подальшого розгляду два варіанти схеми приєднання:

1. Завод отримує живлення від ПС енергосистеми по дволанцюговій КЛ 35 кВ довжиною $l = 3,2$ км. У цьому випадку на території заводу споруджується ГЗП з двома трансформаторами потужністю по 6,3 МВА кожний ($U_{ном} = 35/10$ кВ). На ГЗП між КЛ також передбачається влаштування ремонтної перемички із роз'єднувачів (рис. 3.1, а).

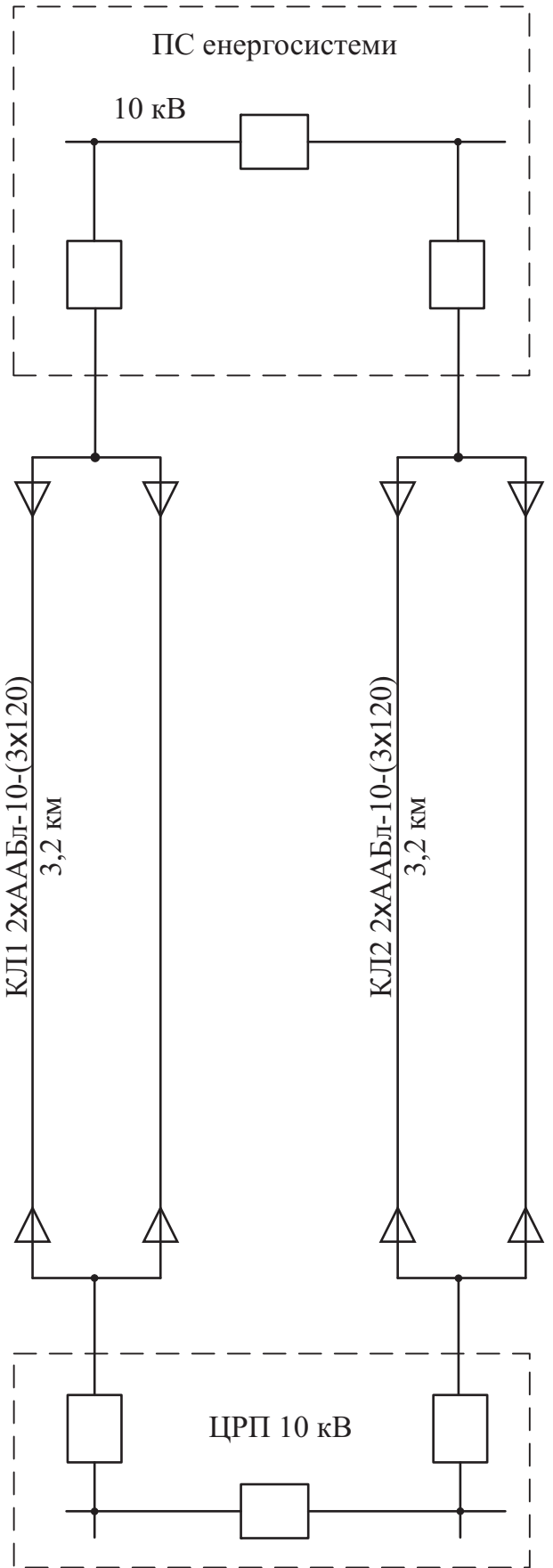
2. Завод отримує живлення від ПС енергосистеми по дволанцюговій КЛ 10 кВ довжиною $l = 3,2$ км. При цьому на його території споруджується ЦРУ 10 кВ (рис. 3.1, б).

Остаточне рішення щодо вибору варіанту схеми приєднання обирається на базі техніко-економічного порівняння намічених варіантів за мінімумом зведених витрат.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		21



а)



б)

Рисунок 3.1 - Варіанти схеми приєднання заводу

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

3.2.1. Вибір електротехнічного обладнання

Варіант №1. Вибір кабельних ліній.

Струмове навантаження КЛ-1 (КЛ-2):

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{6918,0}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 36,8} = 54,4 \text{ А.}$$

Попередньо приймаємо до розгляду кабель АОСБ-(3x120).

Зниження допустимого струму КЛ внаслідок прокладання їх в одній траншеї:

$$I'_{доп} = k_{пр} \cdot I_{доп} = 0,92 \cdot 225 = 207 \text{ А.}$$

де $k_{пр}$ – коефіцієнт зниження допустимого струму кабелю, внаслідок прокладання поряд у траншеї 2-х кабелів [1].

$I_{доп}$ – тривало допустимий струм КЛ, А.

При відключенні однієї КЛ інша забезпечить живлення заводу

$$I_{р.а} = 2I_p = 2 \cdot 54,4 = 108,9 < I'_{доп} = 207 \text{ А.}$$

Отже, приймаємо кабель АОСБ-(3x120) до подальшого розгляду.

Вибір трансформаторів ГЗП.

Розрахункове навантаження трансформаторів:

$$S_{р.т} \geq \frac{S_{р,II}}{nk_3} = \frac{6248,3}{2 \cdot 0,7} = 4463,1 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

де $S_{р,II}$ – розрахункове навантаження споживачів I-ї та II-ї категорія надійністю електропостачання

$$S_{р,II} = 0,93S_p = 0,93 \cdot 6822,4 = 6344,8 \text{ кВА.}$$

Приймаємо до розгляду два трансформатори ТМН-6300/35/10. Тоді їх коефіцієнт завантаження становитиме

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{т.ном}} = \frac{6822,4}{2 \cdot 6300} = 0,54.$$

Виконуємо перевірку на здатність трансформаторів працювати з перевантаженням:

$$1,4S_{т.ном} \geq S_p,$$

$$1,4 \cdot 6300 = 8820 > 6822,4 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Таким чином, приймаємо т-ри ТМН-6300/35/10 до подальшого розгляду.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		23

Варіант №2.

Струмове навантаження КЛ-1 (КЛ-2) у нормальному режимі:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{6747,4}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 187,8 \text{ А.}$$

Попередньо приймаємо до розгляду дві КЛ, кожна з яких складаються з двох кабелів ААБ2л-(3×120) з тривалим допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 2 \times 218 \text{ А}$ [1].

Зниження тривалого допустимого струму КЛ при прокладці 4-х кабелів поряд у одній траншеї

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{с.з}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,84 \cdot 2 \times 218 = 366,6 \text{ А.}$$

де $k_{\text{с.з}}$ – коефіцієнт зниження допустимого струму КЛ, внаслідок прокладання кабелів у одній траншеї [1].

При відключенні однієї ланки КЛ інша, що залишилась працюючи з перевантаженням протягом 6 год, зможе забезпечити живлення заводу повністю:

$$I_{\text{р.а}} = n \cdot I'_{\text{доп}} \cdot k_{\text{а.п}} = 366,2 \cdot 1,25 = 457,8 > I'_p = 375,6 \text{ А;}$$

за умови, що завантаження КЛ у штатному режимі було не більше 0,6:

$$k_3 = \frac{I_p}{nI'_{\text{доп}}} = \frac{187,8}{326,6} = 0,57 < 0,6;$$

де $k_{\text{а.п}}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження на час ліквідації аварії [1].

Таким чином, попередньо обрані для живлення заводу КЛ, що складаються з двох паралельно з'єднаних кабелів ААБ2л-(3х120) кожна, повністю задовольняють усім висунутим технічним вимогам. Відтак, вони приймаються для подальшого розгляду в проектних розрахунках.

3.1.2. Вибір схеми приєднання

Після попереднього вибору основних елементів схеми приєднання, проводимо вибір найбільш раціонального її варіанту. Основним критерієм для такого вибору виступає мінімум річних приведених витрат. Цей показник дозволяє комплексно оцінити економічну ефективність різних варіантів з урахуванням як капітальних, так і експлуатаційних витрат.

У енергетиці приведені витрати розраховуються за загальною формулою:

$$ПВ = E_n \cdot K + C + B + Z, \quad (3.1)$$

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					24

де E_n – коефіцієнт ефективності капіталовкладень, для електроенергетичних проєктів приймається 1/8;

K – сумарні капіталовкладення у будівництво конкретного варіанта, тис. грн;

C – щорічні поточні витрати на обслуговування схеми приєднання грн/рік;

B – вартість річних трат електроенергії в елементах схеми, грн/рік;

Z – економічні збитки від можливих аварійних перерв в електропостачанні, що залежать від рівня надійності обраної схеми, грн/рік.

Величина приведених витрати за варіантом №1

$$ПВ_1 = E_n \cdot K + C + B + Z = 0,12 \cdot 19598,0 + 2025,2 + 4737,1 + 7,83 = 9121,9 \text{ тис. грн.}$$

При порівняльному аналізі намічених варіантів до розрахунку приведених витрат включаються лише ті капіталовкладення та експлуатаційні витрати, які стосуються відмінних елементів у запропонованих схемах електропостачання. Це дозволяє спростити обчислення та зосередитись на ключових факторах, що впливають на економічну перевагу того чи іншого рішення.

Розрахунок капіталовкладень

Для кожного наміченого варіанта схеми приєднання заводу загальний обсяг капіталовкладень розраховується на основі укрупнених показників вартості ключових компонентів схеми (табл. 3.1).

Таблиця 3.1. Розрахунок капіталовкладень

№ вар.	Найменування елемента схеми	Од. вим.	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Вартість всього, тис. грн.
I	Кабельна лінія 35 кВ, виконана кабелем АОСБ-(3×120)	км	6,4	3895,0	24928,0
	Вакуумний вимикач 35 кВ	шт.	2	650,0	1300,0
	Роз'єднувач 35 кВ	шт.	4	84,3	337,2
	ВРУ 35 кВ	шт.	1	2500,0	2500,0
	ТМН-6300 ($U_{ном} = 35/10$ кВ)	шт.	2	4200,0	8400,0
	Підсумок				
II	Шафи КРУ 10 кВ з вакуумними вимикачами $I_{ном} = 630$ А	шт.	2	327,0	654,0
	Кабельна лінія виконана кабелем ААБ2Л-(3×120)	км	12,8	1480,0	18944,0
	Підсумок				

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	25

Вартість втрат електроенергії

Варіант №1.

Втрати електроенергії в трансформаторах ТМН-6300/35/10:

$$\Delta W_T = \Delta W_{T.HX} + \Delta W_{T.HAB} = 162060 + 81763,3 = 243823,3 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

де $\Delta W_{T.HX}$ – втрати неробочого ходу:

$$\Delta W_{T.HX} = n \cdot \Delta p_{H.X} \cdot T_B = 2 \cdot 9,25 \cdot 8760 = 162060 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

T_B – річний час роботи трансформатора, год;

$\Delta W_{T.H}$ – навантажувальні втрати:

$$\Delta W_{T.H} = n \cdot \Delta p_{H.K3} \cdot \tau \cdot k_{3.T}^2 = 2 \cdot 46,5 \cdot 2998,8 \cdot 0,541^2 = 81763,3 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

$\Delta W_{KЛ.H}$ – навантажувальні втрати електроенергії в КЛ 35 кВ:

$$\Delta W_{KЛ} = \Delta P_{H.KЛ} \cdot \tau = 16,4 \cdot 2998,8 = 49055,3 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$\Delta P_{H.KЛ}$ – навантажувальні втрати потужності:

$$\Delta P_{H.KЛ} = \Delta p_{KЛ} \cdot l \cdot k_3^2 = 37 \cdot 6,4 \cdot 0,26^2 = 16,4 \text{ кВт};$$

$\Delta p_{KЛ}$ – питомі втрати в кабелі при $k_3 = 1$, кВт/км;

Сумарні втрати електроенергії в схемі приєднання заводу:

$$\Delta W = \Delta W_{KЛ} + \Delta W_T = 49055,3 + 243823,3 = 292878,6 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

Річна вартість втрат електроенергії:

$$B = c_0 \cdot \Delta W = 7,5408 \cdot 292878,6 = 2208,5 \text{ тис.грн};$$

де c_0 – тариф на електроенергію, грн.

Варіант №2.

Вартість втрат електроенергії у КЛ 10 кВ:

$$B = c_0 \cdot \Delta E_{KЛ.H} = 8,8567 \cdot 534859,8 = 4737,1 \text{ тис. грн.}; \quad (3.3)$$

де $\Delta E_{KЛ.H}$ – навантажувальні втрати енергії у кабельних лініях:

$$\Delta E_{KЛ.H} = \Delta P_{H.KЛ} \cdot \tau = 178,1 \cdot 2998,8 = 534859,8 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$\Delta P_{H.KЛ}$ – навантажувальні втрати потужності в кабельних лініях:

$$\Delta P_{H.KЛ} = \Delta p_{KЛ} \cdot l \cdot k_3^2 = 53 \cdot 12,8 \cdot 0,51^2 = 178,1 \text{ кВт}. \quad (3.4)$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		27

Шкода через збої в електропостачанні

Варіант №1.

Збитки від аварійного недовідпуску:

$$З = z_0 \cdot P_{\text{ср}} \cdot T_a = 147 \cdot 3551,3 \cdot 0,064 \cdot 10^{-3} = 33,41 \text{ тис. грн.};$$

де z_0 – питомий показник збитку для заводів будівельної індустрії, грн./кВт·год;

$P_{\text{ср}}$ – середньорічне активне навантаження заводу

$$P_{\text{ср}} = P_p \cdot T_{\text{макс}} / 8760 = 6747,6 \cdot 4610,5 / 8760 = 3551,3 \text{ кВт};$$

T_a – середньорічний час аварійного простою

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 7,27 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0,064 \text{ год};$$

$K_a^{(2)}$ – коефіцієнт аварійного простою обох ланок

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2K_{\text{а.п}} = (7,73 \cdot 10^{-5})^2 + 2 \cdot 7,26 \cdot 10^{-6} = 7,27 \cdot 10^{-6};$$

$K_{\text{а.п}}$ – к-т аварійного простою, для випадку: одна ланка вимкнена і одночасно інша вимикається через ушкодження:

$$K_{\text{а.п}} = 0,5 \lambda_a K_{\text{п}} = 0,5 \cdot 0,28 \cdot (7,2 \cdot 10^{-3})^2 = 7,26 \cdot 10^{-6};$$

λ_a – параметр потоку відмов однієї ланки:

$$\lambda_a = n_p \lambda_{\text{а.р}} + n_v \lambda_{\text{а.в}} + \lambda_{\text{а.кл}} + \lambda_{\text{а.т}} = 4 \cdot 0,008 + 2 \cdot 0,008 + 0,222 + 0,01 = 0,28;$$

n_p, n_v – число, відповідно, роз'єднувачів і вимикачів, од.;

$\lambda_{\text{а.р}}, \lambda_{\text{а.в}}, \lambda_{\text{а.кл}}, \lambda_{\text{а.т}}$ – параметр потоку відмов, відповідно, роз'єднувача, вимикача, КЛ і трансформатора, 1/рік.;

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт планового простою ланки:

$$K_{\text{п}} = 1,2 K_{\text{п.макс}} = 1,2 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 7,2 \cdot 10^{-3};$$

K_a – коефіцієнт аварійного простою ланки:

$$K_a = \lambda_a T_{\text{в}} = 0,28 \cdot 2,76 \cdot 10^{-4} = 7,73 \cdot 10^{-4};$$

$T_{\text{в}}$ – середній час відновлення ланки:

$$T_{\text{в}} = \frac{\sum \lambda_{\text{а.і}} T_{\text{в.і}}}{\lambda_a} = \frac{(4 \cdot 0,008 \cdot 0,34 + 2 \cdot 0,008 \cdot 0,51 + 0,222 \cdot 0,185 + 0,01 \cdot 1,71) 10^{-3}}{0,28} = 2,76 \cdot 10^{-4} \text{ год/рік.}$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	28

Таблиця 3.3 – Розрахунок збитків від збоїв в електропостачанні

№ вар.	$T_{в.і},$ год/рік	$K_{а.і}$	$K_{п.і}$	$\lambda_{а.і},$ 1/рік	$K_{ап.і}$	$K_{а.і}^{(2)}$	$T_{а.і},$ год	$Z_{і},$ тис. грн
I	$2,76 \cdot 10^{-4}$	$7,73 \cdot 10^{-4}$	$7,2 \cdot 10^{-3}$	0,28	$7,26 \cdot 10^{-6}$	$7,27 \cdot 10^{-6}$	0,064	33,41
II	$2,62 \cdot 10^{-4}$	$7,76 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-3}$	0,3	$8,64 \cdot 10^{-7}$	$1,73 \cdot 10^{-6}$	0,015	7,83

Підсумки техніко-економічного аналізу намічених варіантів схеми приєднання представлені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Підсумки техніко-економічного аналізу

Показники	Од. вим.	Варіант	
		1	2
Капіталовкладення в схему	тис. грн.	37465,2	19598,0
Річні поточні витрати	тис. грн./рік	5000,2	2025,2
Річна вартість втрат електроенергії	тис. грн./рік	2208,5	4737,1
Річні збитки від недоотпуску	тис. грн./рік	33,41	7,83
Приведені витрати	тис. грн./рік	11738,0	9121,9

Приймаємо схему приєднання заводу до електромережі за варіантом №2:

$$P_{в1} = 11738,0 > P_{в2} = 9121,9 \text{ тис. грн.}$$

3.2 Вибір схеми внутрішньої розподільної мережі

Внутрішні електромережі промислових підприємств проектуються за радіальними, магістральними або змішаними схемами. Вибір конкретної схеми зумовлений такими чинниками, як характер розміщення та потужність навантажень, необхідний рівень безперебійності живлення та ін. місцеві умови.

Радіальні схеми – це такі, у яких електроенергія від джерела живлення передається безпосередньо до прийомного пункту. Такі схеми застосовуються, коли ТП розміщені у різних напрямках від джерела живлення. Одноступінчасті радіальні схеми, зазвичай, застосовуються у СЕП невеликих промислових об'єктів. Від ЦРУ 10 кВ здійснюється живлення цехових ТП, окремих потужних печей та електродвигунів 6-10 кВ. ЦРУ та ТП, що забезпечують електроприймачі I-ї та II-ї категорії, живляться по двох радіальних лініях, кожна із яких працює окремо на свою секцію. При відключенні однієї із секцій її навантаження автоматично перемикається на другу.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		29

Радіальні схеми містять велику кількість комутаційних апаратів і ліній 6-10 кВ. Тому застосовуються при належному обґрунтуванні, для живлення достатньо потужних та відповідальних споживачів.

