

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
“ ____ ” _____ 2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ

ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Реконструкція системи електропостачання першої черги
заводу загального машинобудування»**

Виконав здобувач вищої освіти
IV курсу, групи ЕЕ-22,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Максим ПОЛЯКОВ
« ____ » _____ 2026 р.

Керівник роботи
канд. техн. наук, доцент
_____Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ
« ____ » _____ 2026 р.

Рецензент

« ____ » _____ 2026 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 ПЛЄШКОВ

« ____ » _____ 2026 р.

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

Полякову Максиму Олеговичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) «Реконструкція системи електропостачання першої черги заводу загального машинобудування.

Reconstruction of the power supply system of the first stage of the general engineering 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 5.06.2026 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи: Комплексна реконструкція системи електропостачання першої черги заводу загального машинобудування із забезпеченням сучасних вимог надійності та економічної ефективності.

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
<i>1</i>	<i>Вступ</i>	<i>17.04.26</i>	
<i>2</i>	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>20.04.26</i>	
<i>3</i>	<i>Картограма електричних навантажень</i>	<i>27.04.26</i>	
<i>4</i>	<i>Техніко-економічне обґрунтування схеми електропостачання</i>	<i>28.04.26</i>	
<i>5</i>	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>1.05.26</i>	
<i>6</i>	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>4.05.26</i>	
<i>7</i>	<i>Розрахунок струмів КЗ і вибір обладнання</i>	<i>6.05.26</i>	
<i>8</i>	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>11.05.26</i>	
<i>9</i>	<i>Висновки</i>	<i>22.05.26</i>	
<i>10</i>	<i>Складання переліку бібліографічних посилань</i>	<i>25.05.26</i>	
<i>11</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки роботи</i>	<i>26.05.26</i>	
<i>12</i>	<i>Оформлення слайдів (графічна частина роботи)</i>	<i>28.05.26</i>	

Дата видачі завдання

« 10 » « квітня » 2026 року

Підпис керівника

_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

Задання прийнято до виконання

« 10 » « квітня » 2026 року

Підпис здобувача

_____ Максим ПОЛЯКОВ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: загальний обсяг 98 с.; основний текст 87 с., 10 рис., 35 табл., 13 джерел; 2 додатки на 11 с.

Поляков, М. О. Реконструкція системи електропостачання першої черги заводу загального машинобудування : кваліфікаційна бакалаврська робота : спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / наук. кер. О. А. Козловський ; Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2026. – 89 с.

Робота присвячена модернізації системи електропостачання першої черги машинобудівного заводу з метою підвищення її надійності, енергоефективності та експлуатаційної безпеки. Визначено розрахункові електричні навантаження підрозділів і підприємства загалом, на основі яких побудовано добові та річні графіки споживання потужності. Шляхом техніко-економічного аналізу обґрунтовано оптимальну схему приєднання. Визначено потужність і місце встановлення цехових трансформаторних підстанцій та параметри засобів компенсації реактивної потужності. За результатами розрахунку струмів короткого замикання вибрано сучасне комутаційне й захисне обладнання, вимірювальні трансформатори, а також перерізи жил кабельних ліній.

У спеціальному розділі увагу приділено впровадженню комплексу організаційних і технічних заходів енергоощадності. Обґрунтовано умови оптимізації режимів роботи двотрансформаторних підстанцій із визначенням критичних навантажень для доцільного відключення одного з трансформаторів. Проведено кількісну та вартісну оцінку ефекту від переведення розподільної мережі на вищий клас напруги (10 кВ) і заміни силових трансформаторів ГЗП та цехових підстанцій на більш енергоефективні.

Ключові слова: реконструкція електропостачання заводу, схема приєднання, компенсація реактивної потужності, електроапарат, кабельна лінія, технічні та організаційні заходи енергоощадності.

ABSTRACT

Qualification work: total volume 98 p.; main text: 87 p., 10 fig., 35 tabl. 13 references; 1 add. on 11 p.

Poliakov, M. O. Reconstruction of the power supply system of the first stage of the general engineering plant : Bachelor's thesis: Specialisation 141 'Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics' / Supervisor: O. A. Kozlovsky; Central Ukrainian National Technical University. – Kropyvnytskyi: CUNTU, 2026. – 89 p.

This thesis is devoted to the modernisation of the power supply system of the first stage of a machine-building plant with the aim of improving its reliability, energy efficiency and operational safety. The design electrical loads of the departments and the enterprise as a whole have been determined, on the basis of which daily and annual power consumption schedules have been constructed. An optimal connection scheme has been justified through a technical and economic analysis. The power and installation locations of workshop transformer substations, as well as the parameters of reactive power compensation equipment, have been determined. Based on the results of short-circuit current calculations, modern switching and protection equipment, instrument transformers, and cable conductor cross-sections were selected.

A dedicated section focuses on the implementation of a set of organisational and technical energy-saving measures. The conditions for optimising the operating modes of two-transformer substations have been substantiated, with the determination of critical loads for the appropriate de-energisation of one of the transformers. A quantitative and cost assessment has been carried out of the effect of upgrading the distribution network to a higher voltage class (10 kV) and replacing the power transformers of the gas treatment plant and workshop substations with more energy-efficient ones.

Keywords: reconstruction of the plant's power supply, connection diagram, reactive power compensation, electrical equipment, cable line, technical and organisational energy-saving measures.

ЗМІСТ

	стр.
ВСТУП	8
В.1 Загальна характеристика першої черги заводу.....	8
В.2 План реконструкції системи електропостачання першої черги заводу загального машинобудування.....	9
1. ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	10
1.1 Силові навантаження в електромережі 0,4 кВ	10
1.2. Освітлювальні навантаження.....	13
1.3. Силові навантаження в мережі 10 кВ.....	15
1.4. Графіки електричних навантажень.....	29
2. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ І МІСЦЕ РОЗТАШУ- ВАННЯ ГОЛОВНОЇ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	32
3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬО- ГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ.....	34
3.1. Вибір напруги і схеми приєднання заводу.....	34
3.2. Вибір напруги і схеми внутрішнього електропостачання	43
4. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	44
4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації.....	44
4.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування конденсаторних установок.....	46
5. ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ.....	47
5.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГЗП.....	47
5.2. Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових підстанцій.....	47

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата			
Розроб.		Поляков М.О.			Реконструкція системи електропостачання першої черги заводу загального машинобуду- вання. Reconstruction of the power supply system of the first stage of the general engineering plant		
Перевір.		Козловський О.А.					
Н.контр.					ЦНТУ гр. ЕЕ-22		
Затв.		Плешков П. Г.					
					Літера	Аркуш	Аркушів
					Д	6	98

6. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР

ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ..... 51

6.1. Розрахунок струмів КЗ..... 51

6.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж..... 59

6.3. Вибір високовольтного електрообладнання..... 61

7. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ

ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ..... 72

7.1. Вступ 72

7.2. Класифікація заходів щодо ефективного використання електроенергії.... 73

7.3. Зниження втрат електроенергії за рахунок організаційних заходів..... 75

7.4. Зниження втрат електроенергії за рахунок технічних заходів..... 78

7.5. Енергетичний баланс..... 84

ВИСНОВКИ 86

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ..... 87

ДОДАТКИ..... 88

Додаток А. Розрахунок графіків електричних навантажень..... 89

Додаток Б. Розрахунок електричних навантажень магістральних ліній 10 кВ.. 93

ВСТУП

В.1 Загальна характеристика першої черги заводу

Системи електропостачання забезпечують надійне живлення промислових об'єктів, де основними приймачами енергії є електроприводи машин і механізмів, освітлювальні установки та термічне обладнання (зокрема, електропечі). Безперебійна робота цих елементів є визначальним фактором для ефективного функціонування будь-якого підприємства. Саме тому проектування та реконструкція таких мереж вимагає ретельного врахування специфіки конкретного виробництва, його масштабів та конфігурації навантажень. Об'єктом даного проєкту є завод загального машинобудування, інфраструктура якого відзначається високим рівнем енергоемності та розгалуженістю.

Загальна територія підприємства становить 218 тис. м², з яких 134 тис. м² займають безпосередньо промислові будівлі. До складу заводу входять різнопрофільні цехи: ливарний, ковальсько-пресовий, заготівельно-пресовий, метизний, цех пластмас, два інструментальні та чотири механоскладальні. Виробничий комплекс також включає експериментальну дільницю з виготовлення нових зразків техніки. Роботу основного виробництва забезпечують допоміжні підрозділи: компресорна станція напругою 10 кВ, складські господарства, а також адміністративно-побутові приміщення.

Конструктивно виробничі підрозділи розташовані в окремих одноповерхових (МСЦ-2, ЗПЦ-2) та багатоповерхових будівлях (МСЦ-1, корпус №1, ІЛК №1 та №2, побутові приміщення).

Основне електричне навантаження цехів формують металообробні верстати, пресове обладнання та вентиляційні установки. Технологічний процес базується на використанні сучасних методів обробки матеріалів на верстатах із числовим програмним керуванням (ЧПК), багатофункціональних обробних центрів, автоматизованих ліній та електротехнологічних установок (зокрема, комплексів лазерного різання металу).

Завод працює у двозмінному режимі. Відповідно до ПУЕ, за вимогами до надійності електропостачання електроприймачі заводу розподіляються таким чином: до I категорії належать 10 % навантажень, до II -ї – 80 %, до III -ї – 10 %.

Зовнішнє живлення заводу здійснюється від підстанції (ПС) енергосистеми по КЛ 35 кВ, довжина яких становить 2,9 км. У максимальному режимі роботи енергосистеми значення надперехідного струму короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ підстанції становить 8,3 кА та 11,9 кА відповідно.

Метою кваліфікаційної роботи є комплексна реконструкція системи електропостачання першої черги заводу загального машинобудування із забезпеченням сучасних вимог надійності та економічної ефективності.

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

В.2 План реконструкції системи електропостачання першої черги заводу загального машинобудування

Необхідність реконструкції системи електропостачання підприємства зумовлена тим, що його інфраструктура розбудовувалася в 70–80-х роках минулого століття. Отже, більшість електротехнічного обладнання вичерпала свій робочий ресурс і є морально та фізично застарілою, насамперед за показниками енергоефективності та рівня втрат електроенергії.

План реконструкції передбачає такі заходи:

1. На базі ремонтно-механічного цеху створюється ковальсько-заготівельне відділення, внаслідок чого передбачено збільшення номінальної потужності трансформаторів ТП-16 із 630 кВА до 1000 кВА.

2. У корпусі №1 встановлені перетворювачі частоти ОПЧ-250-10/6000 ($U_{\text{ном}} = 6$ кВ), які отримують живлення від РП-4. Зважаючи на їх часті відмови, незначну кількість (4 шт.), а також зміну технологічного процесу, ці установки замінюються на тиристорні перетворювачі частоти з аналогічними технологічними параметрами: СЧГ5-250/10 ($U_{\text{ном}} = 0,4$ кВ). Для забезпечення їх живлення на цеховій ТП №28 встановлюється трансформатор типу ТМГ-1000/10/0,4.

3. Розподільна мережа заводу переводиться на напругу 10 кВ. У зв'язку з цим здійснюється комплексна заміна всіх цехових трансформаторних підстанцій (ТП) разом із трансформаторами, а також конденсаторних установок.

4. Змінюється схема живлення цехових ТП із заміною всіх КЛ.

5. Електродвигуни компресорної станції (КС) типу СДК-15-34-12 ($U_{\text{ном}} = 6$ кВ) замінюються на модифікацію з напругою живлення 10 кВ. Оскільки сучасні РУ 10 кВ комплектуються вакуумними вимикачами, шафи керування синхронними двигунами КС розміщуються безпосередньо в РУ 10 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП) заводу.

6. Через технологічну недоцільність подальшої експлуатації ліквідуються РУ-2, РУ-4 та існуюче РУ ГЗП заводу. Натомість на базі площ РУ ГЗП споруджується єдиний розподільний пристрій із номінальною напругою 10 кВ.

7. Існуючі трансформатори типу ТДН-10000/35/6 не відповідають сучасним вимогам економічності, а коефіцієнт їхнього завантаження наближається до одиниці. Тому передбачається встановлення нових трансформаторів збільшеної потужності (16000 кВА), які характеризуються низькими значеннями втрат короткого замикання ($\Delta P_{\text{кз}}$) та неробочого ходу ($\Delta P_{\text{хх}}$).

8. ВРУ 35 кВ головної знижувальної підстанції заводу, яка попередньо була реалізований за схемою з відокремлювачами в колах трансформаторів, модернізується. Для підвищення надійності системи здійснюється перехід на схему із застосуванням вакуумних вимикачів 35 кВ.

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

1 ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Силові навантаження в електромережі 0,4 кВ

Розрахунок силових електричних навантажень у мережі напругою 0,4 кВ виконано за методом впорядкованих діаграм (методом коефіцієнта максимуму). Детальна методика розрахунку наведена в джерелах [2, 3]. Як приклад нижче наведено детальний розрахунок для ремонтно-механічного цеху. Для всіх інших цехів заводу розрахунок виконано у табличній формі, яка містить як вихідні дані, так і кінцеві показники: табл. 1.1 – до реконструкції системи електропостачання, табл. 1.2 – після реконструкції.