Магістральні схеми застосовують у тих випадках, коли споживачів багато та радіальні схеми недоцільні. Основна перевага магістральних схеми заключається у зменшенні кількості ланок комутації. Ці схеми є сенс застосовувати при розташуванні ПС на території підприємства, близькому до лінійного. Від однієї магістралі рекомендується живити до 3-х трансформаторів потужністю від 1000 кВ·А до 2500 кВ·А кожен.

Схеми з 2-ма наскрізними магістралями характеризуються високою надійністю та можуть використовуватися для електропостачання споживачів будь-яких категорій. У таких схемах при виході з ладу будь-якої із живлячих магістралей вищої напруги електроенергія подається споживачам по другій магістралі, шляхом автоматичних перемикачів на секції шин вторинної напруги цехових трансформаторів, що залишилися у роботі. Ці перемикачії здійснюються за допомогою пристроїв АВР.

На промислових підприємствах рідко зустрічаються у чистому виді радіальні чи магістральні схеми. Зазвичай на одному і тому ж підприємстві потужні і відповідальні споживачі і електроприймачі живляться за радіальною схемою. Середні ж і дрібні – за магістральною схемою. Комплексне використання радіальної і магістральної схем дозволяє створити внутрішнього електропостачання з найкращими техніко-економічними показниками.

Таким чином, внутрішня мережа електропостачання заводу будівельних матеріалів і конструкцій, виконується за комбінованою схемою: цехові ТП №3–№6 отримують живлення від магістральних ліній, а синхронні двигуни MS-1–MS-4 та ТП №1, №2 по радіальних лініях.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					30

4. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Споживана потужність силовим навантаженням мережі до 1000 В:

- активна складова

$$P_H = \sum P_{\text{тп.}i} = 825,0 + 866,7 + 880,7 + 866,1 + 869,6 + 865,5 = 5173,8 \text{ кВт};$$

- реактивна складова

$$Q_H = \sum Q_{\text{тп.}i} = 834,3 + 674,9 + 567,8 + 809,5 + 822,1 + 775,6 = 4484,3 \text{ квар};$$

Сумарне споживання на вводах 10 кВ по цехових ТП заводу:

- активної потужності:

$$P_p = P_B + P_H + \Delta P_T = 2016 + 5173,8 + 47,6 = 7237,3 \text{ кВт};$$

де P_B – розрахункова потужність групи синхронних двигунів 10 кВ, кВт;

$\Delta P_{\text{тр}}$ – загальні втрати активної потужності в трансформаторах ЦТП:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \sum \Delta P_{\text{тр.}i} = 7,4 + 8,0 + 8,2 + 8,0 + 8,0 + 8,0 = 47,6 \text{ кВт};$$

- реактивної потужності:

$$Q_p = Q_B + Q_H + \Delta Q_{\text{тр}} = 0 + 4484,3 + 255,3 = 4739,6 \text{ квар};$$

Q_B – високовольтне навантаження, квар;

$\Delta Q_{\text{тр}}$ – загальні втрати реактивної потужності в трансформаторах ЦТП:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \sum \Delta Q_{\text{тр.}i} = 39,8 + 42,9 + 43,9 + 42,8 + 43,1 + 42,8 = 255,3 \text{ квар}.$$

Реактивна потужність, яку енергосистема може надати

$$Q_e = P_p \cdot \text{tg}\varphi = 14363,7 \cdot 0,15 = 1085,6 \text{ квар}.$$

Мінімальну кількість трансформаторів ЦТП:

$$N_0 = P_H / (k_3 \cdot S_{\text{т.ном}}) = 5173,8 / (0,7 \cdot 630) = 11,7.$$

Приймаємо найближче більше ціле число: $N_0 = 12$ шт.

Намічаємо до розгляду наступні варіанти компенсації реактивної потужності: $N = N_0$, $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					31

Варіант І. Реактивна потужність, що може бути технічно передана за допомогою цехових трансформаторів в мережу 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_{\text{т.ном}} \cdot k_3)^2 - P_{\text{н}}^2} = \sqrt{(12 \cdot 630 \cdot 0,7)^2 - 5173,8^2} = 1112,3 \text{ квар.}$$

Потужність ПКРП 0,4 кВ:

$$Q_{\text{пкрп.нн}} = Q_{\text{н}} - Q_1 = 4484,3 - 1112,3 = 3372,0 \text{ квар.}$$

Приймаємо до встановлення низьковольтні конденсаторні установки (КУ) із сумарною реактивною потужністю $Q_{\text{ку-0,4}} = 3350$ квар (6x325, 4x250, 2x200 квар).

Уточнюємо значення $Q_1 = Q_{\text{н}} - Q_{\text{ку-0,4}} = 4484,3 - 3350 = 1134$ квар.

Потужність ПКРП для встановлення в мережі 10 кВ:

$$Q_{\text{пкрп.10}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{ку-0,4}} - Q_{\text{е}} = 4739,6 - 3350 - 1085,6 = 304 \text{ квар.}$$

Так як $Q_{\text{пкрп.10}} > 0$, то у першу чергу для компенсації у мережі 10 кВ застосовуємо встановлені на компресорній станції СД.

Максимальна потужність, що може бути генерована СД, визначається за їх номінальними параметрами:

$$Q_{\text{макс}} = \frac{n \cdot \alpha \cdot Q_{\text{сд.ном}}}{\eta} = \frac{4 \cdot 1,21 \cdot 327}{0,94} = 1683 \text{ квар;}$$

де n – кількість СД;

α – коефіцієнт найбільшого перевантаження СД по реактивній потужності;

$Q_{\text{сд.ном}}$ – номінальна реактивна потужність СД, квар;

η – коефіцієнт корисної СД.

Оскільки:

$$Q_{\text{макс}} = 1683 > Q_{\text{кв}} = 304 \text{ квар.}$$

то додаткове встановлення конденсаторних установок у мережі 10 кВ не потрібне.

Розрахунок балансу реактивної потужності для варіантів, що передбачають збільшену кількість цехових трансформаторів (зокрема, при їх числі $N_{\text{II}} = N_0 + 1$ та $N_{\text{III}} = N_0 + 2$) здійснюється за методикою, аналогічною до раніше описаної. Підсумкові результати цих розрахунків представлено в табл. 4.1.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		32

Таблиця 4.1 – Баланс реактивної потужності

Розрахунковий параметр	Одиниця вимірювання	Номер варіанту		
		1	2	3
N	шт.	12	13	14
Q_1	квар	1112,3	1536,8	2257,4
$Q_{\text{ку.нн}}$	квар	3372,0	2947,5	2226,9
$Q_{\text{ку.нн.ст}}$	квар	3350,0	2950,0	2300,0
$Q_{1.\text{ут}}$	квар	1134,3	1534,3	2184,3
$Q_{\text{ку.вн}}$	квар	304,0	704,0	1354,0
$Q_{\text{ку.вн}}$	квар	0,0	0,0	0,0
$Q_{\text{сд}}$	квар	390,0	780	1450
Всього	квар	4825,6	4815,6	4835,6
Різниця в балансах	квар	-86,0	-76,0	-96,0
cosφ на шинах 10 кВ ЦРУ	–	0,15	0,155	0,156

4.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

Варіант №1. Сумарні приведені витрати на компенсацію реактивної потужності:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{в1}} &= p_{\text{н}} \cdot (K_{\text{ку-0,4}} + K_{\text{ку-10}} + K_{\text{ктп}}) + (\Delta P_{\text{ку-0,4}} + \Delta P_{\text{ку-0,4}} + \Delta P_{\text{тп}}) \cdot c_0 \cdot \tau + B_{\text{сд1}} = \\
 &= 0,32 \cdot (1254,6 + 0 + 0) + (15,1 + 0 + 1,4) \cdot 8,8567 \cdot 10^{-3} \cdot 2998,4 + 0,16 = \\
 &= 839,82 \text{ тис. грн.},
 \end{aligned}$$

де $K_{\text{ку-0,4}}$ – вартість низьковольтних КУ:

$$K_{\text{ку-0,4}} = \sum N_{\text{ку-0,4},i} \cdot K_{\text{ку-0,4},i} = 6 \cdot 115,9 + 4 \cdot 96,4 + 2 \cdot 86,8 = 1254,6 \text{ тис. грн.}$$

$N_{\text{ку-0,4},i}$ – кількість комплектних КУ i -ї потужності;

$K_{\text{ку-0,4},i}$ – вартість комплектної КУ i -ї потужності;

$\Delta P_{\text{тп}}$ – активні втрати потужності в трансформаторах ЦТП при передаванні реактивної потужності через них:

$$\Delta P_{\text{тп}} = Q_{\text{п}}^2 \cdot R_{\text{ск}} / U_{\text{н}}^2 = 984,3^2 \cdot 1,42 \cdot 10^{-4} / 10^2 = 1,4 \text{ кВт},$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	33

де $R_{e.T}$ – еквівалентний опір трансформаторів

$$R_{e.T} = (\Delta P_{кз} \cdot U_H^2) / (N_{тр} \cdot S_{н.тр}^2) = (6,75 \cdot 10^2) / (12 \cdot 630^2) = 1,42 \cdot 10^{-4} \text{ КОМ.}$$

Втрати потужності в КУ 0,4 кВ:

$$\Delta P_{ку-0,4} = \Delta P_{пит} \cdot Q_{ку-0,4} = 0,0045 \cdot 3500 = 15,1 \text{ кВт.}$$

Вартість генерації реактивної енергії СД:

$$B_{сд1} = B_0 + B_1 \cdot Q_{сд} + B_2 \cdot Q_{сд}^2 = 0 + 0,40192 \cdot 0,39 + 0,08322 \cdot 0,39^2 = 157 \text{ грн.},$$

де B_1, B_2 – питомі витрати на генерацію реактивної потужності для групи із 4-х однакових СД:

$$B_1 = c_0 \left(\frac{D_1}{Q_{сд.ном}} + \frac{2D_2 Q_{пр}}{N \cdot Q_{сд.ном}^2} \right) = 7,5408 \left(\frac{5,16}{0,327} + \frac{2 \cdot 4,72 \cdot 1,7}{4 \cdot 0,327^2} \right) = 401,92 \text{ грн /Мвар};$$

$$B_2 = c_0 \frac{D_2}{N \cdot Q_{сд.ном}^2} = 7,5408 \frac{4,72}{4 \cdot 0,327^2} = 83,22 \text{ грн /Мвар}^2.$$

Незалежно від того генерує чи ні СД реактивну потужність, у його системі керування встановлюється регулятор збудження, тому його вартість не враховується, $B_0 = 0$ грн.

Подібним чином проводимо розрахунки для інших варіантів і заносимо їх результати до табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Річні приведені витрати на компенсацію реактивної потужності

№ п/п	Параметр	Одинця вимір.	Номер варіанту компенсації РП		
			1	2	3
1	N	шт.	12	13	14
2	$R_{ек} \cdot 10^{-4}$	КОМ	$1,42 \cdot 10^{-4}$	$1,31 \cdot 10^{-4}$	$1,22 \cdot 10^{-4}$
3	$\Delta P_{ку.нн}$	кВт	15,1	13,3	10,4
4	$\Delta P_{тп}$	кВт	1,4	3,1	5,8
5	$K_{ку.нн}$	тис. грн.	1254,6	1061,8	830,0
6	$K_{ктп}$	тис. грн.	-	588,9	1177,8
7	$B_{сд}$	тис. грн.	0,16	0,36	0,76
8	$ПВ$	тис. грн.	839,8	966,8	1081,4

З порівняння визначених приведених витрат:

$$П_{В1} = 839,81 < П_{В2} = 966,8 < П_{В3} = 1081,4 \text{ тис. грн.}$$

слідуює, що для варіанту №1 вони найменші.

З метою розміщення КУ 0,4 кВ на трансформаторній ПС, наприклад, ТП-2, знаходимо реактивну потужність, яку необхідно компенсувати у її мережі НН:

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_m \cdot K_s)^2 - P_n^2} = \sqrt{(2 \cdot 630 \cdot 0,7)^2 - 866,7^2} = 163,4 \text{ квар;}$$

$$Q_{КУ-0,4} = Q_{НН} - Q_1 = 866,7 - 163,4 = 511,6 \text{ квар.}$$

Приймаємо до встановлення на ТП-2 КУ загальною потужністю 500 квар. Так як, ТП-2 двотрансформаторна, то встановлюємо дві КУ УКРМ-0,4-250/25-6-У3.

Подібним чином проводимо розрахунки для інших цехових ТП і заносимо їх до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Вибір параметрів і місця розташування КУ 0,4 кВ

№ ТП	N_{TP}	P_p , кВт	Q_p , квар	Q_l , квар	$Q_{кп}$, квар	$N_{ку}$	Тип БК	$\Sigma Q_{ку}$, квар	$k_{э.т}$	S , кВА
Варіант I										
ТП-1	2	825,0	834,3	311,8	522,5	2	УКРМ-0,4-250/25-6-У3	500,0	0,70	0,707
ТП-2	2	866,7	674,9	163,4	511,6	2	УКРМ-0,4-250/25-6-У3	500,0	0,70	0,70
ТП-3	2	880,8	567,8	156,6	411,2	2	УКРМ-0,4-200/25-6-У3	400,0	0,71	0,71
ТП-4	2	866,1	809,5	166,9	642,6	2	УКРМ-0,4-325/25-6-У3	650,0	0,70	0,70
ТП-5	2	869,6	822,1	147,4	674,8	2	УКРМ-0,4-325/25-6-У3	650,0	0,70	0,70
ТП-6	2	865,5	775,6	169,6	606,0	2	УКРМ-0,4-325/25-6-У3	650,0	0,69	0,69
Всього	12	5173,8	4484,3	1115,7	3368,7	12		3350,0		
Варіант II										
ТП-1	2	825,0	834,3	832,1	2,2	-	-	-	0,62	1173,3
ТП-2	2	866,7	674,9	163,4	511,6	2	УКРМ-0,4-250-/25-6-У3	500,0	0,70	884,2
ТП-3	2	880,8	567,8	46,4	521,5	2	УКРМ-0,4-200/25-6-У3	500,0	0,70	883,4
ТП-4	2	866,1	809,5	166,9	642,6	2	УКРМ-0,4-325/25-6-У3	650,0	0,70	880,6
ТП-5	2	869,6	822,1	147,4	674,8	2	УКРМ-0,4-325/25-6-У3	650,0	0,70	886,5
ТП-6	2	865,5	775,6	169,6	606,0	2	УКРМ-0,4-325/25-6-У3	650,0	0,69	874,6
Всього	12	5173,8	4484,3	1525,7	2958,6	10		2950,0		
Варіант III										
ТП-1	2	825,0	834,3	884,5	-50,3	-	-	-	0,621	1173,3
ТП-2	2	866,7	674,9	163,4	511,6	2	УКРМ-0,4-250/25-6-У3	500,0	0,702	884,2
ТП-3	2	880,8	567,8	46,4	521,5	2	УКРМ-0,4-200/25-6-У3	500,0	0,701	883,4
ТП-4	2	866,1	809,5	166,9	642,6	2	УКРМ-0,4-325/25-6-У3	650,0	0,699	880,6
ТП-5	2	869,6	822,1	813,4	8,8	-	-	-	0,633	1196,7
ТП-6	2	865,5	775,6	169,6	606,0	2	УКРМ-0,4-325/25-6-У3	650,0	0,694	874,6
Всього	12	5173,8	4484,3	2244,1	2240,2	10		2950,0		

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата						35

5 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

5.1 Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових підстанцій

Для цехових мереж 10 кВ заводу прийнято двотрансформаторні підстанції, це рішення зумовлено переважною кількістю споживачів другої категорії за надійністю електропостачання, зосередженістю навантажень, двозмінним режимом роботи та відсутністю складського резерву трансформаторів.

Кількість $N_{\text{тр}}$ та одиничну потужність $S_{\text{т.ном}}$ трансформаторів визначено за розрахунковим навантаженням заводу S_p і коефіцієнтами завантаження k_3 .

Відповідно, для 6 цехових ПС прийнято 12 трансформаторів ($N_{\text{тр}} = 12$) з одиничною потужністю $S_{\text{т.ном}} = 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ кожен.

Правильність виконаного вибору перевірялась за допомогою методу питомої густини навантаження [3]. Згідно з яким, питома густина навантаження визнається за формулою

$$S_{\text{п}} = \frac{S_p}{F} = \frac{4818,7}{51268,9} \approx 0,091 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2.$$

Оскільки $S_{\text{п}} \approx 0,091 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2 < 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$, то економічно доцільна номінальна потужність цехових трансформаторів складає $S_{\text{н.с}} = 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.

Тоді, Розрахункова кількість трансформаторів:

$$N_{\text{тр}} = \frac{S_p}{k_3} = \frac{4818,7}{51268,9} = 11,3 \text{ од.}$$

Отже, попередньо прийнята до розгляду кількість цехових трансформаторів правильна.

Обрані трансформатори ТМГ-630/10/0,4 були перевірені за допустимим аварійним перевантаження за умовою:

$$S_{\text{т.ном}} \cdot k_{\text{п}} > S_{\text{ав.р}}$$

де $k_{\text{п}}$ – для двотрансформаторних ПС дорівнює 1,4;

$S_{\text{ав.р}}$ – розрахункова аварійна потужність, кВ·А.