Розрахунковий максимум навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{114,1^2 + 109,6^2} = 158,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

де P_p – розрахункова активна потужність (навантаження) цеху

$$P_p = P_{\text{сзм}} \cdot k_m = 87,9 \cdot 1,30 = 114,1 \text{ кВт};$$

k_m – коефіцієнт максимуму активного навантаження

$$k_m = \sqrt{1 + \frac{4,4k_b^2 - 12,7k_b + 8,235}{(k_b + 0,05)n_{\text{еф}}^{(1,04-0,4k_b)}}} = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot 0,2^2 - 12,7 \cdot 0,2 + 8,235}{(0,2 + 0,05)40^{(1,04-0,4 \cdot 0,2)}}} = 1,30;$$

k_b – зважений груповий коефіцієнт використання ЕП за активною потужністю

$$k_b = \sum_1^n P_{\text{сзм}} / \sum_1^{i=n} P_{\text{вс.ном}_i} = 87,9 / 442,7 = 0,2;$$

$n_{\text{еф}}$ – ефективна кількість електроприймачів у розрахунковому вузлі ($m \geq 3$):

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \sum P_{\text{вс.ном}}}{P_{\text{вс.мах}}} = \frac{2 \cdot 442,7}{22} = 40 \text{ од.};$$

m – відношення потужностей

$$m = P_{\text{вс.мах}} / P_{\text{вс.мін}} = 22,0 / 0,6 = 36,7;$$

Q_p – розрахункова реактивна потужність (навантаження) цеху, при $n_{\text{еф}} > 10$

$$Q_p = Q_{\text{сзм}} = \sum_1^{i=n} Q_{\text{ср.зм}_i} = 70,5 + 8,3 + 1,3 + 29,5 = 109,6 \text{ квар};$$

$Q_{\text{зм}}$ – середньозмінна реактивна потужність за найбільш завантажену зміну

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

Таблиця 1.1. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ до реконструкції СЕП заводу

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕП	Встановлена потужність, кВт		m	k _в	cosφ	tgφ	Середнє наванта- ження за зміну, кВт		n _е	k _м	Розрахункові потужності,		
			Одного	Сумарна					P _{сзм} , кВт	Q _{сзм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	Склад №1	27	3,0 - 7,5	145,5	3	0,59	0,79	0,78	85,5	66,4	27	1,12	95,7	66,4	116,5
2	Склад №2	9	3,0 - 7,5	39,0	3	0,48	0,78	0,81	18,8	15,2	9	1,39	26,0	16,8	30,9
3	Ремонтно-механічний цех														
	металорізальні верстати	35	0,6 - 22,0	339,2		0,12	0,50	1,73	40,7	70,5					
	шліфувальні	7	1,0 - 18,5	35,4		0,20	0,65	1,17	7,1	8,3					
	кран-балка ТВ=40%	3	3,0 - 6,0	7,6		0,10	0,50	1,73	0,8	1,3					
	вентилятори	7	5,5 - 11,0	60,5		0,65	0,80	0,75	39,3	29,5					
	Всього по РМЦ	52	0,6 - 22,0	442,7	37	0,20	0,63	1,25	87,9	109,6	40	1,30	114,1	109,6	158,2
4	Блок складів	45	0,6 - 22,0	307,5	37	0,59	0,74	0,91	180,1	163,7	28	1,12	201,1	163,7	259,3
5	Компресорна станція	24	1,1 - 30,0	300,6	27	0,65	0,82	0,71	194,2	137,1	20	1,12	217,8	137,1	257,4
6	Вуглекислота станція	18	10 - 45,0	410,0	5	0,7	0,88	0,53	285,5	151,1	18	1,11	316,1	151,1	350,4
7	Склад готової продукції	26	1,1 - 22,0	141,6	20	0,6	0,79	0,77	85,1	65,6	13	1,2	101,9	65,6	121,2
8	Заготівельно.прес. цех №2	287	1,6 - 150,0	8601,8	94	0,26	0,73	0,93	2208,6	2048,3	115	1,1	2420,4	2048,3	3170,8
9	Склад метала	13	1,1 - 70,0	280,8	64	0,08	0,56	1,48	23,3	34,6	8	2,77	64,7	38,1	75,1
10	Механоскладальний цех №2	469	0,6 - 75,0	9679,0	125	0,28	0,58	1,4	2697,2	3785,8	258	1,04	2813,8	3785,8	4717,0
11	Побутові приміщення МСЦ-2	49	0,1 - 15,0	126,1	150	0,63	0,92	0,41	80,0	33,0	17	1,14	91,4	33,0	97,2
12	Метизний цех	423	0,6 - 75,0	6240,0	125	0,36	0,78	0,8	2257,7	1813,9	166	1,05	2373,6	1813,9	2987,4
13	Механоскладальний цех №3	308	1,1 - 80,0	2242,4	73	0,21	0,68	1,08	471,0	506,4	56	1,21	571,5	506,4	763,6
14	Інструментальний цех №1	223	0,6 - 75,0	1482,0	125	0,28	0,61	1,3	407,8	528,9	40	1,23	500,3	528,9	728,0
15	Цех пластмас	96	3,4 - 69,1	1970,5	20	0,38	0,69	1,05	753,7	792,6	57	1,12	845,2	792,6	1158,7
16	Механоскладальний цех №1	600	0,6 - 100,0	9853,7	167	0,22	0,69	1,04	2150,9	2244,1	197	1,07	2294,3	2244,1	3209,3
17	І/Л корпус №1	278	0,1 - 15,0	555,0	150	0,35	0,79	0,79	192,7	151,8	74	1,11	213,4	151,8	261,9
18	І/Л корпус №2	293	0,1 - 15,0	486,5	150	0,37	0,81	0,73	180,1	132,0	65	1,11	200,3	132,0	239,9
19	Побутові приміщення МСЦ-1	42	0,5 - 5,0	76,4	10	0,64	0,92	0,44	48,9	21,3	31	1,09	53,2	21,3	57,4
20	Їдальня	53	0,55 - 41,0	439,0	75	0,62	0,95	0,33	272,7	90,4	21	1,13	307,7	90,4	320,7
	Всього по заводу														
	силове 0,4 кВ	3335	0,1 - 150,0	43820,1	1500	0,29	0,7	1,02	12681,4	12891,9	584	1,02	12934,3	12891,9	18262,0

Таблиця 1.2. Визначення силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ після реконструкції СЕП заводу

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕП	Встановлена потужність, кВт		m	k _в	cosφ	tgφ	Середнє наванта- ження за зміну, кВт		n _е	k _м	Розрахункові потужності,		
			Одного	Сумарна					P _{сзм} , кВт	Q _{сзм} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	Склад	27	3,0 - 7,5	145,5	3	0,59	0,79	0,78	85,5	66,4	27	1,12	95,7	66,4	116,5
2	Склад №72	9	3,0 - 7,5	39,0	3	0,48	0,78	0,81	18,8	15,2	9	1,39	26,0	16,8	30,9
3	Ковальсько-заготівельне відділення	58	3,0 - 150,0	877,9	50	0,27	0,73	0,93	237,7	220,3	12	1,60	381,5	220,3	440,6
4	Блок складів	45	0,6 - 22,0	307,5	37	0,59	0,74	0,91	180,1	163,7	28	1,12	201,1	163,7	259,3
5	Компресорна станція	24	1,1 - 30,0	300,6	27	0,65	0,82	0,71	194,2	137,1	20	1,12	217,8	137,1	257,4
6	Вуглекислотна станція	18	10,0 - 45,0	410,0	5	0,7	0,88	0,53	285,5	151,1	18	1,11	316,1	151,1	350,4
7	Склад готової продукції	26	1,1 - 22,0	141,6	20	0,6	0,79	0,77	85,1	65,6	13	1,20	101,9	65,6	121,2
8	Заготівельно.прес. цех №23	287	1,6 - 150,0	8601,8	94	0,26	0,73	0,93	2208,6	2048,3	115	1,10	2420,4	2048,3	3170,8
9	Склад метала	13	1,1 - 70,0	280,8	64	0,08	0,56	1,48	23,3	34,6	8	2,77	64,7	38,1	75,1
10	Механоскладальний цех №24	469	0,6 - 75,0	9679,0	125	0,28	0,58	1,4	2697,2	3785,8	258	1,04	2813,8	3785,8	4717,0
11	Побутові приміщення МЗЦ-24	49	0,1 - 15,0	126,1	150	0,63	0,92	0,41	80,0	33,0	17	1,14	91,4	33,0	97,2
12	Метизний цех	423	0,6 - 75,0	6240,0	125	0,36	0,78	0,8	2257,7	1813,9	166	1,05	2373,6	1813,9	2987,4
13	Механоскладальний цех №3	308	1,1 - 80,0	2242,4	73	0,21	0,66	1,14	471,0	536,4	56	1,21	571,5	536,4	783,8
14	Інструментальний цех №112	223	0,6 - 75,0	1482,0	125	0,28	0,61	1,3	407,8	528,9	40	1,23	500,3	528,9	728,0
15	Цех пластмас	96	3,4 - 69,1	1970,5	20	0,38	0,68	1,08	753,7	810,7	57	1,12	845,2	810,7	1171,1
16	Механозбиральний цех №18	604	0,6 - 285,0	10993,7	475	0,27	0,75	0,89	2948,9	2630,6	77	1,13	3337,9	2630,6	4249,9
17	І/Л корпус №1	278	0,1 - 15,0	555,0	150	0,35	0,79	0,79	192,7	151,8	74	1,11	213,4	151,8	261,9
18	І/Л корпус №2	293	0,1 - 15,0	486,5	150	0,37	0,81	0,73	180,1	132,0	65	1,11	200,3	132,0	239,9
19	Побутові приміщення МСЦ-18	42	0,5 - 5,0	76,4	10	0,64	0,92	0,44	48,9	21,3	31	1,09	53,2	21,3	57,4
20	Ідальня	53	0,6 - 41,0	439,0	75	0,62	0,95	0,33	272,7	90,4	21	1,13	307,7	90,4	320,7
	Всього по заводу на напрузі 0,4 кВ	3345	0,1 - 285,0	45395,3	2850	0,30	0,71	0,99	13629,3	13437,2	319	1,03	14088,0	13437,2	19468,7

1.2 Освітлювальні навантаження

Освітлювальні навантаження по цехах заводу визначається за допомогою методу питомої потужності на одиницю площі промислового приміщення.

Як приклад, виконаємо розрахунок освітлювального навантаження для ковальсько-заготівельного відділення. Попередньо приймаємо до встановлення в цьому підрозділі світильників із газорозрядними лампами високого тиску.

Повна розрахункова потужність освітлювального навантаження становить:

$$S_{\text{ос.р}} = \sqrt{P_{\text{ос.р}}^2 + Q_{\text{ос.р}}^2} = \sqrt{19,9^2 + 34,4^2} = 39,7 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

де $P_{\text{ос.р}}$ – розрахункова потужність освітлювальних електроприймачів

$$P_{\text{ос.р}} = k_{\text{п}} \cdot k_1 \cdot P_{\text{вс}} = 1,12 \cdot 0,85 \cdot 20,9 = 19,9 \text{ кВт},$$

$k_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

k_1 – коефіцієнт запасу, враховує втрати потужності в ПРА. Для люмінесцентних ламп $k_1 = 1,2$, для ламп типу ДРЛ $k_1 = 1,12$;

$P_{\text{вс}}$ – встановлена потужність освітлювальних установок

$$P_{\text{вс}} = p_0 \cdot F_{\Sigma} \cdot 10^{-3} = 17 \cdot 1226,9 \cdot 10^{-3} = 20,9 \text{ кВт},$$

p_0 – питома потужність освітлення, кВт/м²;

F_{Σ} – сумарна площа промислового ковальсько-заготівельного відділення

$$F_{\Sigma} = n \cdot F \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 1226,9 = 1226,9 \text{ м}^2,$$

n – кількість поверхів, що займає промислове приміщення, шт.;

F – площа одного поверху промислового приміщення, м²;

$Q_{\text{ос.р}}$ – розрахункова реактивна потужність освітлення

$$Q_{\text{ос.р}} = P_{\text{ос.р}} \cdot \text{tg}\varphi = 19,9 \cdot 1,73 = 34,4 \text{ квар},$$

$\text{tg}\varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності, що відповідає типу джерела світла. Для люмінесцентних $\cos\varphi = 0,9$ ($\text{tg}\varphi = 0,48$), для ламп дугових ртутних ламп, $\cos\varphi = 0,5$ ($\text{tg}\varphi = 1,73$).