Детальний вибір та перевірка для кожної ПС заводу наведені у табл. 5.1.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					36

Таблиця 5.1. Вибір трансформаторів ЦТП заводу будівельних матеріалів і конструкцій

№ ТП	Назва споживача	Категорія ЕП	S_p , кВт	$k_{з,д}$	$k_{з,ав}$	$S_{p,т}$, кВА	Кільк. ПС	Кількість та тип трансформаторів, кВА	$k_{п}$	$S_{н.г} \cdot k_n > S_{ав,р}$
1	Насосна станція II підйому	II								
	Ремонтно-механічний цех	III								
	Компресорна станція	I								
	Склад готової продукції №1	III								
	Склад готової продукції №2	III								
	<i>Підсумок по ТП №1</i>		890,2	0,71	1,41	445,1	1	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 ≈ 890,2
2	Склад заповнювачів	II								
	Цех пінобетону	II								
	Котельня	II								
	<i>Підсумок по ТП №2</i>		884,2	0,70	1,40	442,1	1	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 ≈ 884,2
3	Деревообробний цех	II								
	Гідальня	III								
	Адмінбудинок	III								
	<i>Підсумок по ТП №3</i>		896,6	0,71	1,42	448,3	1	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 ≈ 896,6
4	Цех залізобетонних виробів	II								
	Склад цементу	II								
	Відділення гасіння вапна	II								
	<i>Підсумок по ТП №4</i>		877,7	0,70	1,39	438,8	1	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 > 877,7
5	Арматурний цех	II								
	Склад арматурної сталі	III								
	Цех помелу	II								
	<i>Підсумок по ТП №5</i>		881,4	0,70	1,40	440,7	3	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 > 881,4
6	Цех будівельних сумішей									
	Цех теплоізоляції	III								
	Склад МТБ									
	<i>Підсумок по ТП №6</i>		875,2	0,69	1,39	437,6	1	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 > 857,2

5.2 Місця розташування ЦТП

Цехові трансформаторні підстанції (ТП) поділяються на прибудовані, вбудовані, внутрішньоцехові та окремо розташовані. Прибудовані ТП безпосередньо примикають до будівлі виробничого цеху. Вбудована підстанція інтегрована в загальний контур будівлі. Внутрішньоцехова ТП розміщується всередині виробничого приміщення, відкрито або в окремому закритому приміщенні. Встановлення внутрішньоцехових ПС допускається у приміщеннях із виробничими категоріями Г і Д.

Не можна встановлювати ПС у приміщеннях із вологими технологічними процесами без спеціальних заходів для захисту обладнання. Також заборонено розміщувати ПС над і під приміщеннями (площею, що не перевищує площу ПС), де понад 50 осіб можуть перебувати більше однієї години.

Вибір місця розташування цехових ТП залежить від споживаної потужності, типу та характеру технологічного обладнання, а також його розміщення на генеральному плані заводу. Основний принцип розміщення цехових ТП полягає в їх максимальному наближенні до споживачів електроенергії в мережі 0,4 кВ. З огляду на це, підстанції встановлюються безпосередньо у виробничих приміщеннях цехів, орієнтуючись на зони найбільшої концентрації електричних навантажень. Таке розміщення трансформаторів дає змогу скоротити довжину електричних мереж напругою 0,4 кВ та істотно зменшити в них втрати потужності й електроенергії.

Прибудовані до цеху ПС застосовують для цехів малої ширини, у випадках, коли частина навантажень розташована поза межами цеху, або за наявності труднощів із розміщенням підстанції всередині виробничого приміщення. Камери з маслонаповненими трансформаторами прибудованих ПС повинні мати вихід безпосередньо назовні будівлі.

На заводі будівельних матеріалів цехові ПС реалізовані як прибудовані до виробничих цехів із максимальним розрахунковим навантаженням, за винятком ТП №3, яка є вбудованою у деревообробний цех.

Улаштування прибудованих та внутрішньоцехових ПС проводиться індивідуально для кожного конкретного цеху. Таке рішення ґрунтується на комплексному аналізі низки чинників, зокрема: архітектурно-будівельних та експлуатаційних вимог, особливостей конфігурації виробничих приміщень та схеми розміщення технологічного устаткування. Окрім цього, обов'язково враховуються умови навколишнього середовища, потреби в охолодженні обладнання підстанції, а також чинні норми пожежної та електричної безпеки.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					38

6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

6.1 Розрахунок струмів КЗ у мережі 10 кВ

Струми короткого замикання (КЗ) були розраховані для обґрунтованого вибору та подальшої перевірки електричного обладнання, зокрема електроапаратів і кабельних ліній. При оцінці динамічної та термічної стійкості провідників і апаратів основним розрахунковим видом вважається трифазне коротке замикання.

У даному випадку розрахунок струмів КЗ виконано для магістральної лінії КЛ-9–КЛ-11 в режимі максимального навантаження (див. рис. 6.1). Для інших характерних розрахункових точок мережі результати обчислень зведено до табл. 6.1.

Для проведення розрахунків прийнято такі базисні величини: напруга $U_6 = 10,5$ кВ та потужність $S_6 = 500$ МВ·А. Відповідно, базисний струм становитиме:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{cp}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 27,5 \text{ кА.}$$

Параметри схеми заміщення СЕП заводу (рис. 6.2):

- опір системи

$$x_{c*} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с} \cdot U_{cp}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 8,1 \cdot 10,5} = 3,39 \text{ в.о.};$$

- кабельних ліній:

КЛ-1:

$$r_{кл1*} = \frac{r_0}{2} \cdot l_{кл1} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = \frac{0,258}{2} \cdot 3,2 \cdot \frac{500}{10,5^2} = 1,872 \text{ в.о.};$$

$$x_{кл1*} = \frac{x_0}{2} \cdot l_{кл1} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = \frac{0,081}{2} \cdot 3,2 \cdot \frac{500}{10,5^2} = 0,588 \text{ в.о.};$$

КЛ-9:

$$r_{кл9*} = r_0 \cdot l_{кл9} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,443 \cdot 0,15 \cdot \frac{500}{10,5^2} = 0,301 \text{ в.о.};$$

$$x_{кл9*} = x_0 \cdot l_{кл9} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,086 \cdot 0,15 \cdot \frac{500}{10,5^2} = 0,059 \text{ в.о.};$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	39

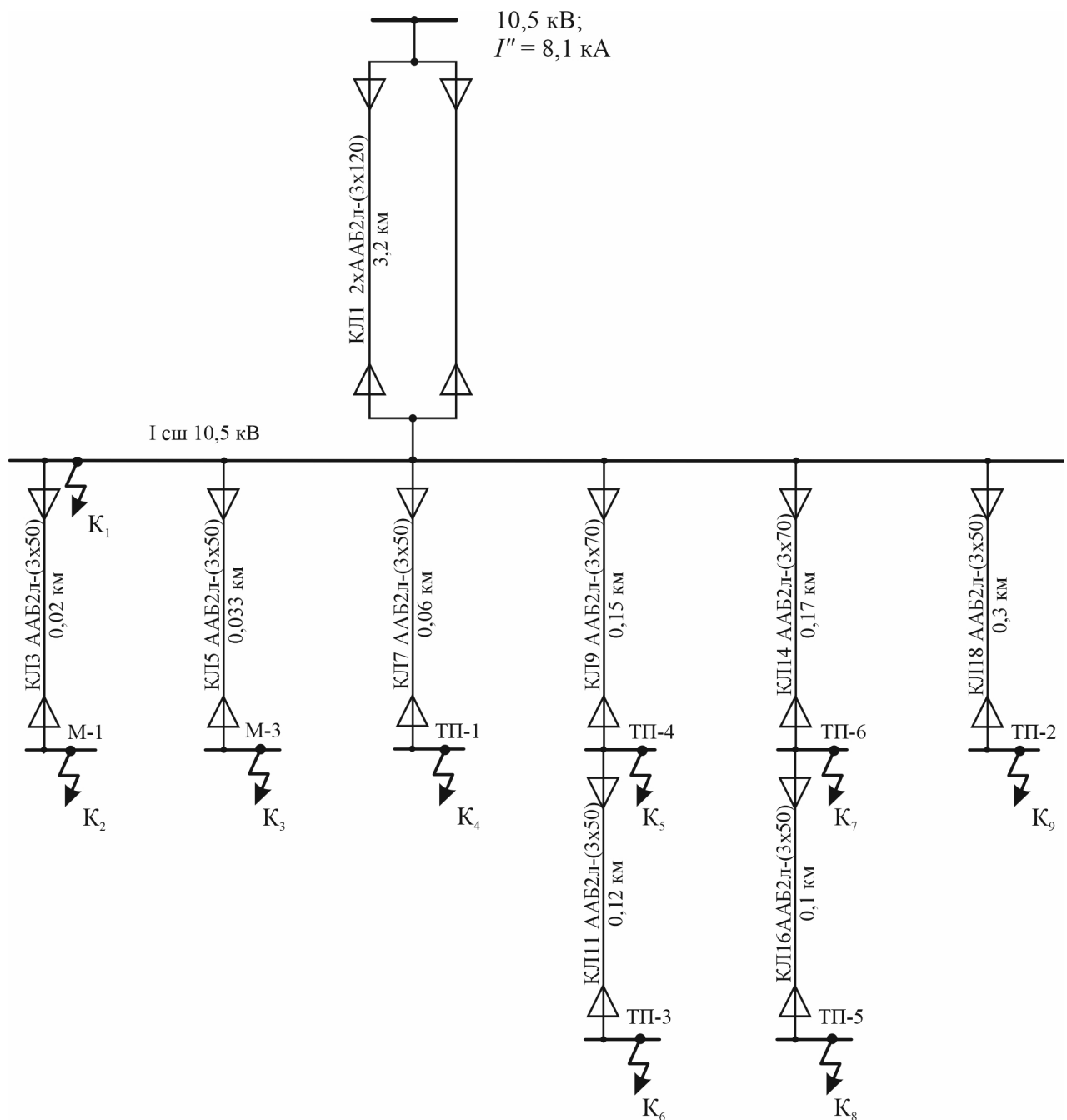


Рисунок 6.1 – Розрахункова схема системи електропостачання заводу (I сш. 10 кВ, ЦРУ)

КЛ-11:

$$r_{\text{кл11}*} = r_0 \cdot l_{\text{кл11}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,62 \cdot 0,12 \cdot \frac{500}{10,5^2} = 0,337 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{кл11}*} = x_0 \cdot l_{\text{кл11}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,086 \cdot 0,12 \cdot \frac{500}{10,5^2} = 0,047 \text{ в.о.};$$

де r_0 – питомий омичний опір струмопровідної жили КЛ, Ом/км;

x_0 – питома реактивність КЛ, Ом/км;

l – довжина кабельної лінії, км.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	40

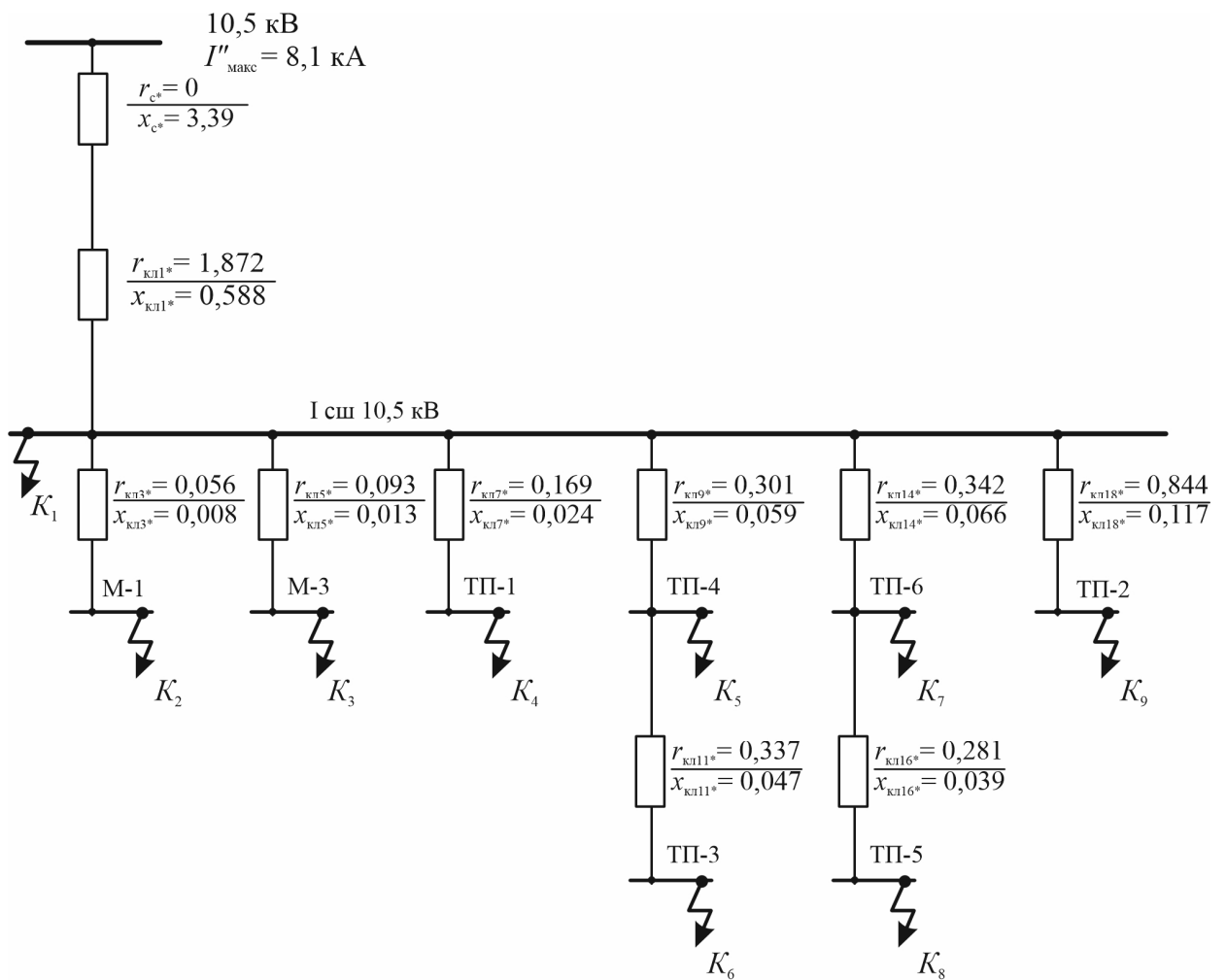


Рисунок 6.2 – Схема заміщення СЕП заводу (I сш. 10 кВ, ЦРУ)

Сумарні опори в намічених точках КЗ:

- K_1 :

$$r_{рез1*} = r_{кп1*} = 1,872 \text{ в.о.};$$

$$x_{рез1*} = x_{c*} + x_{кп1*} = 3,39 + 0,588 = 3,982 \text{ в.о.};$$

$$z_{рез1*} = \sqrt{r_{рез1*}^2 + x_{рез1*}^2} = \sqrt{1,872^2 + 3,982^2} = 4,40 \text{ в.о.};$$

- K_5 :

$$r_{рез5*} = r_{рез1*} + r_{кп5*} = 1,872 + 0,301 = 2,173 \text{ в.о.};$$

$$x_{рез5*} = x_{рез1*} + x_{кп9*} = 3,982 + 0,055 = 4,040 \text{ в.о.};$$

$$z_{рез5*} = \sqrt{r_{рез5*}^2 + x_{рез5*}^2} = \sqrt{2,173^2 + 4,040^2} = 4,588 \text{ в.о.};$$

- K_6 :

$$r_{рез6*} = r_{рез5*} + r_{кп11*} = 2,173 + 0,337 = 2,511 \text{ в.о.};$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		41

$$x_{\text{рез6*}} = x_{\text{рез5*}} + x_{\text{кл11*}} = 4,040 + 0,047 = 4,087 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{рез6*}} = \sqrt{r_{\text{рез6*}}^2 + x_{\text{рез6*}}^2} = \sqrt{2,511^2 + 4,087^2} = 4,797 \text{ в.о.}$$

Ударні коефіцієнти для намічених точках КЗ:

$$k_{y1} = 1 + e^{(-0,01/T_{a1})} = 1 + e^{(-0,01/0,0029)} = 1,031;$$

$$k_{y5} = 1 + e^{(-0,01/T_{a5})} = 1 + e^{(-0,01/0,0028)} = 1,028;$$

$$k_{y6} = 1 + e^{(-0,01/T_{a6})} = 1 + e^{(-0,01/0,0027)} = 1,025;$$

де T_a – час згасання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_{a1} = \frac{x_{\text{рез1}}}{\omega \cdot r_{\text{рез1}}} = \frac{3,982}{314,16 \cdot 1,872} = 0,0029 \text{ с};$$

$$T_{a5} = \frac{x_{\text{рез5}}}{\omega \cdot r_{\text{рез5}}} = \frac{4,040}{314,16 \cdot 2,173} = 0,0028 \text{ с};$$

$$T_{a6} = \frac{x_{\text{рез6}}}{\omega \cdot r_{\text{рез6}}} = \frac{4,087}{314,16 \cdot 2,511} = 0,0027 \text{ с.}$$

Надперехідний струм:

$$I_1'' = \frac{E_* \cdot I_{\text{б}}}{z_{\text{рез1*}}} = \frac{1 \cdot 27,5}{4,040} = 6,25 \text{ кА};$$

$$I_5'' = \frac{E_* \cdot I_{\text{б}}}{z_{\text{рез5*}}} = \frac{1 \cdot 27,5}{4,588} = 5,99 \text{ кА};$$

$$I_6'' = \frac{E_* \cdot I_{\text{б}}}{z_{\text{рез6*}}} = \frac{1 \cdot 27,5}{4,797} = 5,73 \text{ кА};$$

де E'' – надперехідна ЕРС [7].