Результати обчислень освітлювальних навантажень для решти цехів, а також для заводу в цілому, подано в табл. 1.3.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		13

Таблиця 1.3. Розрахунок освітлювальних навантажень

№ п/п	Назва	n, шт.	F, м ²	FΣ, м ²	p ₀ , Вт/м	P _{вс} , кВт	k _п	k ₁	cosφ	Q _{вс} , квар	P _{ос.р} , кВт	Q _{ос.р} , квар	S _{ос.р} , кВА
1	Матеріальний склад №1	1	1400,0	1400,0	6,0	8,4	0,60	1,12	0,5	14,5	5,6	9,8	11,3
2	Матеріальний склад №2	1	1008,0	1008,0	6,0	6,0	0,60	1,12	0,5	10,5	4,1	7,0	8,1
3	Ковальсько-заготівельне відділення	1	1226,9	1226,9	17,0	20,9	0,85	1,12	0,5	36,1	19,9	34,4	39,7
4	Група складів	1	4176,0	4176,0	6,0	25,1	0,60	1,12	0,5	43,4	16,8	29,2	33,7
5	Компресорна станція	1	672,0	672,0	14,0	9,4	0,80	1,12	0,5	16,3	8,4	14,6	16,9
6	Дільниця газифікації	1	532,0	532,0	14,0	7,4	0,80	1,12	0,5	12,9	6,7	11,6	13,3
7	Склад готової продукції	1	4260,0	4260,0	7,0	29,8	0,60	1,12	0,5	51,6	20,0	34,7	40,1
8	Заготівельно-пресовий цех №2	1	9870,0	9870,0	16,0	157,9	0,95	1,12	0,5	273,5	168,0	291,0	336,1
9	Склад метала	1	4925,0	4925,0	5,0	24,6	0,60	1,12	0,5	42,7	16,5	28,7	33,1
10	Механоскладальний цех №2	1	22795,0	22795,0	17,0	387,5	0,95	1,12	0,5	671,2	412,3	714,2	824,6
11	АБК МСП-2	4	2352,0	9408,0	18,0	169,3	0,80	1,2	0,9	82,0	162,6	78,7	180,6
12	Цех кріпильних виробів	1	19548,0	19548,0	18,0	351,9	0,95	1,12	0,5	609,4	374,4	648,5	748,8
13	Механоскладальний цех №3	1	6960,0	6960,0	17,0	118,3	0,85	1,12	0,5	204,9	112,6	195,1	225,3
14	Інструментальний цех №1	1	6960,0	6960,0	17,0	118,3	0,85	1,12	0,5	204,9	112,6	195,1	225,3
15	Цех полімерів	1	6960,0	6960,0	18,0	125,3	0,85	1,12	0,5	217,0	119,3	206,6	238,5
16	Механоскладальний цех №1	1	13456,0	13456,0	17,0	228,8	0,85	1,12	0,5	396,2	217,8	377,2	435,5
17	Інженерно-лабораторний корпус №1	9	680,0	6120,0	24,0	146,9	0,80	1,2	0,9	71,1	141,0	68,3	156,7
18	Інженерно-лабораторний корпус №2	9	680,0	6120,0	24,0	146,9	0,80	1,2	0,9	71,1	141,0	68,3	156,7
19	Побутові приміщення МСП-1	4	1240,0	4960,0	20,0	99,2	0,80	1,2	0,9	48,0	95,2	46,1	105,8
20	Їдальня	2	1512,0	3024,0	20,0	60,5	0,80	1,2	0,9	29,3	58,1	28,1	64,5
21	Освітлення території			121619,1	0,3	36,5	0,70	1,12	0,5	63,2	28,6	49,5	57,2
	Всього по заводу			134380,9							2241,6	3136,6	3855,0

1.3 Силові навантаження в мережі 10 кВ

Під час визначення електричних навантажень у мережі напругою понад 1000 В розрахунковими вузлами приймаються збірні шини 10 кВ трансформаторних підстанцій (ТП) та ЗРУ 10 кВ заводу.

Номінальна потужність трансформаторів цехових ТП визначається за розрахунковим електричним навантаженням, категорією за надійністю електропостачання та необхідністю компенсації реактивної потужності. Якщо розрахункове навантаження окремого цеху становить 250–350 кВА, а відстань до ТП сусіднього підрозділу не перевищує 100 м, спорудження для нього індивідуальної підстанції є економічно недоцільним. У таких випадках живлення кількох суміжних цехів організовується від однієї спільної ТП.

Для виконання розрахунку прийнято такі вихідні умови та припущення:

- перевага надається двотрансформаторним цеховим підстанціям;
- попередня номінальна потужність цехових трансформаторів для схеми після реконструкції приймається рівною 1000 кВА;
- враховано попереднє розміщення ТП на генеральному плані заводу;
- вважається, що споживання реактивної потужності в мережі до 1000 В відсутнє, тобто виконана її повна компенсація на стороні низької напруги.

Розрахунок електричних навантажень у мережі напругою понад 1000 В виконано в такій послідовності:

- а) підсумовано номінальні потужності всіх силових електроприймачів (ЕП) напругою до 1000 В та вище, що живляться від відповідної ТП;
- б) визначено середні навантаження та груповий коефіцієнт використання;
- в) обчислено ефективну кількість ЕП, коефіцієнт максимуму та розрахункові навантаження;
- г) додано розрахункові освітлювальні навантаження;
- д) враховано втрати потужності в силових трансформаторах.

Втрати потужності в трансформаторах обчислюються за відомими формулами, параметри яких мають такі позначення:

$$\Delta P = n(\Delta p_{xx} + \Delta p_{k3} \cdot k_3^2); \quad (1.1)$$

$$\Delta Q = \frac{n}{100}(i_{xx} S_{ном} + u_k S_{ном} k_3^2), \quad (1.2)$$

де n – кількість встановлених трансформаторів на ПС; Δp_{xx} , Δp_{k3} – втрати активної потужності холостого ходу та короткого замикання (КЗ) відповідно, кВт;
 i_{xx} – струм холостого ходу, %; $S_{т.ном}$ – номінальна потужність

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

трансформатора, кВА; $u_{кз}$ – напруга короткого замикання, %; k_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

Параметри силових трансформаторів, які експлуатувалися до реконструкції системи електропостачання (СЕП), а також тих, що попередньо обрані для нового встановлення, наведено в табл. 1.4.

Таблиця 1.4. Параметри силових трансформаторів

Трансформатор	Δp_{xx} , кВт	$\Delta p_{кз}$, кВт	i_{xx} , %	$u_{кз}$, %
<i>до реконструкції</i>				
ТМЗ-630/6/0,4	1,31	7,6	2,0	5,5
ТМЗ-1000/6/0,4	2,42	12,2	1,4	5,5
ТДН-10000/35/6	24	90	4,0	14,4
<i>після реконструкції</i>				
ТМГ-1000-10/0,4	1,4	10,8	0,5	5,5
ТДНС 16000/35/10	17	85	0,7	10,0

Розрахункове навантаження підприємства в цілому визначається аналогічно до навантажень окремих ТП. Якщо до складу розрахункового вузла входять установки компенсації реактивної потужності, їхнє навантаження під час обчислень враховується зі знаком мінус.

Результати розрахунку навантажень у мережі понад 1000 В з урахуванням пристроїв компенсації реактивної потужності для схем до та після реконструкції зведено до табл. 1.5 та 1.6 відповідно.

Таблиця 1.5. Розрахунок силових електричних навантажень у мережі 6 кВ (до реконструкції СЕП)

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕП	Встановлена потужність, кВт		m	k _в	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну, кВт		n _с	k _м	Розрах	
			Одного	Сумарна					Рср, кВт	Qср, квар			Рр, кВт	Рр, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	14
1	ТП-16 (2х630 кВА)													
	Матеріальний склад №1													
	силове	27	3,0 - 7,5	145,5	3,0	0,59	0,79	0,78	85,5	66,4	27	1,12	95,7	
	освітлювальне								8,4	14,5			5,6	
	Всього								93,9	80,9			101,4	
2	Матеріальний склад №2													
	силове	9	3,0 - 7,5	39,0	3,0	0,48	0,78	0,81	18,8	15,2	9	1,39	26,0	
	освітлювальне								6,0	10,5			4,1	
	Всього								24,8	25,7			30,0	
3	Ремонтно-механічний цех													
	силове	52	0,6 - 22,0	442,7	37,0	0,20	0,63	1,25	87,9	109,6	40	1,30	114,1	
	освітлювальне								20,9	36,1			19,9	
	Всього								108,7	145,7			133,9	
4	Група складів													
	силове	45	0,6 - 22,0	307,5	37,0	0,59	0,74	0,91	180,1	163,7	28	1,12	201,1	
	освітлювальне								25,1	43,4			16,8	
	Всього								205,1	207,1			218,0	
5	Компресорна станція													
	силове 0,4 кВ	24	1,1 - 30,0	300,6	27,0	0,65	0,82	0,71	194,2	137,1	20	1,12	217,8	
	освітлювальне								9,4	16,3			8,4	
	Всього								203,6	153,4			226,3	
6	Дільниця газифікації													
	силове	18	10,0 - 45,0	410,0	5,0	0,70	0,88	0,53	285,5	151,1	18	1,11	316,1	
	освітлювальне								7,4	12,9			6,7	
	Всього								292,9	164,0			322,8	

продовження табл. 1.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Освітлення території групи цехів								36,5	63,2			28,6
	Всього по ТП-16												
	силове	175	0,6 - 45,0	1645,3	75	0,52	0,80	0,75	851,9	643,1	73	1,07	909,7
	освітлювальне								113,7	196,9			90,1
	батареї конденсаторів 0,4 кВ												
	Всього								965,6	840,0			999,8
	втррати у трансформаторах												18,3
	Всього на шинях 10 кВ ТП-16												1018,1
	ТП-19, 20, 24 (4х1000 кВА)												
7	Склад готової продукції												
	силове	26	1,1 - 22,0	141,6	20	0,60	0,79	0,77	85,1	65,6	13	1,20	101,9
	освітлювальне								29,8	51,6			20,0
	Всього								114,9	117,3			121,9
8	Заготівельно-пресовий цех №2												
	силове	287	1,6 - 150,0	8601,8	94	0,26	0,73	0,93	2208,6	2048,3	115	1,10	2420,4
	освітлювальне								157,9	273,5			168,0
	Всього								2366,6	2321,9			2588,4
9	Склад метала												
	силове	13	1,1 - 70,0	280,8	64	0,08	0,56	1,48	23,3	34,6	8	2,77	64,7
	освітлювальне								24,6	42,7			16,5
	Всього								48,0	77,3			81,2
	Всього по ТП -19, 20, 24												
	силове	326	1,1 - 150,0	9024,2	136	0,26	0,73	0,93	2317,1	2148,6	120	1,09	2530,9
	освітлювальне								212,4	367,8			204,6
	батареї конденсаторів 0,4 кВ												
	Всього								2529,5	2516,4			2735,5
	втррати у трансформаторах												43,0
	Всього на шинях 10 кВ ТП-19, 20, 24												2778,5

продовження табл. 1.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ТП-17, 18, 25 (5x1000 кВА)												
10	Механоскладальний цех №2												
	силові	469	0,6 - 75,0	9679	125	0,2787	0,58	1,4036	2697,2	3785,8	258	1,04	2813,8
	освітлювальне								387,5	671,2			412,3
	Всього								3084,7	4457,0			3226,1
11	АБК МСЦ-2												
	силові	49	0,1 - 15,0	126,1	150	0,6341	0,924	0,4124	80,0	33,0	17	1,14	91,4
	освітлювальне								169,3	82,0			162,6
	Всього								249,3	115,0			254,0
	Всього по ТП -17, 18, 25												
	силові	518	0,1 - 75,0	9805,1	6	0,28	0,59	1,4	2777,1	3818,8	261	1,04	2894,4
	освітлювальне								556,9	753,2			574,9
	батареї конденсаторів 0,4 кВ												
	Всього								3334,0	4572,0			3469,3
	втррати у трансформаторах												61,0
	Всього на шинах 10 кВ ТП-17, 18, 25												3530,4
	ТП-33 (1x1000 кВА)												
17	Інженернолабораторний корпус №1												
	силові	278	0,1 - 15,0	555	150	0,3471	0,786	0,7878	192,7	151,8	74	1,11	213,4
	освітлювальне								146,9	71,1			141,0
	Всього								339,5	222,9			354,4
18	Інженернолабораторний корпус №2												
	силові	293	0,1 - 15,0	486,5	150	0,3701	0,806	0,7331	180,1	132,0	65	1,11	200,3
	освітлювальне								146,9	0,9			141,0
	Всього								327,0	132,9			341,4

продовження табл. 1.5.