Ударні струми:

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} k_{\text{уд1}} \cdot I_1'' = \sqrt{2} \cdot 1,031 \cdot 6,25 = 9,11 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд5}} = \sqrt{2} k_{\text{уд5}} \cdot I_5'' = \sqrt{2} \cdot 1,028 \cdot 5,99 = 8,71 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд6}} = \sqrt{2} k_{\text{уд6}} \cdot I_6'' = \sqrt{2} \cdot 1,025 \cdot 5,73 = 8,31 \text{ кА.}$$

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата						42

Складова струму КЗ, що створює СД:

$$I''_{\text{сд}} = \frac{n \cdot E''_{\text{сд}^*} \cdot I_2}{x''_{\text{д}}} = \frac{2 \cdot 1,053 \cdot 0,043}{0,129} = 0,69 \text{ кА};$$

де n – кількість синхронних двигунів, підключених до I шв 10 кВ ЦРУ;

$E''_{\text{сд}^*}$ – над перехідна ЕРС СД:

$$\begin{aligned} E''_{\text{сд}^*} &= \sqrt{(U_{*(0)} \cdot \cos\varphi_1)^2 + (U_{*(0)} \cdot \sin\varphi_1 + I_{(0)^*} \cdot x''_{\text{д}^*})^2} = \\ &= \sqrt{(1 \cdot 0,98)^2 + (1 \cdot 0,199 + 1 \cdot 0,129)^2} = 1,053; \end{aligned}$$

$x_{\text{д}^*}$ – повздовжній надперехідний опір СД

$$x_{\text{д}^*} = \frac{1}{I_{\text{п}^*}} \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{п}^*}}{I_{\text{п}^*}}\right)^2} = \frac{1}{7,6} \sqrt{1 - \left(\frac{1,5}{7,6}\right)^2} = 0,129;$$

$M_{\text{п}^*}$, $I_{\text{п}^*}$ – пускові, відповідно, момент і струм СД, в.о.;

I_2 – номінальний струм двигуна

$$I_2 = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot \eta} = \frac{0,695}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,94} = 42,7 \text{ А.}$$

По кривих приведених у [8] визначаємо ударний коефіцієнт СД $k_{\text{уд}} = 1,91$.

Складова ударного струму в місці ушкодження, яку створюють СД

$$i_{\text{уд.сд}} = \sqrt{2}k_{\text{уд.сд}} \cdot I_{\text{сд}} = \sqrt{2} \cdot 1,91 \cdot 0,69 = 1,86 \text{ кА.}$$

Результуючі значення струмів КЗ у відповідних розрахункових точках:

$$I''_{1\Sigma} = I''_1 + I''_{\text{сд}} = 6,25 + 0,69 = 6,94 \text{ кА};$$

$$I''_{5\Sigma} = I''_5 + I''_{\text{сд}} = 5,99 + 0,69 = 6,68 \text{ кА};$$

$$I''_{6\Sigma} = I''_6 + I''_{\text{сд}} = 5,73 + 0,69 = 6,42 \text{ кА};$$

$$i_{1,\text{уд}\Sigma} = i_1 + i_{\text{уд.сд}} = 9,11 + 1,86 = 10,97 \text{ кА};$$

$$i_{5,\text{уд}\Sigma} = i_5 + i_{\text{уд.сд}} = 8,71 + 1,86 = 10,57 \text{ кА};$$

$$i_{6,\text{уд}\Sigma} = i_6 + i_{\text{уд.сд}} = 8,31 + 1,86 = 10,17 \text{ кА.}$$

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата						43

$k_{ав, доп}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження кабелю на час ліквідації аварії 6 год, згідно [1] – 1,25, за умови, що

$$k_з = I_p / I'_{доп} = 26,4 / 128,8 = 0,21 \leq 0,6.$$

Мінімальний переріз кабелю підключеного до шин ЦРУ 10 кВ, який задовольняє умові термічної стійкості:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} = \frac{1}{100} \sqrt{22,0 \cdot 1000} = 51,1 \text{ мм}^2,$$

де B_k – термічний імпульс

$$B_k = I''^2 (t_b + T_a) = 6,94^2 \cdot (0,542 + 0,0028) = 26,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Приймаємо до підключення до ЦРУ 10 кВ кабелі з перерізом не менше 50 мм².

Попередньо вибрані кабелі ААБ2л-(3х50) для КЛ-7 задовольняють всім технічним і умовам.

Мінімальний переріз кабелю підключеного до шин ЗРУ 10 кВ ПС енергосистеми, який задовольняє умову термічної стійкості:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} = \frac{1}{100} \sqrt{135,9 \cdot 1000} = 116,6 \text{ мм}^2;$$

$$B_k = I_{п.о}^2 (t_{відк} + T_{ал}) = 8,1^2 (2,042 + 0,03) = 135,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $I_{п.о}$ – струм КЗ на шинах 10 кВ живлячої ПС.

Перевірка:

$$F_{min} = 116,6 < F_{кл} = 2 \times 120 \text{ мм}^2.$$

Методика вибору перетину інших КЛ 10 кВ розподільної мережі заводу аналогічна наведеній, тому їх вибір виконано у вигляді табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Вибір КЛ 10 кВ

№ КЛ	№ ЕП	l, км	I _p , А	I _д , А	k _л	I _д , А	k _з	k _{д.ав.п}	k _{ап}	I _{ав} , А	I _{д.ав} , А	Тип КЛ
3	М1	0,020	44,6	132	1,00	132,0	0,34	1	1,0	44,6	< 132,0	ААБ2л-(3х50)
4	М2	0,025	44,6	132	1,00	132,0	0,34	1	1,0	44,6	< 132,0	ААБ2л-(3х50)
5	М3	0,033	44,6	132	1,00	132,0	0,34	1	1,0	44,6	< 132,0	ААБ2л-(3х50)
6	М4	0,040	44,6	132	1,00	132,0	0,34	1	1,0	44,6	< 132,0	ААБ2л-(3х50)
7, 8	ТП-1	0,060	26,4	134	0,92	123,3	0,21	1,25	2,0	52,9	< 154,1	ААБ2л-(3х50)
9, 10	ТП-4	0,150	50,0	162	0,81	131,2	0,38	1,25	2,0	100,0	< 164,0	ААБ2л-(3х70)
11, 12	ТП-3	0,120	26,4	134	0,92	123,3	0,21	1,25	2,0	52,9	< 154,1	ААБ2л-(3х50)
14, 15	ТП-6	0,170	55,9	162	0,81	131,2	0,43	1,25	2,0	111,7	< 164,0	ААБ2л-(3х50)
16, 17	ТП-5	0,100	26,4	134	0,92	123,3	0,21	1,25	2,0	52,7	< 154,1	ААБ2л-(3х70)
18, 19	ТП-2	0,300	26,1	134	0,81	108,5	0,24	1,25	2,0	52,1	< 135,7	ААБ2л-(3х50)

6.3 Вибір високовольтного електрообладнання

Високовольтне обладнання вибираємо за номінальними умовами, після чого обов'язково перевіряємо його на електродинамічну та термічну стійкість при КЗ. Результати вибору були оформлені у вигляді таблиць: у лівий стовбець записані розрахункові параметри, а у правий – каталожні дані обладнання, що вибирається. Електричний апарат вважається таким, що відповідає вимогам, якщо його паспортні характеристики перевищують розрахункові значення.

6.3.1. Вибір вимикачів

Розглянемо вибір лінійного вимикача для розподільного пристрою (РП) 10 кВ підстанції (ПС) енергосистеми. Як лінійний вимикач для лінійної комірки ПС попередньо обрано модель ВР1-10-20/630У2. Перевірку правильності цього вибору наведено в табл. 6.3.

Таблиця 6.3. Вибір ввідного вимикача

Розрахункові дані	Каталожні параметри вимикача
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{макс} = 12 \text{ кВ}$
$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{6822,4}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 187,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{макс} = k_{а.п} \cdot I_p = 2 \cdot 187,8 = 375,6 \text{ А}$	
$I_{пт} \approx I''_{кз.с} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.т} = \sqrt{2}I'' \cdot e^{-\tau/\tau_a} = \sqrt{2} \cdot 10,2 \cdot e^{-0,052/0,03} = 2,55 \text{ кА}$	$\frac{\sqrt{2}\beta_H I_{вим.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30 \cdot 20}{100} = 8,5 \text{ кА}$
$I''_{кз.с} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I''_{кз.с} = \sqrt{2}(1 + e^{-0,01/0,03}) \cdot 8,1 = 19,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = I''^2(t_{відк} + T_{a1}) = 8,1^2(2,042 + 0,03) = 135,9 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = I_{т.н}^2 \cdot t_{т.н} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

де τ – найменший час від КЗ до початку розходження контактів:

$$\tau = t_{з.мін} + t_{в.ч} = 0,01 + 0,042 = 0,052 \text{ с};$$

$t_{в.ч}$ – повний час вимикання вимикача

$$t_{в} = t_{в.ч} + t_{рз.макс} = 0,042 + 2 = 2,542 \text{ с}.$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		46

Отже, вимикач ВР1-10-20/630У2 відповідає всім необхідним умовам, тому приймається до встановлення.

Детальний вибір секційного вимикача (СВ) та вимикачів відходячих ліній ЦРУ 10 кВ не проводився. Таке рішення базується на тому, що розрахункові струми КЗ для відповідних приєднань є меншими, а вимикачі серії ВР1 з меншим номінальним струмом відсутні. У зв'язку з цим, як секційний, так і лінійні вимикачі також прийнято типоміналу ВР1-10-20/630У2.

6.3.2 Вибір вимикачів навантаження

Критерії вибору вимикачів навантаження у загальному збігаються з вимогами для силових вимикачів. Однак, при перевірці вимикача навантаження за вимикаючою здатністю, розрахунковим є максимальний струм, а не струм (КЗ).

Попередньо як вимикач навантаження обрано модель ВНР-10/400-10зУ3. Процедуру його вибору наведено в табл. 6.4.

Під час розрахунку термічного імпульсу для вимикача навантаження береться до уваги середній час спрацювання запобіжника, який становить $t_b = 0,008$ с.

Таблиця 6.4. Вибір вимикача навантаження

Розраховані параметри	Каталожні дані вимикача навантаження
$U_{дій} = 10,5$ кВ	$U_{макс} = 12$ кВ
$I_{р.кл-14} = \frac{S_{р.тп-6}}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{889,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 24,5$ А	$I_{відкл.ном} = 400$ А
$I_{р.ав.кл-14} = k_{ап} \cdot I_{р.кл-14} = 2 \cdot 24,5 = 49,0$ А	$I_{відкл.макс} = 800$ А
$i_{уд} = 10,5$ А	$i_{дин.ном} = 25$ кА
$B_k = I''^2(t_b + T_a) = 6,65^2 \cdot (0,008 + 0,0028) = 0,48$ кА ² ·с	$I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 10^2 \cdot 1 = 100$ кА ² ·с

Отже, обираємо вимикач навантаження марки ВНР-10/400-10зУ3.

6.3.3. Вибір високовольтних запобіжників

Попередньо вибираємо, запобіжник серії ПКТ102-10-50-12,5У3 з номінальним струмом патрона $I_{п.ном} = 100$ А і струмом плавкої вставки $I_{п.в} = 50$ А.

Перевірка вірності вибору запобіжника проведена у табл. 6.5.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		47

Таблиця 6.5. Вибір запобіжника

Розрахункові параметри	Каталожні дані запобіжника
$U_{\text{дій}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{макс}} = 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{р}} = 24,5, \text{ А}$	$I_{\text{пв.ном}} = 50 \text{ А}$
$I_{\text{макс}} = 49, \text{ А}$	$I_{\text{пв.ном}} = 50 \text{ А}$
$I'' = 6,59 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 12,5 \text{ кА}$

6.3.4. Вибір трансформаторів власних потреб

До числа споживачів власних потреб (СВП) центральної розподільної установки 10 кВ заводу належать наступні: нагрівачі для опалення приміщень, стільники робочого та аварійного освітлення, нагрівачі шаф комплектного розподільного пристрою, блоки живлення кіл оперативного струму.

Через порівняно невелику сумарну потужність СВП, їх живлення організовано від мережі 0,4 кВ через трансформатори власних потреб (ТВП).

Розрахунок сумарного навантаження СВП для ЦРУ 10 кВ наведено у табл. 6.6 [5, 6]. Розрахункове навантаження визначаємо за результатами цього розрахунку, враховуючи коефіцієнт попиту:

$$S_{\text{р}} = k_{\text{п}} \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \cdot 15,8 = 12,6 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту.

Так, для забезпечення надійного живлення СВП на підстанціях без постійного обслуговуючого персоналу, при встановленні 2-х ТВП, потужність кожного з них $S_{\text{т.ном}}$ бути більшою за загальне розрахункове навантаження

$$S_{\text{т.ном}} \geq S_{\text{р}}.$$

Таким чином, приймаємо до встановлення трансформатори ТСКС-16/10:

$$S_{\text{т.ном}} = 16 > S_{\text{р.свп}} = 12,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 6.6. Розрахунок потужності СВП

Вид споживача	Установлена потужність, кВт		tgφ	Споживана потужність	
	одиниці	сумарна		$P_{\text{у}}$, кВт	$Q_{\text{у}}$, квар
Опалення, освітлення ЗРУ	-	5,0	0,0	5,0	0,0
Підігрів шаф КРУ	$0,6 \times 8$	4,8	0,0	4,8	0,0
Споживання оперативними колами	-	2,0	0,0	2,0	0,0
Підігрів шаф РЗ	$0,5 \times 8$	4,0	0,0	4,0	0,0
Підсумок				15,8	0,0

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		48

6.3.4 Вибір трансформаторів струму

Приймаємо до розгляду трансформатор струму TCS2-12-400//5, встановлення якого планується в лінійній шафі ЗРУ 10 кВ ПС енергосистеми. Перевірка вірності вибору трансформатора струму (ТС) проведена в табл. 6.7.

Таблиця 6.7. Вибір трансформатору струму

Розраховані параметри	Технічні характеристики трансформатора струму
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12,0 \text{ кВ}$
$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{6822,4}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 187,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$I_{макс} = k_{а.п} \cdot I_p = 2 \cdot 187,8 = 375,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
Клас точності 0,5S	0,5S
$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I''_{кз.с} = \sqrt{2}(1 + e^{-0,01/0,03}) \cdot 8,1 = 19,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 72 \text{ кА}$
$B_k = I''^2(t_{відк} + T_{ал}) =$ $= 8,1^2(2,042 + 0,03) = 135,9 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 14,4^2 \cdot 3 = 662 \text{ кА}$
$Z_2 = 0,155 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,2 \text{ Ом}$

Опір проводів, що з'єднують прилади обліку та вимірювання з ТС:

$$r'_{пров} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_{кон} = 0,2 - 0,045 - 0,05 = 0,105 \text{ Ом};$$

$r_{прил}$ – опір прилади обліку та вимірювання, що підключені до ТС:

$$r_{прил} = S_{прил}/I_2^2 = 0,225 / 5^2 = 0,045 \text{ Ом};$$

де $r_{кон}$ – опір контактів, приймаємо 0,05 Ом [5, 6];

$S_{прил}$ – споживана приладами потужність, В·А.

Вибір приладів проведено згідно [5, 6]. Сумарне вторинне навантаження ТС визначено в табл. 6.8.

Переріз з'єднувальних проводів:

$$s'_{пр} = \frac{\rho_{Cu} \cdot l_{роз}}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 9}{0,105} = 1,5 \text{ мм}^2,$$

де $l_{роз}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$$l_{роз} = \sqrt{3}k_{п} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 6 = 9 \text{ м};$$

$k_{п}$ – коефіцієнт пропорційності.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		49

Таблиця 6.8. Навантаження вторинної обмотки ТС

Прилад	Марка приладу	Навантаження фаз ТС, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е-377	0,100	0,100	0,100
Лічильник електроенергії	Landis&Gyr ZFY405	0,125	0,125	0,125
Всього		0,225	0,225	0,225

Згідно ПУЕ [1] приймаємо $s = 2,5 \text{ мм}^2$, тоді реальний опір проводів складе:

$$r_{\text{пр}} = \rho_{\text{Cu}} \cdot l_{\text{роз}} / s_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot 9 / 2,5 = 0,06 \text{ Ом};$$

Дійсне вторинне навантаження ТС:

$$Z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{прил}} + r_{\text{кон}} = 0,06 + 0,045 + 0,05 = 0,155 \text{ Ом}.$$

Отже, попередньо вибраний ТС ТС2-12-400//5 приймаємо до установки.

Вибір ТС для інших споживачів електроенергії заводу аналогічний та проведений у вигляді табл. 6.9-6.11.

Таблиця 6.9. Потужність навантажень ТС

Прилади	Місце встановлення приладів					
	Ввід ЦРУ, СВ			КЛІ-3 – КЛІ-19		
	Навантаження В·А			Навантаження В·А		
	А	В	С	А	В	С
Амперметр Е-377	0,1	-	0,1	0,1	-	0,1
Лічильник НІК2303	-	-	-	0,05	-	0,05
Всього	0,1	-	0,1	0,15	-	0,15

Таблиця 6.10. Вторинне навантаження ТС

Призначення ТС	$r_{\text{прил}}$, Ом	$r'_{\text{пров}}$, Ом	s , мм ²	$l_{\text{роз}}$, м	$r_{\text{пров}}$, Ом	Z_2 , Ом
Ввідна шафа ЦРУ, СВ	0,004	0,146	2,5	9,0	0,063	0,117
КЛІ 3, 4, 7-10	0,006	0,144	2,5	9,0	0,063	0,12

Таблиця 6.11. Вибір ТС

Умова вибору ТС	Од. вим.			
		Ввід ЦРУ	СВ	КЛІ4, 15
$U_{\text{уст}} < U_{\text{мах}}$	кВ	10 < 12		
$I_{\text{р}} < I_{\text{ном}}$	А	196,9 < 400	196,7 < 200	55,9 < 150
$I_{\text{ав}} < I_{\text{ном}}$	А	393,8 < 400	196,7 < 200	111,7 < 150
Клас точності	-	1,0		
$i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}$	кА	10,97 < 72	10,97 < 36	
$B_{\text{к.р}} < B_{\text{к.н}}$	кА ² ·с	74,4 < 14,4 ² ·3 = 622	50,3 < 7,2 ² ·3 = 155	26,2 < 7,2 ² ·3 = 155
$Z_2 < Z_{\text{ном}}$	Ом	0,117 < 0,2		0,12 < 0,2
Марка ТС		ТС2-12-400//5	ТС2-12-200//5	ТС2-12-150//5

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	Арк.
					50

продовження табл. 6.11.