[illegible]

продовження табл. 1.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ТП-26, 27, 28, 29 (5x1000 кВА)												
16	Механоскладальний цех №1												
	силове	600	0,6 - 100,0	9853,7	167	0,22	0,69	1,04	2150,9	2244,1	197	1,07	2294,3
	освітлювальне								228,8	396,2			217,8
	Всього								2379,6	2640,3			2512,0
19	АБК МСЦ-1												
	силове	42	0,5 - 5,0	76,4	10	0,64	0,92	0,44	48,9	21,3	31	1,09	53,2
	освітлювальне								99,2	48,0			95,2
	Всього								148,1	69,4			148,5
20	Ідальня												
	силове	53	0,55 - 41,0	439,0	75	0,62	0,95	0,33	272,7	90,4	21	1,13	307,7
	освітлювальне								60,5	29,3			58,1
	Всього								333,2	119,7			365,8
	Всього по ТП -26, 27, 28, 29												
	силове	695	0,5 - 100,0	10369,1	200	0,24	0,72	0,95	2472,4	2355,8	207	1,06	2619,8
	освітлювальне								388,4	473,5			371,1
	батареї конденсаторів 0,4 кВ												
	Всього								2860,8	2829,3			2990,9
	втрата у трансформаторах												37,9
	Всього на шинах 10 кВ ТП 26-29												3028,8
	ТП-30, 31, 32 (4x1000 кВА)												
12	Цех кріпильних виробів												
	силове	423	0,6 - 75,0	6240,0	125	0,36	0,78	0,80	2257,7	1813,9	166	1,05	2373,6
	освітлювальне								351,9	609,4			374,4
	Всього								2609,6	2423,4			2748,0

продовження табл. 1.5.

[illegible]

Таблиця 1.6. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 10 кВ

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕП	Встановлена потужність, кВт		m	K _с	cos φ	tg φ	Середнє навантаження за зміну, кВт		n _с	K _м	Розрахункова потужність,		
			Одного	Сумарна					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-16 (2х1000 кВА)														
1	Матеріальний склад №1														
	силове	27	3,0 - 7,5	145,5	3	0,59	0,79	0,78	85,5	66,4	27	1,12	95,7	66,4	116,5
	освітлювальне								8,4	14,5			5,6	9,8	
	Всього								93,9	80,9			101,4	76,1	126,8
2	Матеріальний склад №2														
	силове	9	3,0 - 7,5	39,0	3	0,48	0,78	0,81	18,8	15,2	9	1,39	26,0	16,8	30,9
	освітлювальне								6,0	10,5			4,1	7,0	
	Всього								24,8	25,7			30,0	23,8	38,3
3	Ковальсько-заготівельне відділення														
	силове	58	3,0 - 150	877,9	50	0,27	0,73	0,93	237,7	220,3	12	1,60	381,5	220,3	440,6
	освітлювальне								20,9	36,1			19,9	34,4	
	Всього								258,6	256,5			401,4	254,7	475,4
4	Група складів														
	силове	45	0,6 - 22	307,5	37	0,59	0,74	0,91	180,1	163,7	28	1,12	201,1	163,7	259,3
	освітлювальне								25,1	43,4			16,8	29,2	
	Всього								205,1	207,1			218,0	192,8	291,0
5	Компресорна станція														
	силове 0,4 кВ	24	1,1 - 30	300,6	27	0,65	0,82	0,71	194,2	137,1	20	1,12	217,8	137,1	257,4
	освітлювальне								9,4	16,3			8,4	14,6	
	Всього								203,6	153,4			226,3	151,7	272,4
6	Дільниця газифікації														
	силове	18	10 - 45	410,0	5	0,70	0,88	0,53	285,5	151,1	18	1,11	316,1	151,1	350,4
	освітлювальне								7,4	12,9			6,7	11,6	
	Всього								292,9	164,0			322,8	162,7	361,5

продовження табл. 1.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Освітлення території групи цехів								36,5	63,2			28,6	49,5	
	Всього по ТП-16														
	силове	181	0,6 - 150	2080,5	250	0,48	0,80	0,75	1001,8	753,8	28	1,16	1164,3	753,8	1387,0
	освітлювальне								113,7	196,9			90,1	156,1	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-250,0	
	Всього								1115,5	950,8			1254,4	659,9	1417,4
	втрати у трансформаторах												13,6	65,2	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-16												1268,1	725,1	1460,8
	ТП-19, 20, 24 (4х1000 кВА)														
7	Склад готової продукції														
	силове	26	1,1 - 22	141,6	20	0,60	0,79	0,77	85,1	65,6	13	1,20	101,9	65,6	121,2
	освітлювальне								29,8	51,6			20,0	34,7	
	Всього								114,9	117,3			121,9	100,3	157,9
8	Заготівельно-пресовий цех №2														
	силове	287	1,6 - 150	8601,8	94	0,26	0,73	0,93	2208,6	2048,3	115	1,1	2420,4	2048,3	3170,8
	освітлювальне								157,9	273,5			168,0	291,0	
	Всього								2366,6	2321,9			2588,4	2339,4	3488,9
9	Склад метала														
	силове	13	1,1 - 70	280,8	64	0,08	0,56	1,48	23,3	34,6	8	2,77	64,7	38,1	75,1
	освітлювальне								24,6	42,7			16,5	28,7	
	Всього								48,0	77,3			81,2	66,8	105,1
	Всього по ТП -19, 20, 24														
	силове	326	1,1 - 150	9024,2	136	0,26	0,73	0,9	2317,1	2148,6	120	1,09	2530,9	2148,6	3319,9
	освітлювальне								212,4	367,8			204,6	354,4	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-2000,0	
	Всього								2529,5	2516,4			2735,5	503,0	2781,4
	втрати у трансформаторах												26,5	126,4	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-19, 20, 24												2762,0	629,4	2832,8

продовження табл. 1.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП-17, 18, 25 (5х1000 кВА)														
10	Механоскладальний цех №2														
	силове	469	0,6 - 75	9679	125	0,28	0,580	1,40	2697,2	3785,8	258	1,04	2813,8	3785,8	4717,0
	освітлювальне								387,5	671,2			412,3	714,2	
	Всього								3084,7	4457,0			3226,1	4500,0	5536,9
11	АБК МСЦ-2														
	силове	49	0,1 - 15	126,1	150	0,63	0,92	0,41	80,0	33,0	17	1,14	91,4	33,0	97,2
	освітлювальне								169,3	82,0			162,6	78,7	
	Всього								249,3	115,0			254,0	111,7	277,5
	Всього по ТП -17, 18, 25														
	силове	518	0,1 - 75	9805,1	6	0,28	0,59	1,4	2777,1	3818,8	261	1,04	2894,4	3818,8	4791,8
	освітлювальне								556,9	753,2			574,9	792,9	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-4000,0	
	Всього								3334,0	4572,0			3469,3	611,7	3522,8
	втрати у трансформаторах												33,8	161,5	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-17, 18, 25												3503,1	773,2	3587,5
	ТП-33 (1х1000 кВА)														
17	Інженернолабораторний корпус №1														
	силове	278	0,1 - 15	555	150	0,35	0,79	0,79	192,7	151,8	74	1,11	213,4	151,8	261,9
	освітлювальне								146,9	71,1			141,0	68,3	
	Всього								339,5	222,9			354,4	220,1	417,2
18	Інженернолабораторний корпус №2														
	силове	293	0,1 - 15	486,5	150	0,37	0,81	0,73	180,1	132,0	65	1,11	200,3	132,0	239,9
	освітлювальне								146,9	0,9			141,0	68,3	
	Всього								327,0	132,9			341,4	200,3	395,8

продовження табл. 1.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-33														
	силове	571	0,1 - 15	1041,5	150	0,36	0,80	0,76	372,7	283,8	139	1,06	395,3	283,8	486,6
	освітлювальне								293,8	72,0			282,0	136,6	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-250,0	
	Всього								666,5	355,8			677,3	170,4	698,4
	втраги у трансформаторах												5,4	23,4	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-33												682,7	193,8	709,7
	ТП-34, 37 (3х1000 кВА)														
13	Механоскладальний цех №3														
	силове	308	1,1 - 80	2242,4	73	0,21	0,66	1,14	471,02	536,396	56	1,21	571,5	536,3956	783,818
	освітлювальне								118,3	204,9			112,6	195,1	
	Всього												684,2	731,5	
14	Інструментальний цех №1														
	силове	223	0,6 - 75	1482	125	0,28	0,61	1,30	407,8	528,9	40	1,23	500,3	528,9	728,0
	освітлювальне								118,3	204,9			112,6	195,1	
	Всього								526,2	733,8			613,0	724,0	948,6
15	Цех полімерів														
	силове	96	3,4 - 69,1	1970,5	20	0,38	0,68	1,08	753,7	810,7	57	1,12	845,2	810,7	1171,1
	освітлювальне								125,3	217,0			119,3	206,6	
	Всього								878,9	1027,7			964,4	1017,3	1401,8
	Всього по ТП-34, 37														
	силове	627	0,6 - 80	5694,9	133	0,29	0,66	1,15	1632,5	1876,0	142	1,07	1750,7	1876,0	2566,0
	освітлювальне								361,9	626,9			344,5	596,8	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-2400,0	
	Всього								1994,4	2502,8			2095,3	72,8	2096,5
	втраги у трансформаторах												20,0	95,6	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-34, 37												2115,3	168,3	2122,0

продовження табл. 1.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП-26, 27, 28, 29 (6x1000 кВА)														
16	Механоскладальний цех №1														
	силове	604	0,6 - 285	10993,7	475	0,27	0,75	0,89	2948,9	2630,6	77	1,13	3337,9	2630,6	4249,9
	освітлювальне								228,8	396,2			217,8	377,2	
	Всього								3177,6	3026,8			3555,7	3007,8	4657,2
19	АБК МСЦ-1														
	силове	42	0,5 - 5	76,4	10	0,64	0,92	0,44	48,9	21,3	31	1,09	53,2	21,3	57,4
	освітлювальне								99,2	48,0			95,2	46,1	
	Всього								148,1	69,4			148,5	67,5	163,1
20	Їдальня														
	силове	53	0,55 - 41	439	75	0,62	0,95	0,33	272,7	90,4	21	1,13	307,7	90,4	320,7
	освітлювальне								60,5	29,3			58,1	28,1	
	Всього								333,2	119,7			365,8	118,5	384,5
	Всього по ТП -26, 27, 28, 29														
	силове	699	0,5 - 285	11509,1	570	0,28	0,77	0,84	3270,4	2742,3	81	1,12	3662,8	2742,3	4575,6
	освітлювальне								388,4	473,5			371,1	451,4	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-1950,0	
	Всього								3658,8	3215,8			4033,9	1243,7	4221,3
	втрати у трансформаторах												40,5	193,3	
	Всього на шинах 10 кВ ТП 26-29												4074,4	1437,1	4320,4
	ТП-30, 31, 32 (4x1000 кВА)														
12	Метизний цех														
	силове	423	0,6 - 75	6240,0	125	0,36	0,78	0,80	2257,7	1813,9	166	1,05	2373,6	1813,9	2987,4
	освітлювальне								351,9	609,4			374,4	648,5	
	Всього								2609,6	2423,4			2748,0	2462,4	3689,8

продовження табл. 1.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-30, 31, 32														
	силове	423	0,6 - 75	6240,0	125	0,36	0,78	0,80	2257,7	1813,9	166	1,05	2373,6	1813,9	2987,4
	освітлювальне								351,9	609,4			374,4	648,5	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-2000,0	
	Всього								2609,6	2423,4			2748,0	462,4	2748,0
	втрати у трансформаторах												26,0	123,8	
	Всього на шинах 10 кВ ТП 30-32												2774,0	586,2	2835,3
	Всього по заводу														
	силове	3345	0,1 - 285,0	45395,3	2850	0,30	0,71	0,99	13629,3	13437,2	319	1,03	14088,0	13437,2	19468,7
	освітлювальне								2278,9	3099,9			2270,2	3186,2	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-12850,0	
	Всього на стороні 0,4 кВ								15908,2	16537,1			16358,2	3773,4	16787,8
	втрати у трансформаторах												165,9	789,3	
	Компресорна станція 10 кВ														
	Компресори (синхронні двигуни)	4	630 - 630	2520,0	1	0,8	-0,8	-0,8	2016,0	-1512,0	4	1,18	2373,7	-1663,2	2898,4
	батарей конденсаторів 10 кВ													0,0	
	Всього по заводу на шинах 10 кВ			47915,3									18897,8	2899,5	19118,9
	втрати в трансформаторах ГЗП												94,7	1366,3	
	Всього по заводу на шинах 35 кВ												18992,4	4265,8	19465,6

1.4 Графіки електричних навантажень

На основі результатів вимірювань на шинах підприємства будуються добові графіки активного $P(t)$, реактивного $Q(t)$ та повного $S(t)$ навантажень для зимового і літнього періодів. Під час розрахунків враховується розподіл на робочі та вихідні дні протягом року: у зимовому періоді – 147 робочих та 65 вихідних діб; у літньому періоді – 105 робочих та 48 вихідних діб.

Перехід від відносних одиниць до іменованих значень для кожного ступеня графіка здійснюється за відповідними співвідношеннями:

$$P_i = \frac{p_i, \%}{100} P_p ; \quad (1.3)$$

$$Q_i = \frac{q_i, \%}{100} Q_p ; \quad (1.4)$$

де p_i, q_i – значення активної та реактивної потужності i -го ступеня графіку, %.

Максимальні навантаження робочої літньої доби:

$$P_{л.р} = k_{п.р} \cdot P_p = 0,85 \cdot 18992,4 = 16143,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{л.р} = k_{п.р} \cdot Q_p = 0,85 \cdot 4265,8 = 3625,9 \text{ квар.}$$

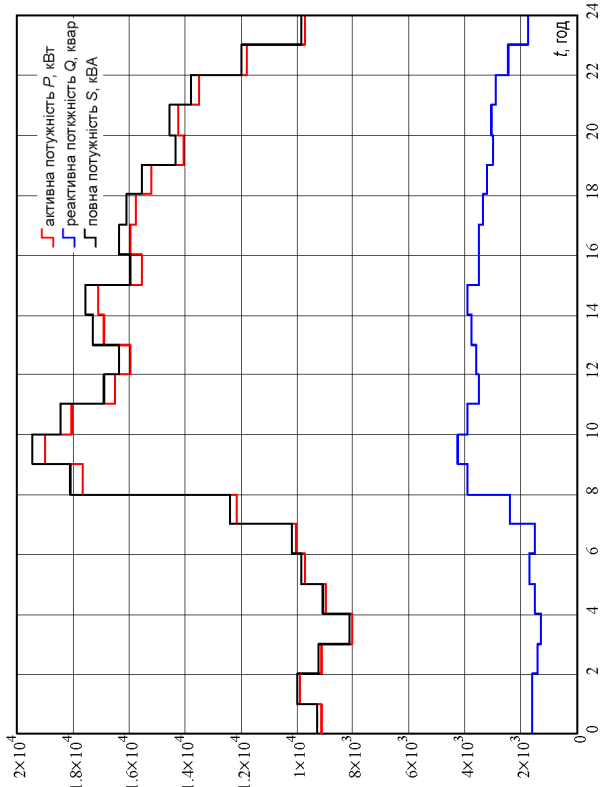
Значення повної потужності для побудови графіка $S(t)$ обчислюються за формулою:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (1.5)$$

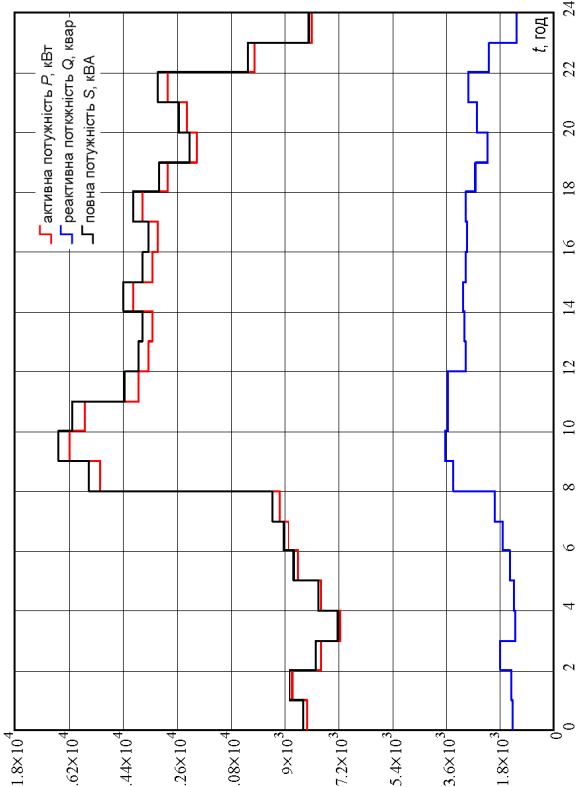
Результати обчислень параметрів для побудови добових графіків наведено в табл. А.1–А.4, Додатка А. Безпосередньо самі добові графіки активної, реактивної та повної потужностей подано на рис. 1.1.

На основі добових графіків електроспоживання було побудовано річні графіки тривалості активного, реактивного та повного навантажень. Вихідні дані та проміжні результати розрахунків зведено до табл. А.5, а візуалізацію відповідних річних графіків за тривалістю проілюстровано на рис. 1.2.

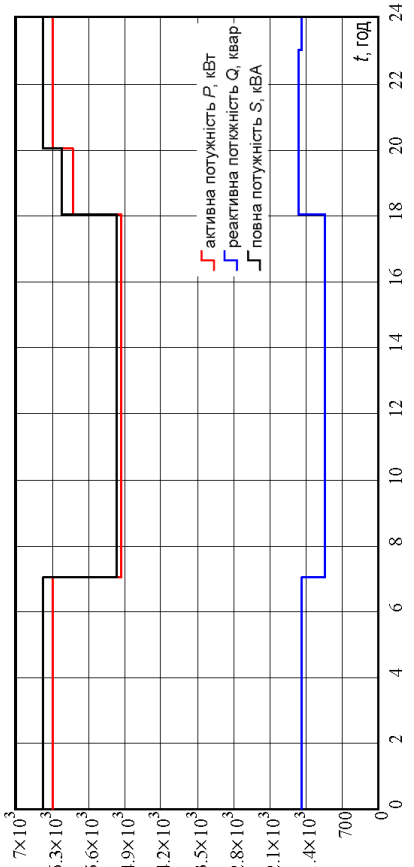
						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						29



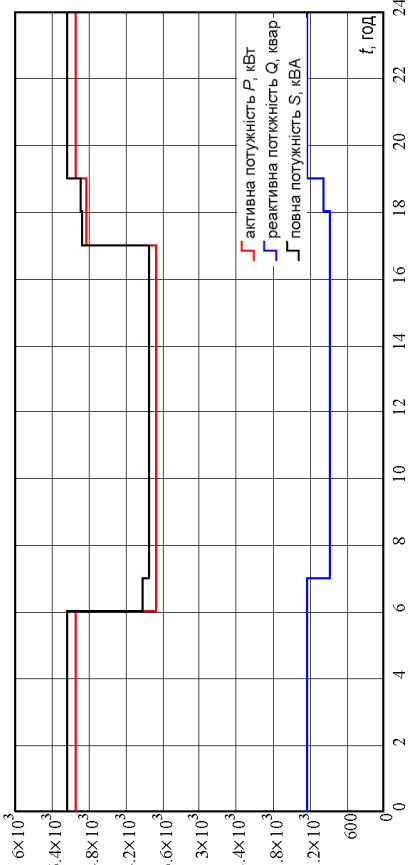
а)



б)



а)



б)

Рисунок 1.1. Залежності $P(t)$, $Q(t)$ та $S(t)$ (сторона 10 кВ ГЗП заводу):
зимовий період: (а) робоча (б) вихідна доба; літній період: (в) робоча (г) вихідна доба

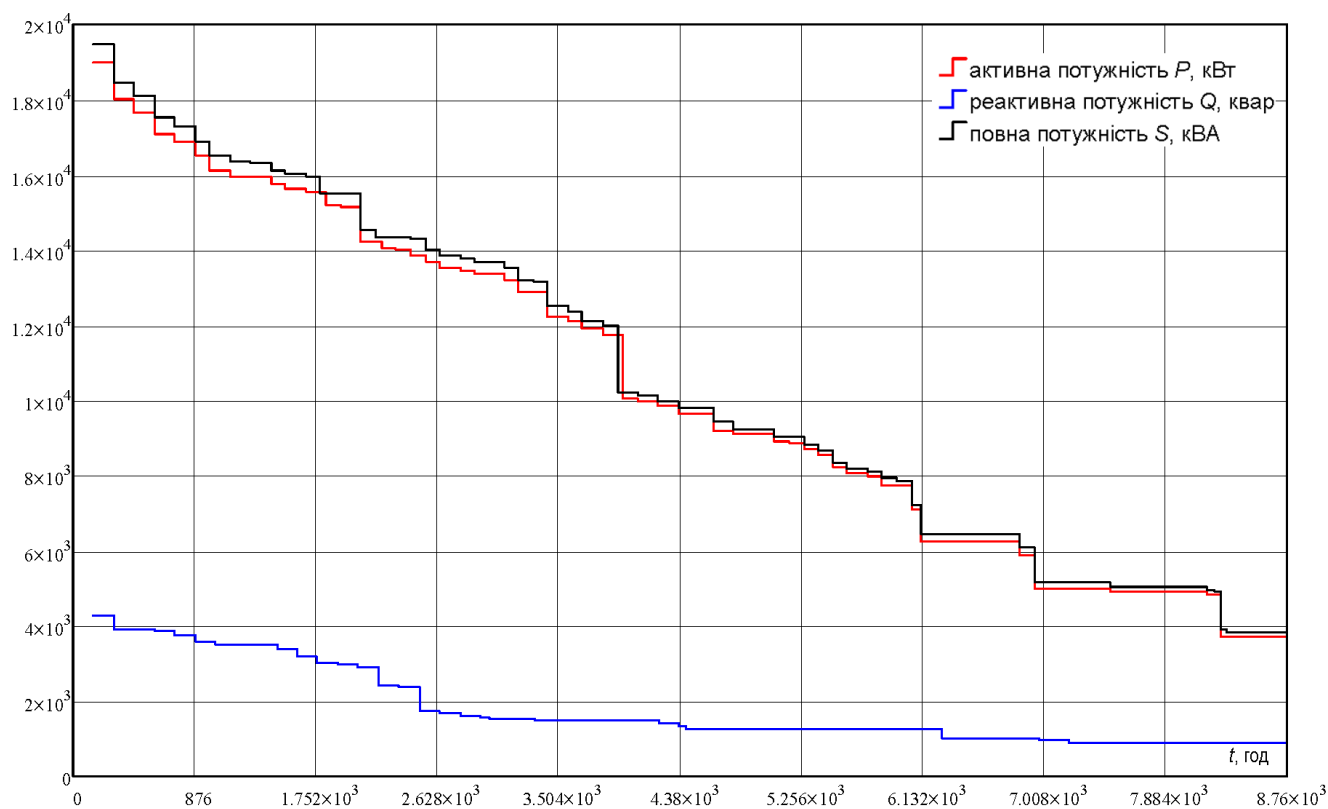


Рисунок 1.2. Річний графік електроспоживання заводу за тривалістю

На основі показників річного електроспоживання заводу визначаємо такі параметри:

- річне споживання активної енергії

$$W_p = \sum_{j=1}^n [147P_{з.р_j} + 65P_{з.в_j} + 105P_{л.р_j} + 48P_{л.в_j}] = 90483,3, \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

- річне споживання реактивної активної енергії

$$V_p = \sum_{j=1}^n [147Q_{з.р_j} + 65Q_{з.в_j} + 105Q_{л.р_j} + 48Q_{л.в_j}] = 19065,0, \text{ Мвар}\cdot\text{год};$$

- тривалість використання максимуму активного навантаження

$$T_m = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_p} = \frac{\sqrt{90483,3^2 + 19065,0^2}}{19465,6} = 4750,4 \text{ год};$$

- час максимальних втрат електроенергії

$$\tau = \left[0,124 + \frac{T_m}{10000} \right]^2 8760 = \left[0,124 + \frac{4750,4}{10000} \right]^2 8760 = 3143,6 \text{ год}.$$

2 КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ І МІСЦЕ РОЗТАШУВАННЯ ГОЛОВНОЇ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

З метою оптимального розміщення ГЗП на генплан першої черги заводу загального машинобудування нанесено картограму електричних навантажень. Для кожного підрозділу побудовано коло, площа якого у вибраному масштабі відповідає сумарному розрахунковому навантаженню цеху

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p.\Sigma}}{\pi m}}, \quad (2.1)$$

де m – масштаб, приймаємо рівним 2 кВт/мм².

Усередині кожного кола виділяють сектор, який відображає частку саме освітлювального навантаження. Центральний кут α цього сектора дорівнює

$$\alpha_i = 360 \frac{P_{oc.p.i}}{P_{p\Sigma}}, \text{ град.} \quad (2.2)$$

Вихідні дані та результати розрахунків для побудови картограми зведено у табл. 2.1.

Зазвичай ГЗП найвигідніше розташовувати в умовному центрі електричних навантажень (ЦЕН), щоб мінімізувати довжину КЛ і втрати електроенергії. Координати цього центру на генеральному плані визначаються за формулами

$$x_0 = \sum_{i=1}^n x_i \cdot P_i / \sum_{i=1}^n P_i = \frac{4626626,1}{19362,7} = 238,9 \text{ м}; \quad (2.3)$$

$$y_0 = \sum_{i=1}^n y_i \cdot P_i / \sum_{i=1}^n P_i = \frac{5502695,3}{19362,7} = 284,2 \text{ м}, \quad (2.4)$$

де n – кількість цехів; x_i та y_i – координати i -го цеха на генеральному плані;

P_i – розрахункове навантаження i -го цеха (підрозділу).

Отриманий розрахунком ЦЕН першої черги заводу опинився безпосередньо на території механоскладального цеху №3, тому ГЗП зміщуємо на найближчу вільну територію у точку з координатами $x_0 = 220$ м та $y_0 = 306$ м.