Умова вибору ТС	Од. вим.			
		КЛ9, 10	КЛ-7, 8, 18, 19	КЛ-3 – КЛ-6
$U_{уст} < U_{max}$	кВ	10 < 12		
$I_p < I_{ном}$	А	50 < 100	24,5 < 75	44,5 < 60
$I_{ав} < I_{ном}$	А	100 = 100	48,6 < 75	44,5 < 60
Клас точності	-	1,0		
$i_{уд} < i_{дин}$	кА	10,97 < 18,5		
$B_{к.р} < B_{к.н}$	кА ² ·с	26,2 < 3,7 ² ·3 = 41,1		
$Z_2 < Z_{ном}$	Ом	0,12 < 0,2		
Марка ТС		TCS2-12-100//5	TCS2-12-75//5	TCS2-12-60//5

6.3.5. Вибір трансформаторів напруги

Перелік необхідного обладнання та приладів для однієї системи шин визначено відповідно до [5, 6]; як трансформатор напруги (ТН) для подальшого аналізу розглядається модель НАМІ-10.

Розрахунок сумарного навантаження вторинної вимірювальної обмотки для цього ТН наведено в табл. 6.12, а дані для його вибору – в табл. 6.13.

Таблиця 6.12. Вторинне навантаження ТН

Прилади обліку та вимірювання	Марка приладу	S, В·А	Число приладів	Загальна споживана потужність, В·А
Лічильник електроенергії	НИК2303	10,0	6	60,0
Вольтметр	Е377	2,0	1	2,0
Всього				62,0

Таблиця 6.13. Вибір трансформатора напруги

Розрахункові параметри	Умова вибору	Каталожні параметри ТН
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ
Y ₀ /Y ₀ / Δ-0	Схема з'єднань:	Y ₀ /Y ₀ / Δ-0
1,0	Клас точності	1,0
$S_p = 62$ В·А	$S_p \leq S_{ном}$	$S_{ном} = 150$ В·А

Таким чином, приймаємо до встановлення ТН – НАМІ-10-66УЗ.

7 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. «ЕЛЕКТРОЗБЕРЕЖЕННЯ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ»

7.1 Вступ

Втрати електроенергії в заводських електромережах – ключовий індикатор їхньої економічності та стану системи обліку.

Експерти вважають прийнятним рівень відносних втрат електроенергії в системах електропостачання (СЕП) до 4-5%. Оскільки сьогодні цей показник часто перевищено в 1,5-2 рази, зниження втрат стає критично важливим для фінансової стійкості та ефективності роботи підприємств.

Типові заходи зі зниження втрат електроенергії в мережах загальновідомі, а їх класифікація чітко структурована (рис. 7.1). Практика підтверджує, що основного ефекту в зниженні технічних втрат електроенергії досягають завдяки капіталомістким заходам, таким як:

- технічне переоснащення;
- підвищення пропускної здатності та надійності електромереж;
- балансуванню їхніх режимів роботи.

Ключовим серед таких заходів є широке впровадження регульованих компенсуючих пристроїв, що оптимізують потоки реактивної потужності та стабілізують рівні напруги в мережі.

У довгостроковій перспективі незмінно актуальними залишаються завдання оптимізації режимів електромереж за активною і реактивною потужністю, регулювання напруги та раціонального завантаження трансформаторів. До пріоритетних заходів зі зниження технічних втрат у розподільчих електромережах підприємств (0,4-10 кВ) належать:

- оптимізація конфігурації мережі (використання напруги 10 кВ як основної, скорочення довжин ліній 0,4 кВ, вибір перерізів провідників з урахуванням довгострокового зростання навантажень);
- впровадження сучасного енергоефективного обладнання, як-от трансформаторів зі зменшеними втратами холостого ходу та конденсаторних установок з низькими активними втратами;
- комплексна автоматизація і телемеханізація мереж на базі новітніх інформаційних технологій для точного обліку, моніторингу та управління.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		52

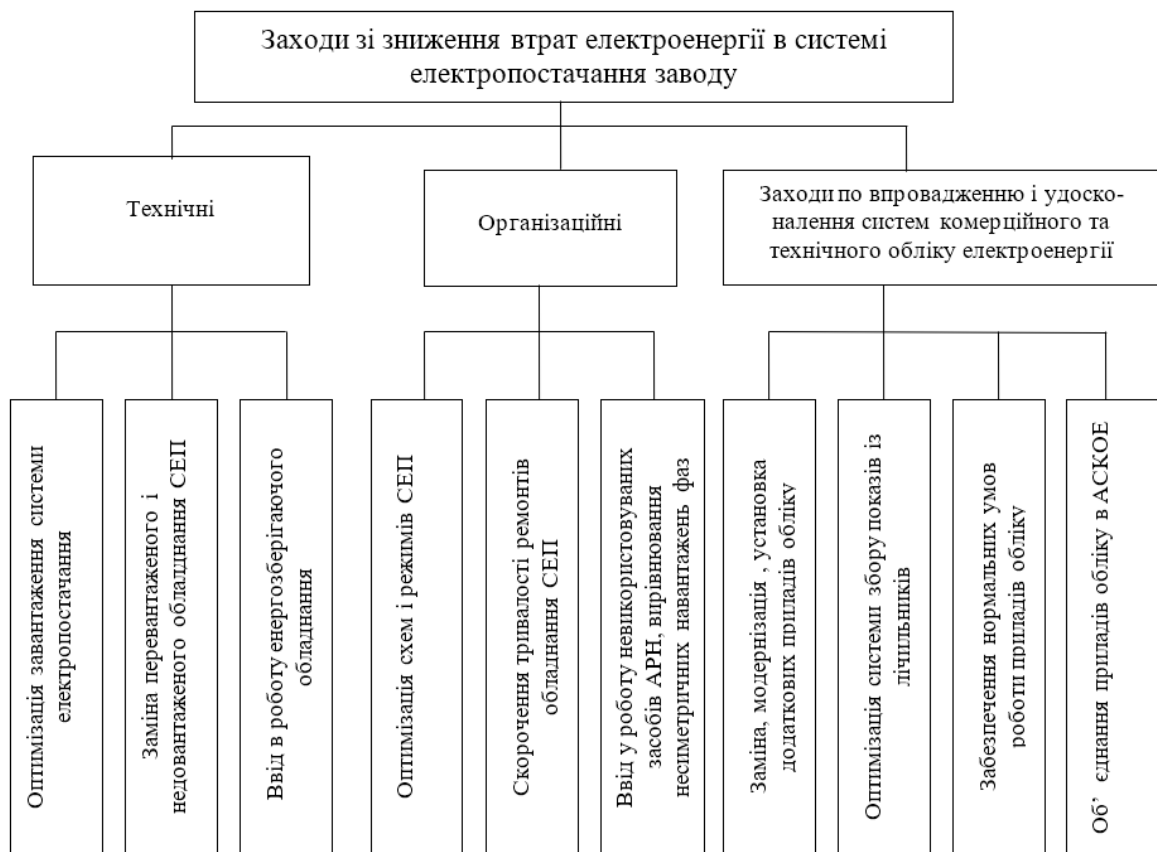


Рисунок 7.1 – Заходи по зниженню втрат електроенергії в СЕП

Головним перспективним рішенням для зниження втрат є впровадження автоматизованих систем контролю і обліку електроенергії (АСКУЕ). Це вимагає їх тісної інтеграції з системами диспетчерського управління, надійних каналів зв'язку та метрологічної атестації.

Важливу роль у зниженні втрат електроенергії відіграє підвищення кваліфікації персоналу, його усвідомлення значущості енергозбереження, ефективна мотивація та належне інформування колективу про цілі й завдання в цій сфері.

7.2 Економія електроенергії на стадії проектування системи електропостачання

Передача електричної потужності на задану відстань може бути здійснена КЛ з різними площами перерізу струмопровідних жил. Збільшення перерізу кабелю призводить до зменшення активного опору лінії, отже, і до зниження втрат електроенергії під час її експлуатації. Однак, кабелі більшого перерізу мають вищу початкову вартість та вартість монтажу. Відтак, вибір оптимального перерізу є важливою техніко-економічною задачею, що має на меті збалансувати капітальні та експлуатаційні витрати протягом усього терміну служби лінії.

За основу для економічного аналізу візьмемо перерізи КЛ, попередньо обрані за технічними умовами у розділі 6. Для знаходження економічно оптимального варіанту додатково проаналізуємо кілька стандартних перерізів КЛ, що є більшими за технічно необхідні, оскільки збільшення капітальних витрат на більший переріз може компенсуватися значною економією на вартості втрат.

Загальний підхід до визначення приведених витрат для КЛ певного перерізу в СЕП заводу базується на виразах (3.1)-(3.4) з розділу 3, які дозволяють сформулювати фінальну розрахункову формулу:

$$P_{\text{в.кл}} = 0,32 K_{i,\text{кл}} + c_0 \Delta p_{\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot k_3^2 \cdot \tau. \quad (7.1)$$

Виконаємо розрахунок мінімуму приведених витрат 1-го варіанту для КЛ-14 КЛ-15 по яких отримують живлення ТП-6 і ТП-5.

Приведені витрати для першого варіанту виконання КЛ-14, КЛ-15 кабелем ААБ2л-(3×50) за (7.1) складуть:

$$\begin{aligned} P_{\text{в.кл}} &= 0,32 K_{\text{кл},i} + c_0 \Delta p_{\text{кл}} \cdot L \cdot k_3^2 \cdot \tau = \\ &= 0,32 \cdot 939000 + 8,8567 \cdot 44 \cdot 0,34 \cdot 0,49^2 \cdot 2998,8 = 207428,8 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок для інших варіантів перерізів кабельних ліній КЛ-14, КЛ-15 та решти, є аналогічним, а його результати наведено в табл. 7.2 та 7.3.

Таблиця 7.1. Каталожні дані кабелів

№ п/п	Тип кабелю	$\Delta p_{\text{к.з}}$, кВт/км	$I_{\text{доп}}$ А при прокладці у повітрі	$I_{\text{доп}}$, А при прокладці у траншеї	Вартість, грн./км
1	ААБ2л-(3х50)	44	132	134	939000,0
2	ААБ2л-(3х70)	44	161	162	1112000,0
3	ААБ2л-(3х95)	50	194	192	1280000,0
4	ААБ2л-(3х120)	54	234	218	1480000,0
5	ААБ2л-(3х150)	56	264	246	1780000,0
6	ААБ2л-(3х185)	57	298	275	2053000,0
7	ААБ2л-(3х240)	58	347	314	2463000,0

Таблиця 7.2. Визначення сумарних приведених витрат для вибору перерізу кабелів 10 кВ

№ КЛ	№ ЕП	Тип КЛ	l , км	I_p , А	$I_{дв}$, А	$k_{бр}$	$I_{доп}$, А	k_3	ΔP , кВт/км	ΔP , кВт	ΔE , кВт·год	B , грн.	K , грн.	C , грн.	$П_{в.кль}$, грн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3	M1	ААБ2л-(3x50)			132,0		132,0	0,338	44	0,101	301,6	2671,55	18780,00	3756,00	8681,15
		ААБ2л-(3x70)	0,020	44,6	161,0	1,00	161,0	0,277	44	0,068	202,8	1795,80	22240,00	4448,00	8912,60
		ААБ2л-(3x95)			194,0		194,0	0,230	50	0,053	158,7	1405,48	25600,00	5120,00	9597,48
		ААБ2л-(3x120)			234,0		234,0	0,191	54	0,039	117,8	1043,33	29600,00	5920,00	10515,33
4	M2	ААБ2л-(3x50)			132,0		132,0	0,34	44	0,126	377,1	3339,43	23475,00	4695,00	10851,43
		ААБ2л-(3x70)	0,025	44,6	161,0	1,00	161,0	0,28	44	0,085	253,5	2244,75	27800,00	5560,00	11140,75
		ААБ2л-(3x95)			194,0		194,0	0,23	50	0,066	198,4	1756,85	32000,00	6400,00	11996,85
		ААБ2л-(3x120)			234,0		234,0	0,19	54	0,049	147,3	1304,16	37000,00	7400,00	13144,16
5	M3	ААБ2л-(3x50)			132,0		132,0	0,34	44	0,166	497,7	4408,05	30987,00	6197,40	14323,89
		ААБ2л-(3x70)	0,033	44,6	161,0	1,00	161,0	0,28	44	0,112	334,6	2963,08	36696,00	7339,20	14705,80
		ААБ2л-(3x95)			194,0		194,0	0,23	50	0,087	261,8	2319,04	42240,00	8448,00	15835,84
		ААБ2л-(3x120)			234,0		234,0	0,19	54	0,065	194,4	1721,49	48840,00	9768,00	17350,29
6	M4	ААБ2л-(3x50)			132,0		132,0	0,3381	44	0,201	603,3	5343,09	37560,00	7512,00	17362,29
		ААБ2л-(3x70)	0,040	44,6	161,0	1,00	161,0	0,2772	44	0,135	405,5	3591,61	44480,00	8896,00	17825,21
		ААБ2л-(3x95)			194,0		194,0	0,2300	50	0,106	317,4	2810,96	51200,00	10240,00	19194,96
		ААБ2л-(3x120)			234,0		234,0	0,1907	54	0,079	235,6	2086,65	59200,00	11840,00	21030,65
7, 8	ТП-1	ААБ2л-(3x50)			134,0		123,3	0,21	44	0,243	728,0	6447,86	112680,00	22536,00	42505,46
		ААБ2л-(3x70)	0,120	26,4	162,0	0,92	149,0	0,18	44	0,166	498,1	4411,59	133440,00	26688,00	47112,39
		ААБ2л-(3x95)			192,0		176,6	0,15	50	0,134	403,0	3568,95	153600,00	30720,00	52720,95
		ААБ2л-(3x120)			218,0		200,6	0,13	54	0,113	337,6	2989,88	177600,00	35520,00	59821,88
9, 10	ТП-4	ААБ2л-(3x50)			134,0		108,5	0,461	44	2,803	8405,4	74444,35	281700,00	56340,00	164588,35
		ААБ2л-(3x70)	0,300	50,0	162,0	0,81	131,2	0,381	44	1,918	5750,9	50934,41	333600,00	66720,00	157686,41
		ААБ2л-(3x95)			192,0		155,5	0,322	50	1,551	4652,5	41205,59	384000,00	76800,00	164085,59
		ААБ2л-(3x120)			218,0		176,6	0,283	54	1,300	3897,6	34519,89	444000,00	88800,00	176599,89
11, 12	ТП-3	ААБ2л-(3x150)			246,0		199,3	0,251	56	1,058	3174,2	28112,95	534000,00	106800,00	198992,95
		ААБ2л-(3x50)			134,0		123,3	0,21	44	0,485	1455,2	12888,31	225360,00	45072,00	85003,51
		ААБ2л-(3x70)	0,240	26,4	162,0	0,92	149,0	0,18	44	0,332	995,6	8818,11	266880,00	53376,00	94219,71
		ААБ2л-(3x95)			192,0		176,6	0,15	50	0,269	805,5	7133,79	307200,00	61440,00	105437,79
14, 15	ТП-6	ААБ2л-(3x120)			218,0		200,6	0,13	54	0,225	674,8	5976,32	355200,00	71040,00	119640,32
		ААБ2л-(3x150)			246,0		226,3	0,12	56	0,183	549,5	4867,10	427200,00	85440,00	141571,10
		ААБ2л-(3x50)	0,340	55,9	134,0	0,81	108,5	0,51	44	3,963	11885,4	105265,62	319260,00	63852,00	207428,82
		ААБ2л-(3x70)			162,0		131,2	0,43	44	2,712	8131,9	72022,15	378080,00	75616,00	193007,75
		ААБ2л-(3x95)			192,0		155,5	0,36	50	2,194	6578,7	58265,44	435200,00	87040,00	197529,44
		ААБ2л-(3x120)			218,0		176,6	0,32	54	1,838	5511,3	48811,73	503200,00	100640,00	209835,73
		ААБ2л-(3x150)			246,0		199,3	0,28	56	1,497	4488,4	39752,21	605200,00	121040,00	233416,21

продовження табл. 7.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
		ААБ2л-(3x50)	0,200	26,4	134,0	0,92	123,3	0,21	44	0,403	1207,8	10697,02	187800,00	37560,00	70793,02
		ААБ2л-(3x70)			162,0		149,0	0,18	44	0,276	826,4	7318,84	222400,00	44480,00	78486,84
16, 17	ТП-5	ААБ2л-(3x95)			192,0		176,6	0,15	50	0,223	668,5	5920,89	256000,00	51200,00	87840,89
		ААБ2л-(3x120)			218,0		200,6	0,13	54	0,187	560,1	4960,21	296000,00	59200,00	99680,21
		ААБ2л-(3x150)			246,0		226,3	0,12	56	0,152	456,1	4039,59	356000,00	71200,00	117959,59
		ААБ2л-(3x50)	0,600	26,1	134,0	0,81	108,5	0,24	44	1,523	4567,1	40449,42	563400,00	112680,00	220737,42
		ААБ2л-(3x70)			162,0		131,2	0,20	44	1,042	3124,8	27675,27	667200,00	133440,00	241179,27
18, 19	ТП-2	ААБ2л-(3x95)			192,0		155,5	0,17	50	0,843	2527,9	22389,10	768000,00	153600,00	268149,10
		ААБ2л-(3x120)			218,0		176,6	0,15	54	0,706	2117,8	18756,42	888000,00	177600,00	302916,42
		ААБ2л-(3x150)			246,0		199,3	0,13	56	0,575	1724,7	15275,20	1068000,00	213600,00	357035,20
	Всього		1,918								18563,29	164409,47	2167656,00	433531,20	858059,39

Таблиця 7.3. Визначення сумарних приведених витрат для вибору перерізу кабелів схеми приєднання заводу

№ КЛ	№ ЕП	Тип КЛ	l, км	I _p , А	I _д , А	k _{нр}	I _д ', А	k _з	ΔP, кВт/км	ΔP, кВт	ΔE, кВт-год	B, грн.	K, грн.	C, грн.	З, грн.
1, 2	ЦРУ	2×ААБл(3x95)	14,8	187,8	384,0	0,84	322,6	0,58	50	216,9	650496,0	5761248,34	16384000,00	3276800,0	11004128,34
		436,0			0,84	366,2	0,51	54	544951,5	4826472,34	18944000,00	3788800,0	10888552,34		
		492,0			0,84	413,3	0,45	56	443807,8	3930672,51	22784000,00	4556800,0	11221552,51		
		550,0			0,84	462,0	0,41	57	361481,9	3201536,94	31526400,00	6305280,0	13289984,94		

7.3 Раціональне використання електроенергії при експлуатації СЕП заводу

7.3.1 Цехові трансформатори

Одним із фундаментальних принципів енергозбереження в системах електропостачання є прагнення до мінімальної кількості ступенів трансформації, оскільки на кожному з них неминуче втрачається близько 2-3% електроенергії, що передається. Водночас, кількість силових трансформаторів, що встановлюються на підстанціях (ПС), визначається не лише вимогами до надійності електропостачання, але й має враховувати аспекти оптимізації сумарних втрат, зокрема, втрат неробочого ходу при паралельній роботі.

У проєктованій СЕП встановлено енергоефективні трансформатори типу ТМГ-630/10. Ці трансформатори характеризуються зниженим рівнем втрат неробочого ходу та навантажувальних втрат порівняно з моделями попередніх років випуску. Аналогічні за ефективністю та технологіями трансформатори випускаються провідними світовими виробниками (наприклад, Siemens, ABB, Schneider Electric).

Як і для іншого силового обладнання, ключовим критерієм економічної доцільності при виборі номінальної потужності та типу цехових трансформаторів є мінімум сукупних приведених витрат. Цей показник комплексно враховує початкові капітальні вкладення в обладнання та подальші експлуатаційні витрати, основною складовою яких є вартість втрат електроенергії протягом усього розрахункового терміну служби трансформатора:

$$Z = E_n K + (\Delta P_{н.х} + k_3^2 \cdot \Delta P_{к.з}) T_B \cdot c_0, \quad (7.2)$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора;

Виконавши перетворення рівняння (7.2) отримаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів ТМГ-630/10/0,4, що відповідає їх мінімуму приведених витрат:

$$k_{3.опт} = \sqrt{\frac{\Delta p_{н.х}}{\Delta p_{к.з}} + \frac{E_n \cdot K}{c_0 \cdot T_B \cdot \Delta p_{к.з}}} = \sqrt{\frac{0,8}{6,75} + \frac{0,32 \cdot 588900}{8,8567 \cdot 8760 \cdot 6,75}} = 0,7.$$

У спроектованій СЕП коефіцієнти завантаження трансформаторів у режимах максимальних навантажень фактично співпадають з оптимальним, і знаходяться у межах 0,67-0,7.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		57

7.3.2. Раціональне завантаження елементів СЕП

Рівень завантаження системи електропостачання (СЕП) передусім визначається особливостями технологічного процесу на підприємстві. Однак, завдяки раціональній експлуатації СЕП, можна оптимізувати завантаження її окремих елементів, наближаючи його до економічно доцільних показників. Проаналізуємо шляхи забезпечення такого оптимального завантаження для найважливіших компонентів СЕП – силових трансформаторів.

Економічно-доцільний режим роботи цехової підстанції, оснащеної n трансформаторами, досягається вибором такої кількості одночасно працюючих агрегатів, за якої сумарні втрати електроенергії будуть мінімальними. При цьому обов'язково враховуються додаткові втрати активної потужності в живлячій мережі, що спричинені споживанням реактивної потужності трансформаторами.

Сукупні приведені втрати активної потужності в трансформаторах ЦТП:

$$\Delta P'_\tau = \Delta P'_{н.х} + k_3^2 \cdot \Delta P'_{к.з}, \quad (7.3)$$

де $\Delta P'_{н.х}$ – приведені втрати потужності при неробочому ході трансформатора:

$$\Delta P'_{н.х} = \Delta p + k_{i,n} \cdot \Delta Q_{н.х}, \quad (7.4)$$

$\Delta P'_{к.з}$ – приведені навантажувальні втрати потужності:

$$\Delta P'_{к.з} = \Delta P_{н.х} + k_{з.в} \Delta Q_{к.з}; \quad (7.5)$$

$k_{з.в}$ – коефіцієнт зміни втрат.

Сумарні приведені в трансформаторах

$$\Delta P'_\tau = \Delta P'_{н.х} + \frac{\Delta P'_{к.з}}{S_{т.ном}^2} \cdot S_{т.ном}^2; \quad (7.6)$$

де $S_{т.ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

Позначивши $P'_{н.х} = a$; $b = \Delta P'_{к.з} / S_{т.ном}^2$ отримаємо рівняння параболи

$$\Delta P'_\tau = a + b \cdot S_{н.х}^2; \quad (7.7)$$

Координати, що відповідають сумісному розв'язку рівнянь які відображують втрати потужності у трансформаторах при почерговій і одночасній роботі, дадуть значення навантаження, при якому слід переходити від роботи з одним чи обома трансформаторами одночасно.

Для n однакових трансформаторів, прирівнявши приведені втрати $\Delta P'_1 = \Delta P'_2$ для випадку коли працює один або обидва трансформатора, отримаємо значення

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		58

потужності при якій доцільно вмикати 2-й трансформатор, якщо споживання електроенергії по ТП зросло:

$$S_{\text{нав}} = S_{\text{т.ном}} \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P_{\text{н.х}}}{\Delta P_{\text{к.з}}}}. \quad (7.8)$$

У проектованій системі електропостачання заводу застосовано двотрансформаторні цехові комплектні трансформаторні підстанції, що оснащені трансформаторами типу ТМГ-630/10/0,4.

На рис. 7.2 наведено графіки залежності приведених втрат активної потужності в цих трансформаторах від величини навантаження. Аналіз зазначених залежностей дозволяє сформулювати такі рекомендації щодо оптимального режиму роботи трансформаторів у КТП:

- при сумарному навантаженні до 315 кВ·А економічно доцільно тримати увімкненим один трансформатор.
- якщо навантаження перевищує 315 кВ·А, для мінімізації сумарних втрат електроенергії необхідно вмикати в паралельну роботу обидва трансформатори.

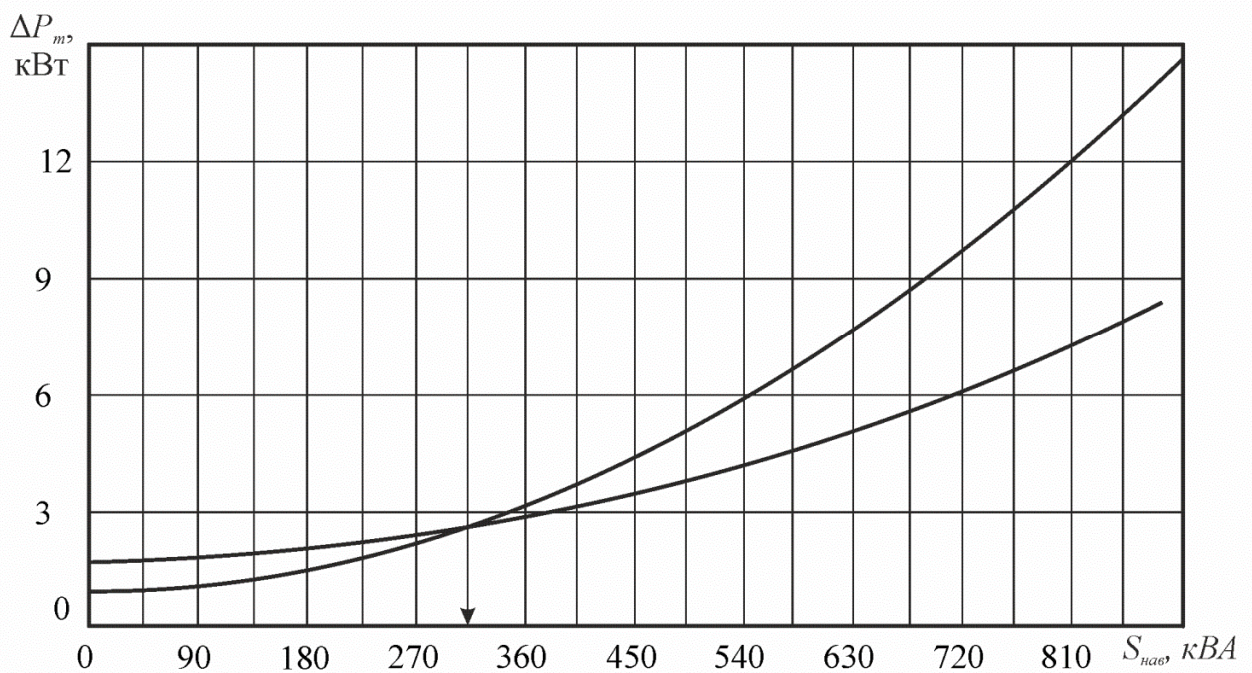


Рисунок 7.2 – Зміна приведених втрат потужності в залежності від навантаження

7.4 Роль автоматизації обліку, контролю і керування у СЕП у зниженні втрат електричної енергії

Ефективне управління енергоспоживанням на промисловому підприємстві неможливе без сучасної системи обліку та контролю. Такі системи моніторингу надають ключову інформацію для фінансових розрахунків, оперативного управління енергогосподарством, аналізу ефективності, розробки норм споживання, енергетичного планування та прогнозування. Ключовими об'єктами обліку є загальне енергоспоживання підприємства, а також витрати на рівні цехів та окремих виробничих ділянок.

Впровадження автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) відкриває значні можливості для її економії. Ефект досягається завдяки точному моніторингу в реальному часі, оперативному виявленню відхилень від оптимальних режимів споживання, підтримці стандартизації процесів та застосуванню інтелектуальних алгоритмів керування навантаженням. Передбачена для заводу АСКОЕ (див. в р. 6.3) забезпечує збір, обробку та наочну візуалізацію даних про енергоспоживання. Це надає енергетичній службі актуальну інформацію для оперативного управління та прийняття ефективних рішень.

Такі системи підтримують технічний і комерційний облік, уможливаючи розрахунки за багатозонними тарифами. Це стимулює оптимізацію добових графіків навантаження, що безпосередньо сприяє зниженню витрат на електроенергію. Стратегічне розміщення лічильників АСКОЕ забезпечує контроль енергоспоживання на ключових рівнях СЕП – від загального вводу до енергоємних агрегатів. Для інших споживачів може застосовуватися періодичний інструментальний контроль, оптимізуючи витрати на систему обліку.

Автоматизація обліку покращує управління енергогосподарством, зокрема, завдяки одночасній реєстрації даних з усіх приладів, що є основою для точного енергоаудиту та формування енергетичних балансів. Подальша інтеграція АСКОЕ з корпоративними системами управління ресурсами (ERP) та автоматизованими системами управління технологічними процесами (АСУТП) відкриває шлях до комплексного підвищення енергоефективності на рівні всього підприємства.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					60

7.5 Економія електроенергії за рахунок застосування сучасних технологічних пристроїв

7.5.1 Компенсація реактивної потужності як засіб зниження втрат електроенергії

Реактивна потужність споживається як електроприймачами та і елементами мережі. Реактивна потужність, споживана заводом, розподіляється між окремими видами електроприймачів електроенергії так [9]: 65% витрачається на АД, 20-25% на силові трансформатори і близько 10% на мережі та інші електроприймачі (люмінецентні лампи, реактори тощо).

Для зменшення споживання реактивної потужності АД застосовують наступні заходи:

- вибирають АД без надлишкового запасу за номінальною потужністю;
- виконують перемикання обмотки статора двигуна із Δ/Y при тривалому зниженні навантаження нижче 40-50% для зменшення Q_0 двигуна за рахунок зниження фазної напруги у $\sqrt{3}$ раз;
- встановлюють перетворювачі частоти.

Відомо, що передача реактивної потужності по мережі знижує пропускну здатність всіх елементів системи електропостачання

$$\Delta P = 3I^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p \quad (7.9)$$

Як видно із виразу (7.9), втрати активної потужності пропорційні квадрату реактивної потужності, і при зниженні реактивної потужності ці втрати зменшуються.

Зниження споживання реактивної потужності із енергосистеми у СЕП заводу будівельних матеріалів досягається за рахунок використання у якості генераторів високовольтних (10 кВ) синхронних двигунів компресорної станції та низьковольтних (0,4 кВ) батарей конденсаторів.

Компенсація реактивної потужності у проєктованій СЕП заводу дозволяє:

1) знизити струм у передаючих елемента мережі, що призводить до зменшення перерізу мереж:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + (Q_i - Q_k)^2}}{\sqrt{3}U}, \quad (7.10)$$

де Q_i – реактивна потужність до компенсації;

Q_k – потужність компенсуючи пристроїв;

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		61

2) зменшити повну потужність

$$S = \sqrt{P^2 + (Q_i - Q_k)^2}, \quad (7.11)$$

що знижує потужність цехових трансформаторів та їх число;

3) зменшити втрати активної потужності ΔP ;

4) знизити витрати на оплату електроенергії.

У спроектованій СЕП заводу використана централізована компенсація реактивної потужності – КУ встановлені на цехових ТП. Основна перевага даного методу полягає в автоматичному регулюванні потужності конденсаторної установки відповідно до поточного рівня споживання реактивної потужності навантаженням.

Техніко-економічний ефект, очікуваний в результаті застосування КУ, представлений в табл. 7.4.

Таблиця 7.4. Ефект від компенсації реактивної потужності

$\cos\varphi_1$, без компенсації	$\cos\varphi_2$ з компенсацією	Зниження рівня повної потужності, %	Зниження рівня теплових втрат, %
0,5	0,9	44	69
0,5	1	50	75
0,6	0,9	33	55
0,6	1	40	64
0,7	0,9	22	39
0,7	1	30	51
0,8	1	20	36

7.5.2. Економія електроенергії у технологічних установках

Підприємства промисловості будівельних матеріалів часто характеризуються нерівномірним добовим графіком навантаження з піковим споживанням, що збігається з максимумом енергосистеми. Таким чином, річна тривалість використання встановленого максимуму активного навантаження заводу досягла 4610,9 год.

Ефективне зниження енерговитрат в таких умовах потребує комплексного підходу, що охоплює як технічні фактори (стан обладнання, його відповідність

сучасним вимогам), так і організаційні (режими роботи, завантаження устаткування).

Рівень втрат енергії визначається двома групами факторів.

До I-ї групи відносяться конструктивні особливості обладнання, що знаходиться у експлуатації, вірний його підбір за потужністю, продуктивністю; рівень втрат тут залежить у головному від того, наскільки обладнання відповідає сучасним вимогам і вірно воно вибране.

До II-ї групи відносяться організаційні фактори процесів виробництва і споживання різних видів енергії, завантаження обладнання і т.п.

У сучасних умовах ефект економії паливно-енергетичних ресурсів досягається шляхом проведення різних економіко-організаційних заходів.

Розглянемо основні напрямки економії електроенергії у обладнанні заводу.

1. Удосконалення технологічного процесу. Втрати енергії, викликані нерациональною технологією і організацією виробництва, у ряді випадків можуть перевищувати втрати енергетичних процесів і навіть корисну витрату електроенергії.

2. Підвищення якісних характеристик використовуваного обладнання. Аналіз енергобалансів електропечей показує, що втрати теплоти через поверхню складають до 48% від всієї споживаної електроенергії .

3. Впровадження прямого технологічного використання електроенергії. Найбільший ефект від застосування електроенергії досягається у тому випадку, коли електроенергія використовується безпосередньо на виконання технологічної операції.

4. Установка обмежувачів холостого ходу на верстатах завжди оправдана економією енергії, якщо по технологічних операціях час паузи складає 10 с і більше.

6. Використання регульованого електроприводу. Перевід синхронних та асинхронних двигунів у режим енергозбереження за допомогою перетворювачів частоти дозволяє значно знизити витрату споживаної електроенергії, до 66%. Ця заход для заводу є особливо важливим, так як основне технологічне навантаження складають підйомні механізми, насоси, вентилятори та компресори.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					63

7.5.3. Електрозбереження у компресорних установках

Виробництво стисненого повітря є одним з найбільш енергоємних процесів на промислових підприємствах, на який може припадати до 20% загального електроспоживання. Водночас енергія стисненого повітря в 7-10 разів дорожча за енергію прямого електроприводу. Це робить оптимізацію роботи компресорних систем одним із головних напрямів енергозбереження.

Основні шляхи підвищення енергоефективності компресорної станції можна згрупувати за трьома напрямками:

1. Оптимізація виробництва стисненого повітря. Найбільший потенціал економії полягає в узгодженні виробництва з реальним споживанням. Сучасні підходи включають:

- застосування частотно-регульованих приводів (ЧРП) для керування продуктивністю компресорів. Це дозволяє кардинально знизити енерговитрати в режимах неповного навантаження, уникаючи неефективної роботи в режимі холостого ходу;

- впровадження централізованих систем керування. Такі системи автоматично підтримують необхідний тиск у мережі з високою точністю та оптимально розподіляють навантаження між кількома компресорами, вмикаючи лише необхідну їх кількість;

- регулярний моніторинг технічного стану та ККД компресорів для своєчасного обслуговування та підтримання їхньої пікової продуктивності.

2. Зниження втрат у пневмомережі. Втрати при транспортуванні повітря є значним джерелом невиправданих витрат. Для їх мінімізації необхідно:

- систематично виявляти та усувати витоки за допомогою сучасних методів, наприклад, ультразвукових детекторів;

- оптимізувати тиск у пневмомережі. Слід уникати надлишкового тиску, оскільки його зниження лише на 1% може зменшити витрати електроенергії на 0,5%.

3. Ефективне використання та утилізація енергії. Цей напрям включає:

- утилізацію тепла, що виділяється при стисненні. Цю значну кількість теплової енергії можна використовувати для опалення приміщень, підігріву води чи технологічних потреб, що значно підвищує загальний ККД системи;

- аудит кінцевих споживачів. Важливо аналізувати доцільність використання пневмоприводів та розглядати їх можливу заміну на сучасні електричні аналоги там, де це економічно обґрунтовано.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					64

Точка перетину Q - H характеристик насоса і мережі визначає параметри $H=H_n$ і $Q=Q_n$, які прийняті у якості базових (7.13)-(7.14).

Регулювання подачі Q насоса, що працює з постійною швидкістю, звичайно здійснюється засувкою на його виході і приводить до зміни характеристик мережі, у результаті чого точки її перетину з характеристикою насоса відповідає подача $Q_A < 1$. Очевидно, що такий спосіб регулювання з енергетичної точки зору не ефективний, так як супроводжується невірними втратами енергії. Втрати на засувці характеризуються заштрихованою областю на рис. 7.3.