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

Таблиця 2.1. Розрахунок картограми навантажень заводу

№ п/п	Назва підрозділу	Навантаження, кВт			Радіус кола, мм	Координати центру кола, м		Центральний кут,	Добутки, кВт*м	
		P_p	$P_{oc.p}$	P_{Σ}		x	y		P^*x	P^*y
1	Матеріальний склад №1	95,7	5,6	101,4	5,7	148,2	431,5	20,0	15021,1	43735,5
2	Матеріальний склад №2	26,0	4,1	30,0	3,1	268,5	452,5	48,7	8067,8	13596,6
3	Ковальсько-заготівельне відділення	381,5	19,9	401,4	11,3	226,8	402,7	17,8	91034,1	161637,7
4	Група складів	201,1	16,8	218,0	8,3	273,2	348,5	27,8	59549,2	75962,3
5	Компресорна станція (0,4 кВ)	217,8	8,4	226,3	8,5	203,7	374,9	13,4	46089,1	84824,8
5	Компресорна станція (10 кВ)	2016,0	-	2016,0	25,3	203,7	374,9	-	410659,2	755798,4
6	Дільниця газифікації	316,1	6,7	322,8	10,1	188,1	347,4	7,4	60722,1	112147,0
7	Склад готової продукції	101,9	20,0	121,9	6,2	422,4	532,3	59,2	51501,5	64901,2
8	Заготівельно-пресовий цех №2	2420,4	168,0	2588,4	28,7	453,7	467,9	23,4	1174356,1	1211111,3
9	Склад метала	64,7	16,5	81,2	5,1	366,9	399,9	73,4	29796,4	32476,4
10	Механоскладальний цех №2	2813,8	412,3	3226,1	32,1	413,5	311,8	46,0	1333988,9	1005895,4
11	АБК МСЦ-2	91,4	162,6	254,0	9,0	376,0	171,3	230,4	95503,6	43510,0
12	Цех кріпильних виробів	2373,6	374,4	2748,0	29,6	49,5	226,9	49,0	136026,5	623523,4
13	Механоскладальний цех №3	571,5	112,6	684,2	14,8	164,6	246,8	59,3	112615,0	168854,1
14	Інструментальний цех №1	500,3	112,6	613,0	14,0	164,6	246,8	66,2	100897,1	151284,4
15	Цех полімерів	845,2	119,3	964,4	17,5	164,6	246,8	44,5	158744,8	238020,7
16	Механоскладальний цех №1	3337,9	217,8	3555,7	33,7	142,3	162,4	22,0	505969,2	577437,8
17	Інженернолабораторний корпус №1	213,4	141,0	354,4	10,6	305,4	163,5	143,2	108231,4	57943,1
18	Інженернолабораторний корпус №2	200,3	141,0	341,4	10,4	281,3	156,0	148,7	96022,5	53251,0
19	АБК МСЦ-1	53,2	95,2	148,5	6,9	94,4	84,8	230,9	14016,6	12591,2
20	Їдальня	307,7	58,1	365,8	10,8	48,7	38,8	57,1	17813,9	14192,6
	Разом			19362,7					4626626,1	5502695,0

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Вибір напруги і схеми приєднання

Вибір класу напруги живлення полягає у визначенні такого її стандартного значення, яке задовольняє всі технічні вимоги та є економічно найбільш доцільним.

Конфігурація схеми зовнішнього електропостачання промислового підприємства обирається з урахуванням таких факторів:

- розрахункового навантаження підприємства та окремих груп цехів;
- відстані до можливих джерел живлення;
- характеру розміщення електроприймачів на генеральному плані;
- необхідного рівня надійності електропостачання тощо..

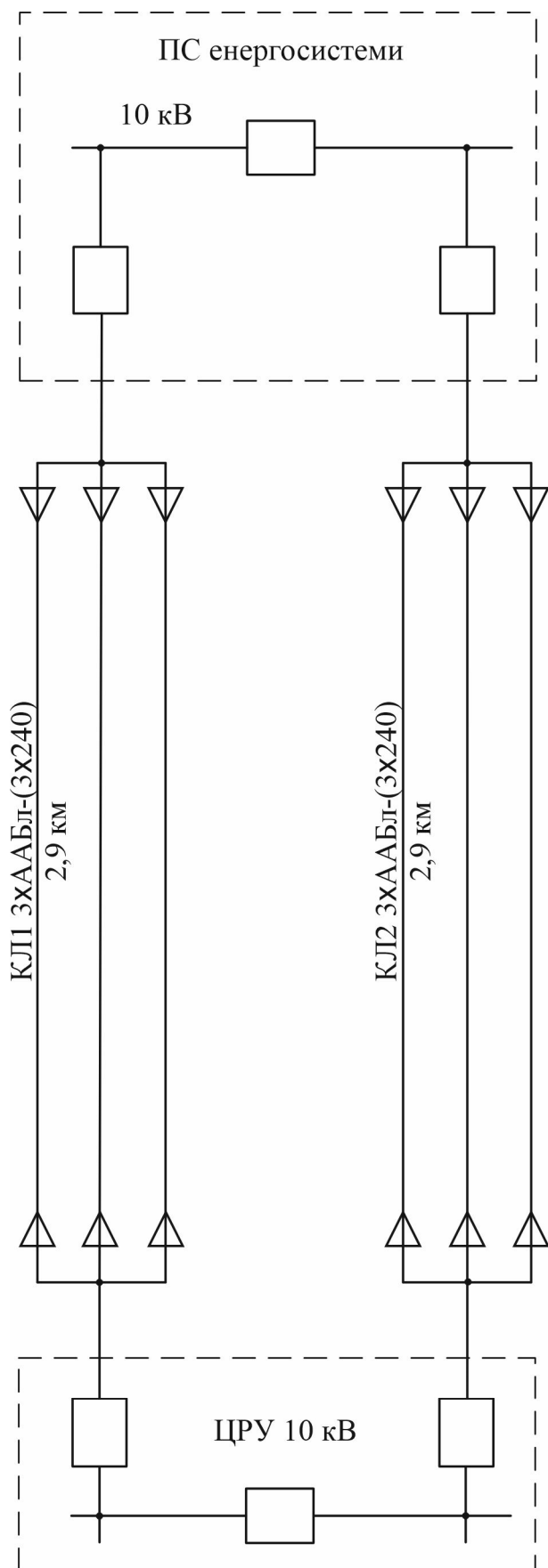
Перша черга заводу загального машинобудування є об'єктом середньої потужності, оскільки її встановлена потужність становить 45,4 МВт. Електропостачання подібних підприємств здійснюється, як правило, з одним приймальним пунктом електроенергії – головною знижувальною підстанцією (ГЗП) або центральною розподільною установкою (ЦРУ). Оскільки на заводі наявні споживачі I та II категорій надійності, обов'язково передбачається секціонування збірних шин приймального пункту та живлення кожної секції окремою кабельною лінією. З огляду на це, приймаємо до розгляду такі варіанти схеми зовнішнього електропостачання заводу:

1) живлення здійснюється на напрузі 10 кВ кабельними лініями (КЛ) довжиною 2,9 км від підстанції (ПС) енергосистеми. У цьому випадку на території підприємства споруджується центральна розподільна установка (ЦРУ) напругою 10 кВ (рис. 3.1);

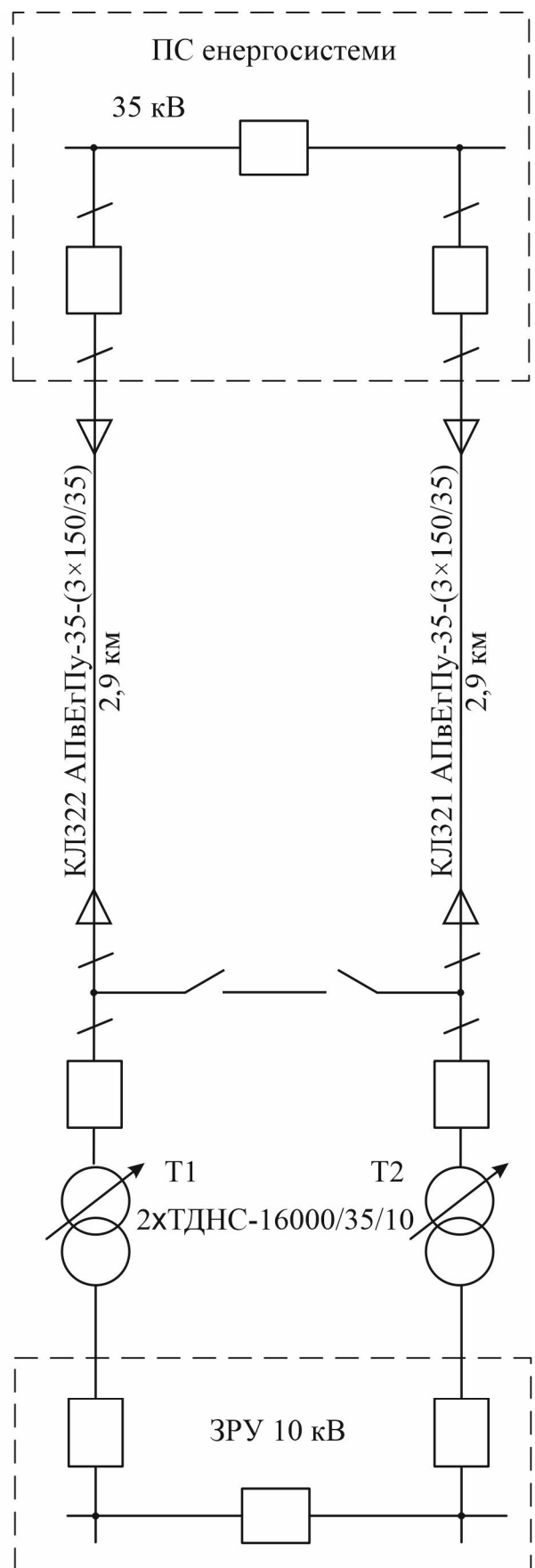
2) живлення здійснюється на напрузі 35 кВ кабельними лініями довжиною 2,9 км від ПС енергосистеми. При цьому на території заводу споруджується ГЗП, де встановлюються два силові трансформатори з номінальними напругами 35/10 кВ (рис. 3.2).

Остаточне проєктне рішення приймається на основі техніко-економічного порівняння зведених витрат за обома варіантами.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						34



а)



б)

Рисунок 3.1. Варіанти схеми приєднання I-ї черги заводу загального машинобудування

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Арк.

35

3.1.1. Вибір кабельних ліній

Вар. №1. Розрахунковий струм у кабельних лініях 1, 2:

- у нормальному режимі роботи

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{19118,9}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 525,6 \text{ А};$$

- у післяаварійному режимі роботи

$$I_{пав.р} = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{19118,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1051,3 \text{ А}.$$

Попередньо приймаємо до прокладання шість кабелів перерізом 240 мм² кожен, марки ААБл-(3х240) із тривало допустимим струмом $I_{доп} = 314 \text{ А}$ [1] та питомими втратами потужності $\Delta P_{кз} = 58 \text{ кВт/км}$.

Допустимий струм кабелю з урахуванням паралельного прокладання 6-ти кабелів у одній траншеї складе:

$$I'_{доп} = k_{сз} \cdot I_{доп} = 0,85 \cdot 314 = 266,9 \text{ А}.$$

де $k_{сз}$ – поправочний коефіцієнт на зниження струмового навантаження внаслідок спільного прокладання кількох кабелів в одній траншеї [1].

Коефіцієнт завантаження КЛ у нормальному режимі роботи

$$k_з = \frac{I_p}{m \cdot I'_{доп}} = \frac{525,6}{3 \cdot 266,9} = 0,66.$$

де m – кількість паралельних гілок у кабельній лінії.

У разі аварійного відключення одного кола кабельної лінії, кабелі, що залишилися в роботі, з урахуванням допустимого перевантаження здатні повністю забезпечити живлення електроприймачів заводу:

$$I_{р.а} = n \cdot I'_{доп} \cdot k_{а.п} = 3 \cdot 266,9 \cdot 1,35 = 1080,9 > I_p = 1051,33 \text{ А}.$$

де $k_{ап}$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження кабелю на час ліквідації аварії (тривалістю до 3 годин) [1].

Отже, попередньо обрані кабелі (3 × ААБл-10 3×240) задовольняють усі технічні вимоги, тому приймаємо їх для подальшого техніко-економічного порівняння.

Варіант №2. Розрахункові струми у КЛ-1:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{19465,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 36,8} = 152,7 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{пав.р}} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{19465,6}{\sqrt{3} \cdot 36,8} = 305,4 \text{ А};$$

Для цього варіанта розглядається лінія, що виконана двома кабелями марки АПвЕгПу-35-(3×150/35). Тривало допустиме струмове навантаження одного кабелю становить $I_{\text{доп}} = 260 \text{ А}$ [9, 10], а втрати потужності $\Delta P_{\text{кз}} = 46,8 \text{ кВт/км}$.

Скоригований допустимий струм кабелю з урахуванням умов прокладання становить:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{г.пр}} \cdot k_{\text{т.гр}} \cdot k_{\text{м.в}} \cdot k_{\text{в.гр}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,98 \cdot 1,04 \cdot 0,92 \cdot 260 = 243 \text{ А}.$$

де $k_{\text{г.пр}}$ – поправочний коефіцієнт на глибину прокладання кабелю в ґрунті (для глибини 1,0 м приймається приймаємо 0,98 [9, 10]);

$k_{\text{т.гр}}$ – поправочний коефіцієнт на температуру ґрунту (для температури ґрунту 15 °С у найтепліший місяць року приймаємо 1,04 [9, 10]);

$k_{\text{в.гр}}$ – поправочний коефіцієнт, на спільне прокладання кабелів (за відстані між кабелями 800 мм приймаємо 0,92 [10]).

Коефіцієнт завантаження КЛ у нормальному режимі роботи:

$$k_z = I_p / I'_{\text{доп}} = 152,7 / 243 = 0,63.$$

У разі аварійного відключення одного кола КЛ, кабель, що залишився в роботі, здатний забезпечити живлення електроприймачів

$$I_{\text{ав.р}} = k_{\text{ав}} I'_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 265 = 344,5 > I_{\text{пав.р}} = 305,4 \text{ А}.$$

допустимий струм КЛ буде вищим, оскільки відключення одного кабелю покращить тепловий режим роботи іншого:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{т.гр}} \cdot k_{\text{м.в}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,98 \cdot 1,04 \cdot 260 = 265 \text{ А}.$$

Дійсний коефіцієнт завантаження КЛ у післяаварійному режимі роботи

$$k_z = I_p / I'_{\text{доп}} = 305,4 / 265 = 1,15.$$

Отже, кабель АПвЕгПу-35-(3×150/35) задовольняє всі технічні вимоги щодо надійності та пропускної здатності.

3.1.2. Вибір трансформаторів ГЗП

У зв'язку зі зростанням електричного навантаження заводу коефіцієнт завантаження існуючих трансформаторів типу ТДН-10000/35/6 у нормальному режимі роботи наблизився до одиниці:

$$k_z = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{19118,9}{2 \cdot 10000} = 0,96.$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		37

Оскільки сумарна частка споживачів I та II категорій надійності становить 90 % (10 % та 80 % відповідно), розрахунковий коефіцієнт завантаження трансформатора в післяаварійному режимі (у разі відключення одного з них) становитиме:

$$k_{3.a} = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{т.ном}}} = \frac{19118,9 - 19118,9 \cdot 0,1}{10000} = 1,8.$$

Отримане значення значно перевищує максимально допустимий коефіцієнт аварійного перевантаження:

$$k_{3.a} = 1,8 \gg k_{a.\text{доп}} = 1,4.$$

З огляду на це виникає необхідність заміни існуючих трансформаторів ГЗП на трансформатори з більшою номінальною потужністю. Враховуючи наявність значної кількості споживачів I та II категорій щодо надійності електропостачання, до встановлення приймаються два силові трансформатори. Їхня номінальна потужність визначається за умовою:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_p}{n \cdot k_3} = \frac{19118,9 - 19118,9 \cdot 0,1}{2 \cdot 0,7} = 12290,7 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Відповідно до розрахунку приймаємо до встановлення два трансформатори номінальною потужністю 16000 кВА кожен.

Коефіцієнт завантаження нових трансформаторів у нормальному режимі роботи:

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{т.ном}}} = \frac{19118,9}{2 \cdot 16000} = 0,6,$$

Перевірка перевантажувальної здатності трансформаторів у післяаварійному режимі (з урахуванням коефіцієнта допустимого аварійного перевантаження

$$1,4 S_{\text{т.ном}} \geq S_p;$$

$$1,4 \cdot 16000 = 22400 > 19118,9 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

тобто, один трансформатор, що залишиться в роботі, здатний повністю забезпечити живлення споживачів усіх категорій.

Отже, трансформатори типу ТДНС-16000/35/10 задовольняють вимоги щодо надійності та пропускної здатності в усіх режимах роботи, тому остаточно приймаємо їх до встановлення.

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

3.1.3. Вибір схеми приєднання

Головним критерієм вибору оптимальної схеми електропостачання промислового підприємства та його структурних підрозділів є мінімум річних зведених витрат. Серед кількох можливих конфігурацій мережі економічно доцільним вважається той варіант, який забезпечує найменше значення цього показника.

З метою спрощення розрахунків техніко-економічне порівняння здійснюється лише для тих елементів схеми електропостачання, які конструктивно або параметрично відрізняються у розглянутих варіантах.

Мінімум зведених витрат в енергетиці визначається за формулою:

$$ЗВ_1 = E_n \cdot K + C + B + З = 0,12 \cdot 56534,4 + 5725,5 + 10993,2 + 39,81 = 23542,6 \text{ тис. грн.}$$

де E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень (в енергетиці зазвичай приймається 0,12);

C – поточні експлуатаційні витрати на передавання та розподіл електроенергії (амортизація та обслуговування), тис. грн/рік;

B – вартість річних втрат електроенергії в елементах мережі, тис. грн/рік;

$З_{ав}$ – очікувані збитки від перерв в електропостачанні (зумовлені рівнем надійності обраної схеми), тис. грн/рік.

Загальна сума капітальних вкладень для кожного з варіантів розраховується за укрупненими показниками вартості будівництва та монтажу всіх відмінних елементів схеми (кабельних ліній, трансформаторів, розподільних пристроїв).

Результати розрахунку капітальних витрат для порівнюваних варіантів зведено до табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Розрахунок Загальна сума капіталовкладень по варіантах

№ вар.	Найменування елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Вартість всього, тис. грн.
I	Шафи КРУ КУ-10Ц з вакуумними вимикачами 10 кВ	шт.	2	360,20	720,4
	Кабельна лінія ААБл-(3х240)	км	17,4	3207,70	55814,0
	Разом				56534,4
II	Вакуумний вимикач 35 кВ	шт.	2	405,00	810,0
	Роз'єднувач 35 кВ із заземлювачами	шт.	4	70,20	280,8
	ВРУ 35 кВ	шт.	1	1871,40	1871,4
	Трансформатор ТДНС-16000/35/10	шт.	2	11750,2	23500,4
	Кабельна лінія АПвЕгПу-35-(3×150/35)	км	11,6	3927,30	22778,3
	Разом				49240,9

3.1.3.1. Розрахунок поточних витрат

Розрахунок річних поточних витрат здійснюється укрупненим методом за двома основними складовими: амортизаційними відрахуваннями A та експлуатаційними витратами E .

Для виконання розрахунків використовуються відповідні норми відрахувань на амортизацію H_a та експлуатацію H_e , які задаються у відсотках від вартості обладнання. Сумарні річні поточні витрати, тис. грн. / рік.:

$$C = A + E = \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot H_a}{100} + \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot H_e}{100}, \quad (3.1)$$

де n – кількість видів елементів схеми приєднання;

K_i – вартість елемента схеми i -го варіанту, тис. грн.

Вихідні дані та результати визначення поточних витрат за варіантами схеми приєднання представлено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2. Розрахунок річних поточних витрат

№ вар.	Елемента схеми	Норми, %		Витрати, тис. грн. / рік			
		H_a	H_e	K	A	E	C
I	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	15,0	5,0	720,4	108,1	36,0	144,1
	Кабельна лінія ААБл-(3х240)	5,0	5,0	55814,0	2790,7	2790,7	5581,4
	Разом						5725,5
II	Вакуумний вимикач 35 кВ	15,0	5,0	810,0	121,5	40,5	162,0
	Роз'єднувач	15,0	5,0	280,8	42,1	14,0	56,2
	ВРУ 35 кВ	15,0	5,0	1871,4	280,7	93,6	374,3
	Силовий трансформатор ГЗП ТДНС-16000/35/10	15,0	5,0	23500,4	3525,1	1175,0	4700,1
	Кабельна лінія АПвЕгПу-35-(3×150/35)	5,0	5,0	22778,3	1138,9	1138,9	2277,8
	Разом						7570,4

3.1.3.2. Вартість втрат електроенергії

Варіант №1. Річних вартість втрат електроенергії у кабельних лініях:

$$B = c_{0,2} \cdot \Delta E_{\text{кл.н}} = 11,129 \cdot 987798,7 = 10993,2 \text{ тис. грн.};$$

де $c_{0,2}$ – вартість 1 кВт·год електроенергії для споживачів 2 класу напруги за чинним тарифом;

$\Delta E_{\text{кл.н}}$ – навантажувальні втрати електроенергії в кабельних лініях:

$$\Delta E_{\text{кл.н}} = \Delta P_{\text{н.кл}} \tau = 314,2 \cdot 3143,6 = 987798,7 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$\Delta P_{\text{н}}$ – навантажувальні втрати активної потужності у кабельних лініях:

$$\Delta P_{\text{н.кл}} = \Delta p_{\text{кл}} \cdot l \cdot k_3^2 = 58 \cdot 17,4 \cdot 0,56^2 = 314,2 \text{ кВт}.$$

$\Delta p_{\text{кл}}$ – питомі втрати активної потужності у кабельних лініях при повному навантаженні, кВт/км; l – довжина кабельної лінії, км.

Варіант №2. Вартість річних втрат електроенергії визначається за чинними тарифами на електроенергію:

$$B = c_{0,2} \cdot \Delta E = 8,481 \cdot 782921,9 = 6640,0 \text{ тис. грн};$$

де $c_{0,2}$ – вартість 1 кВт·год електроенергії для споживачів 1 класу напруги за чинним тарифом, грн.;

де ΔE – сумарні річні втрати електроенергії в елементах схеми:

$$\Delta E = \Delta E_{\text{кл.н}} + \Delta E_{\text{тр}} = 294315,5 + 488606,4 = 782921,9 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$\Delta E_{\text{кл.н}}$ – навантажувальні втрати енергії у КЛ

$$\Delta E_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{н.кл}} \tau = 93,6 \cdot 3143,6 = 294315,5 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$\Delta P_{\text{н.кл}}$ – навантажувальні втрати активної потужності в кабельних лініях

$$\Delta P_{\text{н.кл}} = \Delta p_{\text{кл}} \cdot l \cdot k_3^2 = 46,8 \cdot 5,8 \cdot 0,59^2 = 93,6 \text{ кВт};$$

$\Delta E_{\text{тр}}$ – втрати енергії у трансформаторах ГЗП:

$$\begin{aligned} \Delta E_{\text{тр}} &= \Delta E_{\text{xx}} + \Delta E_{\text{н}} = n \left(\Delta p_{\text{xx}} T_{\text{в}} + \Delta p_{\text{кз}} \tau k_3^2 \right) = 2 \left(17 \cdot 8760 + 85 \cdot 3143 \cdot 0,59^2 \right) = \\ &= 488606,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

3.1.3.2. Господарські збитки від порушення електропостачання

Варіант №1. Очікувані річні господарські збитки від аварійно недоданої електроенергії:

$$З = z_0 \cdot P_{\text{ср}} \cdot T_{\text{а}} = 155,4 \cdot 10248 \cdot 0,025 \cdot 10^{-3} = 39,81 \text{ тис. грн}.$$

де z_0 – питомий показник збитку від аварійно недоданої електроенергії, грн/кВт·год;

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

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{м}} / 8760 = 18897,8 \cdot 4750,4 / 8760 = 10248, \text{ кВт};$$

$T_{\text{а}}$ – середньорічний час аварійного простою

$$T_{\text{а}} = K_{\text{а}}^{(2)} \cdot 8760 = 2,8 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0,025 \text{ год};$$

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

$K_a^{(2)}$ – коефіцієнт аварійного простою двох ліній:

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2 \cdot K_{ап} = (2,1 \cdot 10^{-4})^2 + 2 \cdot 1,4 \cdot 10^{-6} = 2,8 \cdot 10^{-6};$$

$K_{ап}$ – коефіцієнт аварійного простою

$$K_{ап} = 0,5 \cdot \lambda_a \cdot K_{п.п}^2 = 0,5 \cdot 0,486 \cdot (2,4 \cdot 10^{-3})^2 = 1,4 \cdot 10^{-6};$$

λ_a – параметр потоку відмов однієї ланки:

$$\lambda_a = \sum \lambda_{a,i} = 0,004 + 0,002 + 0,48 = 0,486;$$

$K_{п.п}$ – коефіцієнт планового простою однієї ланки:

$$K_{пп} = 1,2 \cdot K_{п.макс} = 1,2 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 2,4 \cdot 10^{-3};$$

K_a – коефіцієнт аварійного простою однієї ланки:

$$K_a = \lambda_a \cdot T_b = 0,486 \cdot 4,3 \cdot 10^{-4} = 2,1 \cdot 10^{-4};$$

T_b - середній час відновлення однієї ланки:

$$T_b = \frac{\sum \lambda_{a,i} \cdot T_{b,i}}{\lambda_a} = \frac{(0,004 \cdot 0,45 + 0,002 \cdot 0,34 + 0,48 \cdot 0,42) \cdot 10^{-3}}{0,486} = 4,3 \cdot 10^{-4}, \text{ год/рік}$$

Алгоритм визначення очікуваних господарських збитків від аварійно недоданої електроенергії для варіанта №2 є ідентичним до наведеного вище. З огляду на це кінцеві результати зведено до табл. 3.3.