Більш економічним є регулювання параметрів джерела енергії, а не її споживача. У гідравлічних мережах цього можливо досягти ефект шляхом зменшення напору, внаслідок зниження швидкості його робочого колеса.

При зміні швидкості робочі характеристики центробіжних механізмів видозмінюються у відповідності із законами подібності, які мають наступний вид:

$$Q^* = \omega^3; \quad H^* = \omega^2; \quad P^* = \omega^3. \quad (7.15)$$

Характеристика d) на рис. 7.3 забезпечує необхідну подачу Q_{A^*} і у відповідності із законами подібності описується так:

$$H_* = \left[H + (1 - H) \cdot \left(\frac{Q}{\omega_A^2} \right) \right] \omega_{A^*}^2 \quad (7.16)$$

Сумісне розв'язання (7.15) і (7.16) дозволяє визначити швидкість крильчатки насоса, при якій його характеристики буде проходити через точку A :

$$\omega_{A^*} = \sqrt{\frac{H_{c^*} + (H_{x^*} - H_{c^*}) \cdot Q_{A^*}^2}{H_{x^*}}} \quad (7.16)$$

Аналіз цього виразу для довільних значень Q^* і ω^* призводить до наступних висновків:

- якщо $H_{c^*} = 0$ то $\omega_{A^*} = Q_{A^*}$, тобто при відсутності статичної складової напору швидкість робочого колеса змінюється пропорційно подачі;
- якщо $H_{c^*} > 0$ то $\omega_{A^*} > Q_{A^*}$, тобто при наявності статичної складової напору однакова подача забезпечується при більш високій швидкості, ніж при $H_{c^*} = 0$;
- мінімальне значення швидкості при якій закінчується подача рідини у мережу ($Q^*=0$):

$$\omega_{min} = \sqrt{H_{c^*} / H_{x^*}} \quad (7.17)$$

звідки слідує, що із збільшенням статичної стійкості складової напору зменшується діапазон регулювання швидкості насоса.

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата						66

Визначимо величину економії електроенергії для типового насосу заводу за рахунок заміни системи дроселювання на частотне регулювання.

Вихідні дані: $P_{д.ном} = 15$ кВт, $\eta_{д.ном} = 92$ %, $n_{ном} = 1430$ об/хв, час роботи – 15 год/добу, діаграма відносної витрати рис. 7.4).

При виборі двигунів до насосів вводяться коефіцієнти запасу, тому максимальна потужність на валу двигуна при повністю відкритій дросельній засувці ($Q^*=1$) рівна

$$P_{\max} = P_{д.ном} / k_3 = 15 / 1,35 = 11 \text{ кВт};$$

а при повністю закритій – 6 кВт (див рис. 7.5).

Необхідна потужність ПЧ

$$P_{\text{ПЧ}} = 1,1 P_{\max} = 1,1 \cdot 11 = 12,1 \text{ кВт}.$$

Приймаємо ПЧ Lenze 8200 Vector E82EV153K4V3xx з $P_{ном} = 15$ кВт. Вартість такого ПЧ у конфігурації з мережним фільтром складе 111972 грн.

Будуємо залежність $P(Q^*)$ – графік 2 на рис. 7.5 за формулою:

$$P = P_{\max} (Q^*)^3 = 11(Q^*)^3.$$

За отриманою діаграмою $Q(t)$ визначаємо $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$.

Енергія зекономлена за цикл (добу):

$$\Delta E_{\text{ц}} = \Delta P_1 t_1 + \Delta P_2 t_2 + \Delta P_3 t_3 = 3,3 \cdot 5,5 + 5,8 \cdot 3 + 6,2 \cdot 6,5 = 75,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

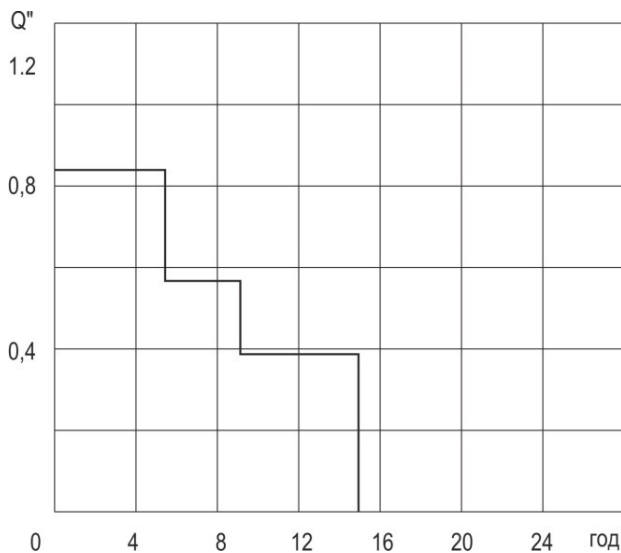


Рисунок 7.4. Діаграма відносної витрати ВОДИ

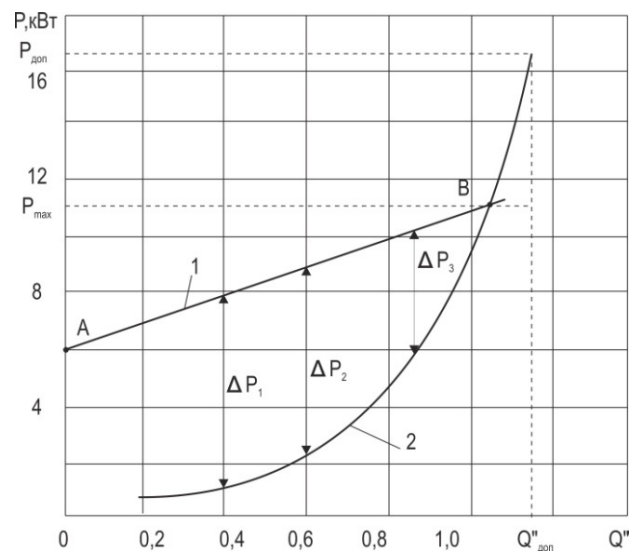


Рисунок 7.5 – P-Q діаграма

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

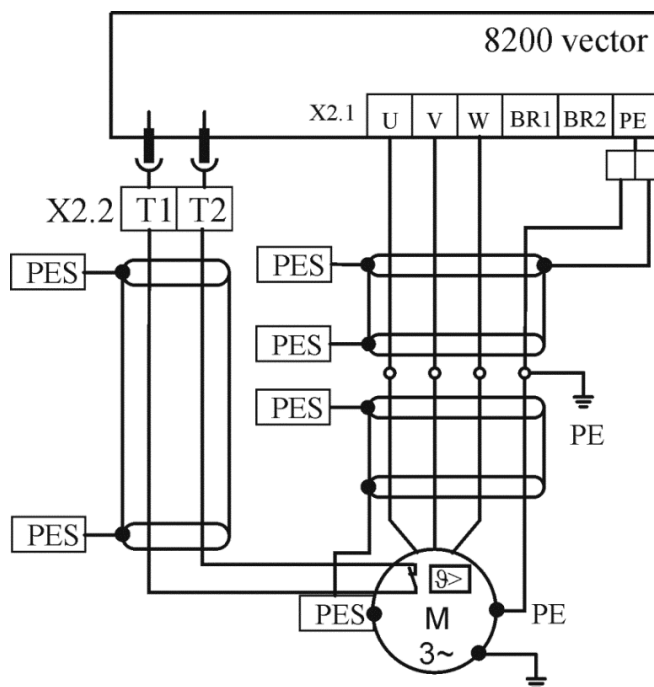


Рисунок 7.6 – Схема підключення двигуна до ПЧ E82EV153K4B3xx

Економія електроенергії за рік:

$$\Delta E_{\text{річ}} = \Delta E_{\text{ц}} \cdot T_p = 75,9 \cdot 252 = 19127 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік},$$

де T_p – кількість робочих діб у році.

Термін окупності за електроенергією:

$$T_{\text{ок}} = \frac{B_{\Sigma}}{\Delta E_{\text{річ}} \cdot c_0} = \frac{128763,3}{19127 \cdot 8,8567} = 0,76 \text{ року},$$

де B_{Σ} – сумарні витрати на впровадження та експлуатацію ПЧ:

$$B_{\Sigma} = K + A + E = 111972 + 11192,7 + 5598,6 = 128763,3 \text{ грн.}$$

B_k – капітальні затрати на впровадження ПЧ:

$$B_k = K + B_{\text{п.р}} = 111972 + 0,05 \cdot 111972 = 5598,6 \text{ грн.}$$

K – вартість ПЧ, грн.;

$B_{\text{п.р}}$ – вартість пусконаладжувальних робіт і матеріалів, грн.;

A – річні амортизаційні витрати:

$$A = H_a \cdot K = 0,15 \cdot 111972 = 11192,7 \text{ грн.}$$

E – річні експлуатаційні витрати:

$$E = H_e \cdot K = 0,05 \cdot 111972 = 5598,6 \text{ грн.}$$

Отже, термін окупності ПЧ для розглянутого електроприводу насосу складе менше 1 року, що є типовим для даного обладнання.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		68

ВИСНОВКИ

У межах роботи виконано комплексне проектування системи електропостачання та розроблено заходи з енергозбереження для заводу будівельних матеріалів і конструкцій.

На основі методу впорядкованих діаграм визначено розрахункові електричні навантаження заводу, що склали 6,7 МВт та 4,7 Мвар на шинах 10 кВ центральної розподільної установки. Побудовано добові графіки навантажень для зимового та літнього періодів з урахуванням робочих та вихідних днів. На підставі проведеного техніко-економічного аналізу двох варіантів схеми приєднання заводу (на напрузі 35 кВ та 10 кВ) обрано більш доцільну схему з живленням на напрузі 10 кВ від ПС енергосистеми.

Для оптимізації режимів роботи внутрішньої мережі обґрунтовано доцільність встановлення конденсаторних установок 0,4 кВ (УКРМ-0,4) потужністю 200-325 квар та використання реактивної потужності, що генерується синхронними двигунами 10 кВ. Виконано розрахунки струмів КЗ, на основі яких обрано високовольтне комутаційне та захисне обладнання (вакуумні вимикачі, трансформатори струму, вимикачі навантаження та запобіжники).

Окрему увагу приділено розробці системи заходів з енергозбереження. Проаналізовано організаційні та технічні рішення як на етапі проектування, так і при експлуатації системи електропостачання. Обґрунтовано економію електроенергії за рахунок застосування сучасних технологічних пристроїв:

- регульованих конденсаторних установок 0,4 кВ;
- автоматизованої системи обліку та контролю електроспоживання (АСКОЕ);
- частотно-регульованого електроприводу для основного обладнання (насосів, вентиляторів).

Крім того, вибір перерізів кабельних ліній розподільчої мережі 10 кВ виконано за економічним критерієм мінімуму приведених витрат.

Таким чином, розроблений проєкт є технічно обґрунтованим, економічно доцільним та відповідає сучасним вимогам до енергоефективності промислових систем електропостачання.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		69

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
2. Бурбело М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
3. Василега П. О. Електропостачання: підручник / П. О. Василега. Суми: Сумський державний університет, 2019. 521 с.
4. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування / В. Г. Рудницький. Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. 153 с.
5. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський та ін. М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. Кропивницький: ЦНТУ, 2020. 274 с.
6. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
7. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів / Г. Г. Півняк, В. М. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен / За ред. Г. Г. Півняка. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002.
8. Перехідні процеси в системах електропостачання: / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
9. Енергозбереження в промисловості. Частина 1 / А. В. Праховник, О. М. Суходоля, С. П. Денисюк, В. В. Прокопенко. К.: НТУУ «КПІ», 2011. 517 с.
10. Закладний О. М. Енергозбереження засобами промислового електропривода / О. М. Закладний, А. В. Праховник, О. І. Соловей. К.: Кондор, 2005. 408 с.
11. Кваліфікаційна робота бакалавра: метод. рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роб. для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: П. Г. Плешков, Н. Ю. Гарасьова, А. І. Котиш та ін.]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. Кропивницький: ЦНТУ, 2023. 80 с.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		70

ДОДАТКИ

Додаток А.
Розрахунок електричних навантажень.

Таблиця А.1. Розрахунок силових електричних навантажень у мережі вище 1000 В заводу

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕП, шт	Номінальна встановлена потужність, кВт		m	Довідникові дані			Середнє навантаження		n _c	k _m	Розрахункова потужність		
			одного	сумарна		k _b	cosφ	tgφ	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП-1 (2x630 кВА)														
17.	Насосна станція II підйому														
	силове	5	2,2 - 132,0	382,2	60	0,80	0,80	0,75	304,8	229,1	5	1,16	352,1	252,0	433,0
	освітлювальне								1,2	2,0			1,1	1,9	
	Всього								305,9	231,1			353,2	253,9	
13.	Ремонтно-механічний цех														
	силове	71	3,5 - 47,0	693,5	13	0,22	0,60	1,35	154,9	208,5	30	1,35	208,4	208,5	294,8
	освітлювальне								41,0	71,1			43,7	75,6	
	Всього								195,9	279,6			252,0	284,1	
5.	Компресорна станція														
	силове	18	4,0 - 26,0	190,0	7	0,70	0,48	1,82	133,5	243,4	15	1,12	149,4	243,4	285,6
	освітлювальне								4,0	7,0			3,8	6,6	7,7
	Всього								137,5	250,4			153,2	250,1	293,3
15.	Склад готової продукції №1														
	силове	4	7,5 - 43,0	90,0	6	0,10	0,50	1,73	9,0	15,6	4	3,56	32,1	17,1	36,3
	освітлювальне								23,2	40,2			15,6	27,0	
	Всього								32,2	55,8			47,6	44,2	
22.	Склад готової продукції №2														
	силове	3	7,5 - 21,0	49,5	3	0,10	0,50	1,73	5,0	8,6	3	4,07	20,2	9,4	22,3
	освітлювальне								15,4	26,7			10,3	17,9	20,7
	Всього								20,4	35,2			30,5	27,4	41,0

продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-1														
	силове	101	2,2 - 132,0	1405,2	60	0,43	0,65	1,16	607,1	705,2	21	1,24	750,5	705,2	1029,8
	освітлювальне								84,8	146,9			74,5	129,1	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-500,0	
	всього								691,9	852,1			825,0	334,3	890,2
	втрати у трансформаторах												7,4	44,7	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-1												832,4	379,0	914,6
	ТП-2 (2x630 кВА)														
8.	Склад заповнювачів														
	силове	4	2,2 - 150,0	264,4	68	0,48	0,74	0,91	126,4	114,9	4	1,69	213,4	126,4	248,1
	освітлювальне								17,3	29,9			11,6	20,1	
	Всього								143,7	144,9			225,0	146,5	268,5
3.	Цех пінобетону														
	силове	44	2,2 - 132,0	590,8	60	0,63	0,77	0,83	373,3	310,4	9	1,23	458,9	341,4	572,0
	освітлювальне								23,0	39,9			21,9	38,0	
	Всього								396,3	350,3			480,9	379,4	612,5
19.	Котельня														
	силове	21	10,0 - 80,0	280	8	0,76	0,76	0,85	212,0	180,1	7	1,16	245,1	198,1	315,2
	освітлювальне								6,9	12,0			6,6	11,4	
	Всього								218,9	192,1			251,7	209,5	327,5
	Всього по ТП-2														
	силове	69	2,2 - 150,0	1135,2	68	0,63	0,76	0,85	711,7	605,4	15	1,16	826,6	605,4	1024,6
	освітлювальне								47,2	81,8			40,1	69,5	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-500,0	
	всього								758,9	687,2			866,7	174,9	884,2
	втрати у трансформаторах												8,2	44,2	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-2												875,0	219,1	902,0

продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП-3 (2x630 кВА)														
12.	Деревообробний цех														
	силові	64	2,2 - 75,0	543,8	34	0,37	0,73	0,93	202,5	189,2	15	1,37	277,1	189,2	335,5
	освітлювальне								68,0	117,8			72,4	125,4	
	Всього								270,5	307,1			349,5	314,6	470,2
21.	Їдальня														
	силові	43	0,8 - 41,0	380,4	51	0,62	0,96	0,28	235,4	66,4	19	1,14	268,2	66,4	276,3
	освітлювальне								94,2	45,6			90,5	43,8	
	Всього								329,6	112,0			358,7	110,2	375,3
20.	Адмінбудинок														
	силові	146	0,3 - 11,0	199,2	37	0,50	0,72	0,96	99,9	96,1	36	1,13	112,4	96,1	147,9
	освітлювальне								100,9	48,9			96,9	46,9	
	Всього								200,8	145,0			209,3	143,1	253,5
	Всього по ТП-3														
	силові	253	0,3 - 75,0	1123,4	250	0,48	0,84	0,65	537,7	351,7	30,0	1,15	621,0	351,7	713,7
	освітлювальне								263,2	212,4			259,8	216,1	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-400,0	
	Всього								800,9	564,1			880,8	167,8	896,6
	втрати у трансформаторах												8,4	45,2	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-3												889,2	213,0	914,4
2.	ТП-4 (2x630 кВА)														
	Цех залізобетонних виробів														
	силові	40	2,2 - 110,0	794,0	50	0,32	0,62	1,25	251,4	314,4	14	1,46	367,8	314,4	483,8
	освітлювальне								58,8	101,8			62,5	108,3	
	Всього								310,2	416,2			430,3	422,7	603,1

продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4.	Бетонозмішувальний цех														
	силове	9	1,1 - 45,0	155,6	41	0,44	0,75	0,89	68,1	60,8	7	1,53	104,2	66,9	123,8
	освітлювальне								7,0	12,2			6,7	11,6	
	Всього								75,1	73,0			110,9	78,5	135,8
9.	Склад цементу														
	силове	13	7,5 - 83,6	542,4	11	0,48	0,74	0,90	261,1	236,0	13	1,29	337,7	236,0	412,0
	освітлювальне								6,0	10,3			4,0	6,9	
	Всього								267,1	246,3			341,7	243,0	419,3
14.	Відділення гасіння вапна														
	силове	28	1,1 - 15,0	128,6	14	0,62	0,77	0,84	79,5	66,7	17	1,15	91,6	66,7	113,4
	освітлювальне								2,9	5,0			2,7	4,7	
	Всього								82,4	71,7			94,4	71,5	
	Всього по ТП-4														
	силове	90	1,1 - 110,0	1620,6	100	0,41	0,70	1,03	660,1	678,0	29,0	1,20	790,1	678,0	1041,1
	освітлювальне								74,6	129,3			76,0	131,6	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-650,0	
	всього								734,8	807,2			866,1	159,5	880,6
	втрати у трансформаторах												8,2	43,9	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-4												874,3	203,5	897,6
	ТП-5 (2x630 кВА)														
10.	Арматурний цех	36	1,1 - 150,0	912,7	136	0,49	0,61	1,28	445,5	571,7	12	1,30	581,3	571,7	815,3
	силове								12,1	21,0			12,9	22,3	
	освітлювальне								457,6	592,7			594,2	594,0	840,2
	Всього														

продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
11.	Склад арматурної сталі														
	силове	5	1,1 - 4,0	3,3	4	0,66	0,50	1,73	2,2	3,8	2	1,57	3,4	4,1	5,4
	освітлювальне								3,8	6,7			2,6	4,5	
	Всього								6,0	10,4			6,0	8,6	10,5
7.	Цех помолу														
	силове	32	2,2 - 55,0	395,0	25	0,63	0,79	0,78	250,7	196,2	14	1,16	292,1	196,2	351,8
	освітлювальне								14,4	24,9			13,7	23,7	
	Всього								265,1	221,1			305,8	219,9	376,6
	Всього по ТП-5														
	силове	73	1,1 - 150,0	1311,0	136	0,53	0,67	1,10	698,4	771,6	17	1,20	840,4	771,6	1140,9
	освітлювальне								30,3	52,5			29,2	50,5	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-650,0	
	всього								728,8	824,2			869,6	172,1	886,5
	втрати у трансформаторах												8,0	44,4	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-5												877,6	216,5	912,5
	ТП-6 (2x630 кВА)														
1.	Цех будівельних сумішей														
	силове	62	1,5 - 7,5	216,3	5	0,50	0,70	1,01	107,9	109,4	58	1,09	117,2	109,4	160,3
	освітлювальне								19,0	32,9			18,1	31,3	
	Всього								126,9	142,3			135,3	140,7	195,2
6.	Цех теплоізол. матеріалів														
	силове	57	4 - 87	781	22	0,54	0,74	0,91	425,5	389,0	18	1,19	505,2	389,0	637,6
	освітлювальне								16,6	28,8			15,8	27,4	
	Всього								442,1	417,9			521,0	416,5	667,0

продовження табл. А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
16.	Склад матеріально-техн. бази														
	силове	8	1,1 - 7,5	27,7	7	0,66	0,80	0,75	18,2	13,6	7	1,25	22,7	15,0	27,2
	освітлювальне								22,7	39,3			15,2	26,4	
	Всього								40,9	52,9			38,0	41,4	56,2
18.	Склад ПММ														
	силове	12	3 - 37	189	12	0,70	0,80	0,75	131,6	98,7	10	1,16	153,1	108,6	187,7
	освітлювальне								1,8	0,0			1,1	0,0	
	Всього								133,4	98,7			154,2	108,6	188,6
	Освітлення території заводу								41,1	71,1			46,0	79,7	92,0
	Всього по ТП-6														
	силове	139	1,1 - 87	1214	79	0,56	0,75	0,89	683,2	610,7	28	1,13	769,3	610,7	982,3
	освітлювальне								101,1	172,1			96,2	164,8	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-650,0	
	всього								784,4	782,9			865,5	125,6	874,6
	втрати у трансформаторах												8,1	43,5	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-6												873,6	169,0	889,9
	Всього по заводу														
	силове	725	0,3 - 150,0	7809,4	>3	0,50	0,72	0,95	3898,2	3722,7	104	1,05	4107,0	3722,7	5543,1
	освітлювальне								601,4	795,1			575,8	761,6	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-3350,0	
	Всього								4499,6	4517,7			4682,8	1134,3	4818,2
	втрати у трансформаторах												48,4	265,8	
	Компресорна станція														
	Компресори (СД 10 кВ)	4	630 - 630	2520	1	0,80	0,98	-0,19	2016,0	-390,0	4	1,18	2016,0	-390,0	2016,0
	Всього по заводу на шинах 10 кВ												6747,2	1010,1	6822,4

Додаток Б.
Розрахунок графіків електричних навантажень

Таблиця Б.1. Розрахунок залежностей $P_{з.р}(t)$, $Q_{з.р}(t)$, $S_{з.р}(t)$ для робочої зимової доби

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$p_j, \%$	$P_{jз}, \text{кВт}$	$q_j, \%$	$Q_{jз}, \text{квар}$	$S_{jз}, \text{кВА}$
1	0 – 1	28,6	1929,7	23,4	236,4	1944,1
2	1 – 2	34,3	2314,3	29,6	299,0	2333,5
3	2 – 3	24,3	1639,6	35,3	356,6	1677,9
4	3 – 4	36,9	2489,7	29,6	299,0	2507,6
5	4 – 5	28,6	1929,7	23,4	236,4	1944,1
6	5 – 6	31,3	2111,9	32,9	332,3	2137,9
7	6 – 7	34,3	2314,3	32,9	332,3	2338,0
8	7 – 8	73,4	4952,4	72,9	736,4	5006,9
9	8 – 9	94,5	6376,1	83,2	840,4	6431,3
10	9 – 10	96,9	6538,0	95,3	962,6	6608,5
11	10 – 11	100,0	6747,2	100,0	1010,1	6822,4
12	11 – 12	94,5	6376,1	95,3	962,6	6448,4
13	12 – 13	91,3	6160,2	82,4	832,3	6216,2
14	13 – 14	94,5	6376,1	93,3	942,4	6445,4
15	14 – 15	97,6	6585,3	93,3	942,4	6652,4
16	15 – 16	89,3	6025,2	77,7	784,8	6076,2
17	16 – 17	94,5	6376,1	82,4	832,3	6430,2
18	17 – 18	100,0	6747,2	88,1	889,9	6805,6
19	18 – 19	96,9	6538,0	88,1	889,9	6598,3
20	19 – 20	100,0	6747,2	88,1	889,9	6805,6
21	20 – 21	94,5	6376,1	77,7	784,8	6424,2
22	21 – 22	91,7	6187,2	86,4	872,7	6248,4
23	22 – 23	89,0	6005,0	81,0	818,2	6060,5
24	23 – 24	73,8	4979,4	60,1	607,1	5016,3

Таблиця Б.2. Розрахунок залежностей $P_{з.в}(t)$, $Q_{з.в}(t)$, $S_{з.в}(t)$ для вихідної зимової доби

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$p_j, \%$	$P_{jз}, \text{кВт}$	$q_j, \%$	$Q_{jз}, \text{квар}$	$S_{jз}, \text{кВА}$
1	0 – 1	15,7	1059,3	12,7	128,3	1067,0
2	1 – 2	16,7	1126,8	13,9	140,4	1135,5
3	2 – 3	14,9	1005,3	15,1	152,5	1016,8
4	3 – 4	17,4	1174,0	13,9	140,4	1182,4
5	4 – 5	15,7	1059,3	12,7	128,3	1067,0
6	5 – 6	16,3	1099,8	14,6	147,5	1109,6
7	6 – 7	16,9	1140,3	14,6	147,5	1149,8
8	7 – 8	14,3	964,8	14,0	141,4	975,2
9	8 – 9	18,5	1248,2	16,0	161,6	1258,7
10	9 – 10	19,0	1282,0	18,5	186,9	1295,5
11	10 – 11	19,6	1322,5	19,4	196,0	1336,9
12	11 – 12	18,5	1248,2	18,5	186,9	1262,1
13	12 – 13	17,9	1207,7	15,9	160,6	1218,4
14	13 – 14	18,5	1248,2	18,1	182,8	1261,6
15	14 – 15	19,1	1288,7	17,1	172,7	1300,2
16	15 – 16	17,5	1180,8	14,9	150,5	1190,3
17	16 – 17	16,0	1079,6	16,5	166,7	1092,3
18	17 – 18	17,0	1147,0	17,6	177,8	1160,7
19	18 – 19	15,0	1012,1	16,6	167,7	1025,9
20	19 – 20	17,0	1147,0	17,6	177,8	1160,7
21	20 – 21	16,0	1079,6	15,5	156,6	1090,8
22	21 – 22	15,0	1012,1	17,3	174,7	1027,1
23	22 – 23	14,2	958,1	16,2	163,6	972,0
24	23 – 24	14,8	998,6	14,0	141,4	1008,5

Таблиця Б.3 Розрахунок залежностей $P_{л.р}(t)$, $Q_{л.р}(t)$, $S_{л.р}(t)$ для робочої літньої доби

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$p_j, \%$	$P_{jl}, \text{кВт}$	$q_j, \%$	$Q_{jl}, \text{квар}$	$S_{jl}, \text{кВА}$
1	0 – 1	28,6	1640,2	23,4	200,9	1652,5
2	1 – 2	34,3	1967,1	29,6	254,1	1983,5
3	2 – 3	24,3	1393,6	25,3	217,2	1410,5
4	3 – 4	36,9	2116,3	29,6	254,1	2131,5
5	4 – 5	28,6	1640,2	23,4	200,9	1652,5
6	5 – 6	31,3	1795,1	22,9	196,6	1805,8
7	6 – 7	34,3	1967,1	22,9	196,6	1976,9
8	7 – 8	33,4	1915,5	32,9	282,5	1936,2
9	8 – 9	94,5	5419,7	83,2	714,3	5466,6
10	9 – 10	96,9	5557,3	95,3	818,2	5617,2
11	10 – 11	100,0	5735,1	100,0	858,6	5799,0
12	11 – 12	94,5	5419,7	95,3	818,2	5481,1
13	12 – 13	91,3	5236,2	82,4	707,5	5283,7
14	13 – 14	94,5	5419,7	93,3	801,1	5478,6
15	14 – 15	97,6	5597,5	93,3	801,1	5654,5
16	15 – 16	89,3	5121,5	77,7	667,1	5164,7
17	16 – 17	94,5	5419,7	82,4	707,5	5465,7
18	17 – 18	100,0	5735,1	88,1	756,4	5784,8
19	18 – 19	96,9	5557,3	88,1	756,4	5608,6
20	19 – 20	100,0	5735,1	88,1	756,4	5784,8
21	20 – 21	94,5	5419,7	77,7	667,1	5460,6
22	21 – 22	91,7	5259,1	86,4	741,8	5311,2
23	22 – 23	89,0	5104,3	81,0	695,5	5151,4
24	23 – 24	73,8	4232,5	60,1	516,0	4263,9

Таблиця Б.4. Розрахунок залежностей $P_{л.в}(t)$, $Q_{л.в}(t)$, $S_{л.в}(t)$ для вихідної літньої доби

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$p_j, \%$	$P_{jl}, \text{кВт}$	$q_j, \%$	$Q_{jl}, \text{квар}$	$S_{jl}, \text{кВА}$
1	0 – 1	15,7	900,4	12,7	109,0	907,0
2	1 – 2	16,7	957,8	13,9	119,3	965,2
3	2 – 3	14,9	854,5	15,1	129,6	864,3
4	3 – 4	16,4	940,6	13,9	119,3	948,1
5	4 – 5	15,7	900,4	12,7	109,0	907,0
6	5 – 6	16,3	934,8	14,6	125,4	943,2
7	6 – 7	16,9	969,2	14,6	125,4	977,3
8	7 – 8	14,3	820,1	13,0	111,6	827,7
9	8 – 9	18,5	1061,0	16,0	137,4	1069,9
10	9 – 10	19,0	1089,7	18,5	158,8	1101,2
11	10 – 11	19,6	1124,1	19,4	166,6	1136,4
12	11 – 12	18,5	1061,0	18,5	158,8	1072,8
13	12 – 13	17,9	1026,6	15,9	136,5	1035,6
14	13 – 14	18,5	1061,0	18,1	155,4	1072,3
15	14 – 15	19,1	1095,4	17,1	146,8	1105,2
16	15 – 16	17,5	1003,6	14,9	127,9	1011,8
17	16 – 17	15,0	860,3	12,5	107,3	866,9
18	17 – 18	17,0	975,0	17,6	151,1	986,6
19	18 – 19	15,0	860,3	16,6	142,5	872,0
20	19 – 20	17,0	975,0	17,6	151,1	986,6
21	20 – 21	16,0	917,6	15,5	133,1	927,2
22	21 – 22	15,0	860,3	17,3	148,5	873,0
23	22 – 23	14,2	814,4	16,2	139,1	826,2
24	23 – 24	14,8	848,8	14,0	120,2	857,3

Таблиця Б.5. Вихідні дані до побудови річних залежностей $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$

№ п/п	Тривалість ступеня, год	Потужність P , год	Тривалість ступеня, год	Потужність Q , кВт	Тривалість ступеня, год	Потужність S , квар
1	2	3	4	5	6	7
1	147	6747,2	147	1010,1	147	6822,4
2	147	6747,2	147	962,6	147	6805,6
3	147	6747,2	147	962,6	147	6805,6
4	147	6585,3	147	942,4	147	6652,4
5	147	6538,0	147	942,4	147	6608,5
6	147	6538,0	147	889,9	147	6598,3
7	147	6376,1	147	889,9	147	6448,4
8	147	6376,1	147	889,9	147	6445,4
9	147	6376,1	147	872,7	147	6431,3
10	147	6376,1	147	840,4	147	6430,2
11	147	6376,1	147	832,3	147	6424,2
12	147	6187,2	147	832,3	147	6248,4
13	147	6160,2	147	818,2	147	6216,2
14	147	6025,2	147	784,8	147	6076,2
15	147	6005,0	147	784,8	147	6060,5
16	105	5735,1	147	736,4	105	5799,0
17	105	5735,1	147	607,1	105	5784,8
18	105	5735,1	147	356,6	105	5784,8
19	105	5597,5	147	332,3	105	5654,5
20	105	5557,3	147	332,3	105	5617,2
21	105	5557,3	147	299,0	105	5608,6
22	105	5419,7	147	299,0	105	5481,1
23	105	5419,7	147	236,4	105	5478,6
24	105	5419,7	147	236,4	105	5466,6
25	105	5419,7	65	196,0	105	5465,7
26	105	5419,7	65	186,9	105	5460,6
27	105	5259,1	65	186,9	105	5311,2
28	105	5236,2	65	182,8	105	5283,7
29	105	5121,5	65	177,8	105	5164,7
30	105	5104,3	65	177,8	105	5151,4
31	147	4979,4	65	174,7	147	5016,3
32	147	4952,4	65	172,7	147	5006,9
33	105	4232,5	65	167,7	105	4263,9
34	147	2489,7	65	166,7	147	2507,6
35	147	2314,3	48	166,6	147	2338,0
36	147	2314,3	105	166,6	147	2333,5
37	105	2116,3	65	163,6	147	2137,9
38	147	2111,9	65	161,6	105	2131,5
39	105	1967,1	65	160,6	105	1983,5
40	105	1967,1	48	158,8	105	1976,9
41	147	1929,7	48	158,8	147	1944,1
42	147	1929,7	105	158,8	147	1944,1
43	105	1915,5	105	158,8	105	1936,2
44	105	1795,1	65	156,6	105	1805,8
45	105	1640,2	105	155,4	147	1677,9
46	105	1640,2	48	155,4	105	1652,5

продовження табл. Б.5

1	2	3	4	5	6	7
47	147	1639,6	65	152,5	105	1652,5
48	105	1393,6	48	151,1	105	1410,5
49	65	1322,5	105	151,1	65	1336,9
50	65	1288,7	105	151,1	65	1300,2
51	65	1282,0	48	151,1	65	1295,5
52	65	1248,2	65	150,5	65	1262,1
53	65	1248,2	105	148,5	65	1261,6
54	65	1248,2	48	148,5	65	1258,7
55	65	1207,7	65	147,5	65	1218,4
56	65	1180,8	65	147,5	65	1190,3
57	65	1174,0	48	146,8	65	1182,4
58	65	1147,0	105	146,8	65	1160,7
59	65	1147,0	105	142,5	65	1160,7
60	65	1140,3	48	142,5	65	1149,8
61	65	1126,8	65	141,4	48	1136,4
62	48	1124,1	65	141,4	65	1135,5
63	65	1099,8	65	140,4	65	1109,6
64	48	1095,4	65	140,4	48	1105,2
65	48	1089,7	105	139,1	48	1101,2
66	65	1079,6	48	139,1	65	1092,3
67	65	1079,6	48	137,4	65	1090,8
68	48	1061,0	105	137,4	48	1072,8
69	48	1061,0	105	136,5	48	1072,3
70	48	1061,0	48	136,5	48	1069,9
71	65	1059,3	48	133,1	65	1067,0
72	65	1059,3	105	133,1	65	1067,0
73	48	1026,6	48	129,6	48	1035,6
74	65	1012,1	105	129,6	65	1027,1
75	65	1012,1	65	128,3	65	1025,9
76	65	1005,3	65	128,3	65	1016,8
77	48	1003,6	105	127,9	48	1011,8
78	65	998,6	48	127,9	65	1008,5
79	48	975,0	105	125,4	48	986,6
80	48	975,0	48	125,4	48	986,6
81	48	969,2	48	125,4	48	977,3
82	65	964,8	105	125,4	65	975,2
83	65	958,1	48	120,2	65	972,0
84	48	957,8	105	120,2	48	965,2
85	48	940,6	105	119,3	48	948,1
86	48	934,8	48	119,3	48	943,2
87	48	917,6	105	119,3	48	927,2
88	48	900,4	48	119,3	48	907,0
89	48	900,4	105	111,6	48	907,0
90	48	860,3	48	111,6	48	873,0
91	48	860,3	105	109,0	48	872,0
92	48	860,3	48	109,0	48	866,9
93	48	854,5	48	109,0	48	864,3
94	48	848,8	105	109,0	48	857,3
95	48	820,1	105	107,3	48	827,7
96	48	814,4	48	107,3	48	826,2
Всього	8760		8760		8760	