Підсумкові показники техніко-економічного аналізу розглянутих варіантів схеми зовнішнього електропостачання підприємства наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.3 – Розрахунок збитків недоданої електроенергії

№ вар.	T_b , год/рік	K_a	$K_{п}$	λ_a , 1/рік	$K_{ап}$	$K_a^{(2)}$	T_a , год	З, тис. грн
I	$4,3 \cdot 10^{-4}$	$2,1 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	0,486	$1,4 \cdot 10^{-6}$	$2,8 \cdot 10^{-6}$	0,025	39,81
II	$3,1 \cdot 10^{-4}$	$7,4 \cdot 10^{-4}$	$7,2 \cdot 10^{-3}$	0,24	$6,2 \cdot 10^{-6}$	$0,3 \cdot 10^{-5}$	0,114	181,55

Таблиця 3.4. Результати техніко-економічного обґрунтування варіантів схеми приєднання

Показники	Од. вим.	Варіант	
		1	2
Капітальні витрати	тис. грн.	56534,4	49240,9
Річні поточні витрати	тис. грн. / рік	5725,5	7570,4
Вартість втрат електроенергії	тис. грн. / рік	10993,2	6640,0
Збитки від перерв у електропостачанні	тис. грн. / рік	39,81	181,55
Зведені витрати	тис. грн. / рік	23542,6	20300,8

Техніко-економічне порівняння річних зведених витрат за розглянутими варіантами показує:

$$ЗВ_1 = 23542,6 > ЗВ_2 = 20300,8, \text{ тис. грн.};$$

Оскільки головним критерієм вибору є мінімум зведених витрат, остаточно приймаємо схему приєднання заводу за варіантом №2.

3.2 Вибір напруги і схеми внутрішнього електропостачання

Рациональна побудова системи розподілу електроенергії на підприємстві залежить від обґрунтованого вибору класу напруги та топології мережі.

Для внутрішньозаводської мережі обрано напругу 10 кВ. Таке рішення базується на таких факторах:

- зниження витрат потужності в елементах системи (порівняно з нижчими класами напруг), що покращує якість електроенергії;
- відповідність середній встановленій потужності цехових трансформаторів та високовольтних двигунів;
- висока пропускна здатність кабельних ліній.

Внутрішньозаводська розподільна мережа може виконуватися за радіальною, магістральною або змішаною схемами.

Радіальні схеми забезпечують високу надійність і глибоке секціонування мережі, проте потребують більших витрат на кабельно-провідникову продукцію та комутаційну апаратуру. Магістральні схеми, у свою чергу, доцільні за умови лінійного розташування цехових підстанцій та значної концентрації навантажень, і дозволяють суттєво скоротити кількість ланок комутації. Одиночні магістралі без резервування використовуються рідко (лише для споживачів III категорії), тоді як схеми з двома наскрізними магістралями мають високу надійність і придатні для живлення відповідальних споживачів.

У практиці проектування суто радіальні або суто магістральні мережі застосовують рідко. Досвід експлуатації показує, що найкращі техніко-економічні показники забезпечують змішані схеми, які поєднують переваги обох підходів.

З огляду на це, внутрішня система електропостачання заводу проектується змішаною із максимальним використанням подвійних наскрізних магістралей (для забезпечення надійності живлення споживачів I та II категорій).

Винятком є живлення ТП-16 та синхронних двигунів компресорної станції – для них передбачено індивідуальне живлення радіальними лініями, що зумовлено їхньою значною одиничною потужністю та технологічною специфікою.

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

4 РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

4.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір джерел для її компенсації

Сумарне розрахункове навантаження заводу загального машинобудування:
- за активною потужністю:

$$P_p = P_{cd} + P_n + \Delta P_{tr} = 2375,7 + 17013,8 + 170,7 = 19558,1 \text{ кВт};$$

де P_{cd} – активна потужність, яку споживають синхронні двигуни 10 кВ, кВт;

P_n – сумарне активне навантаження цехових споживачів напругою до 1000 В:

$$P_n = \sum P_{тп.і} = 1254,4 + 2735,5 + 3469,3 + 677,0 + 2095,3 + 4033,9 + 2748,0 = \\ = 17013,8 \text{ кВт};$$

ΔP_{tr} – сумарні втрати активної потужності в трансформаторах цехових ТП

$$\Delta P_{tr} = \sum \Delta P_{tr.і} = 11,3 + 25,8 + 38,1 + 5,3 + 26,5 + 37,7 + 26,0 = 170,7 \text{ кВт};$$

- за реактивною потужністю:

$$Q_p = Q_{cd} + Q_n + \Delta Q_{tr} = 0 + 16573,8 + 818,0 = 17391,9 \text{ квар};$$

Q_{cd} – реактивна потужність, яку споживають синхронні двигунами 10 кВ, квар;

ΔQ_{tr} – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах цехових ТП:

$$\Delta Q_{tr} = \sum \Delta Q_{tr.і} = 53,3 + 122,9 + 185,5 + 22,6 + 130,7 + 179,2 + 123,8 = 818,0 \text{ квар};$$

Q_n – сумарне реактивне навантаження цехових споживачів напругою до 1000 В:

$$Q_n = \sum Q_{тп.і} = 909,9 + 2503,0 + 4611,7 + 420,4 + 2472,8 + 3193,7 + 2426,4 = \\ = 16573,8 \text{ квар};$$

Реактивна потужність, яку може надати електроенергетична система:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{св} = 19558,1 \cdot 0,15 = 2933,7 \text{ квар}.$$

$\operatorname{tg} \varphi_e$ – тангенс кута, що відповідає економічно доцільному значенню реактивної потужності приймаємо 0,15.

Мінімальне число цехових трансформаторів

$$n_{tr.min} = P_n / (k_z \cdot S_{tr.ном}) = 17013,8 / (0,7 \cdot 1000) = 24,3 \text{ од.}$$

Приймаємо до розгляду $n_{tr.min} = 25$ од.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						44

Максимальна реактивна потужність, яка може бути передана з мережі 10 кВ до мережі 0,4 кВ через цехові трансформатори:

$$Q_{\Pi} = \sqrt{(n \cdot S_{\text{тр.ном}} \cdot k_3)^2 - P_{\text{н}}^2} = \sqrt{(25 \cdot 1000 \cdot 0,6967)^2 - 17013,8^2} = 3728,4 \text{ квар.}$$

Потужність конденсаторних установок, які необхідно встановити в мережі 0,4 кВ, визначається з умови балансу реактивної потужності на збірних шинах цехових ТП:

$$Q_{\text{кн}} = Q_{\text{н}} - Q_{\Pi} = 16573,8 - 3728,4 = 12845,5 \text{ квар.}$$

Приймаємо до встановлення конденсаторні установки сумарною потужністю $Q_{\text{кн}} = 12850$ квар (8x800, 8x500, 6x325, 1x250, 2x125 квар).

Уточнюємо значення реактивної потужності, що надходить із мережі вищої напруги

$$Q_1 = Q_{\text{н}} - Q_{\text{кн}} = 16573,8 - 12850 = 3723,8 \text{ квар.}$$

Потужність джерел реактивної потужності, які необхідно встановити в мережі 10 кВ, розраховується за формулою:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кн}} - Q_{\text{с}} = 17391,9 - 12845,5 - 2933,7 = 1608,1 \text{ квар.}$$

Оскільки $Q_{\text{кв}} > 0$, для компенсації реактивної потужності в мережі 10 кВ використовуються наявні високовольтні СД.

Максимальна реактивна потужність, що може бути генерована наявними синхронними двигунами:

$$Q_{\text{сд.мах}} = \frac{n_{\text{сд}} \cdot \alpha \cdot Q_{\text{ном}}}{\eta_{\text{сд}}} = \frac{4 \cdot 1,21 \cdot 0,327}{0,94} = 1684 \text{ квар;}$$

де $n_{\text{сд}}$ – число СД; α – коефіцієнт найбільшого перевантаження СД за реактивною потужністю; $Q_{\text{сд.ном}}$ – номінальна реактивна потужність СД.

Оскільки наявна генерація повністю покриває розрахункову потребу:

$$Q_{\text{сд}} = 1684 > Q_{\text{кв}} = 1608,1 \text{ квар.}$$

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

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		45

4.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування конденсаторних установок

Оптимальне розміщення низьковольтних компенсуючих пристроїв (КП) у цехових мережах залежить від низки техніко-економічних чинників: конфігурації розподільної мережі, графіка електричних навантажень, наявної пропускної здатності трансформаторів та вимог щодо підтримки належного рівня напруги. Головною метою компенсації на стороні 0,4 кВ є максимальне розвантаження силових трансформаторів і ліній живлення від перетікань реактивної потужності.

Розрахунок необхідної потужності КП розглянемо на прикладі цехової підстанції ТП-2. Реактивна потужність, яку необхідно компенсувати на стороні 0,4 кВ, визначається з рівняння балансу:

$$Q_{\text{ку.нн}} = Q_{\text{н}} - Q_{\text{п}} = 420,4 - 176,8 = 243,6 \text{ квар.}$$

де $Q_{\text{п}}$ – максимальна реактивна потужність, яка може бути передана з мережі вищої напруги (10 кВ) через цеховий трансформатор ТП-2 у мережу 0,4 кВ:

$$Q_{\text{п}} = \sqrt{(n \cdot S_{\text{тр}} \cdot k_3)^2 - P_{\text{н}}^2} = \sqrt{(2 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 677,3^2} = 176,8 \text{ квар;}$$

На основі отриманих розрахункових даних приймаємо до встановлення комплектну конденсаторну установку сумарною потужністю $Q_{\text{ку.нн}} = 250$ квар:

КРМ-0,4-250-25-51.

Для решти цехових трансформаторних підстанцій підприємства обчислення необхідної потужності та вибір марок компенсуючих пристроїв виконуються за ідентичним алгоритмом. Зведені результати розрахунків наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Обґрунтування системи компенсації реактивної потужності

№ ТП	$N_{\text{тр}}$	$P_{\text{р}},$ кВт	$Q_{\text{р}},$ квар	$Q_{\text{н}},$ квар	$Q_{\text{кп}},$ квар	$N_{\text{БК}}$	Тип БК	$\Sigma Q_{\text{БК}},$ квар	$S,$ кВА	k_3
ТП-16	2	1254,4	909,9	621,6	288,3	2	КРМ-0,4-125-25-51	288,3	1417,4	0,71
ТП-19, 20, 24	4	2735,5	2503,0	597,4	1905,6	4	КРМ-0,4-500-25-71	1905,6	2781,4	0,70
ТП-17, 18, 25	5	3469,3	4611,7	462,3	4149,4	5	КРМ-0,4-800-25-91	4149,4	3522,8	0,70
ТП-33	1	677,3	420,4	176,8	243,6	1	КРМ-0,4-250-25-51	243,6	698,4	0,70
ТП 34, 37	3	2095,3	2472,8	140,6	2332,1	3	КРМ-0,4-800-25-91	2332,1	2096,5	0,70
ТП-26-29	6	4033,9	3193,7	1169,5	2024,2	6	КРМ-0,4-325-25-71	2024,2	4221,3	0,70
ТП 30-32	4	2748,0	2462,4	537,1	1925,3	4	КРМ-0,4-500-25-71	1925,3	2748,0	0,69
	25	17013,8	16573,8	3705,3	12868,5			12868,5		

5 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

5.1 Вибір кількості та потужності трансформаторів ГЗП

Вибір кількості та потужності силових трансформаторів ГЗП проведено у розділі 3.1.2 кваліфікаційної роботи.

5.2 Вибір кількості та потужності трансформаторів цехових підстанцій

У розподільній мережі 10 кВ заводу загального машинобудування передбачено встановлення двотрансформаторних (8 шт.) та однострансформаторних (9 шт.) цехових підстанцій.

Вибір двотрансформаторних підстанцій для основних виробничих зон обґрунтовується такими чинниками:

- переважна більшість електроприймачів належить до II категорії щодо надійності електропостачання (це вимагає наявності взаємного резервування потужності на випадок аварійних режимів);
- висока щільність та зосередженість електричних навантажень у цехах;
- двозмінний режим роботи підприємства;
- відсутність складського резерву трансформаторів (що унеможливило б швидку заміну пошкодженого обладнання та вимагає апаратного резервування безпосередньо на підстанції).

Натомість однострансформаторні ПС застосовуються для живлення допоміжних підрозділів підприємства, де навантаження є менш відповідальними (переважно споживачі III категорії) і допускають перерву в електропостачанні на час проведення ремонту або заміни елемента мережі.

Кількість та одинична потужність трансформаторів цехових підстанцій тісно взаємопов'язані: за фіксованого розрахункового навантаження S_p загальна кількість трансформаторів безпосередньо залежить від прийнятої номінальної потужності комплектних трансформаторних підстанцій (КТП).

Вибір необхідної кількості цехових трансформаторів здійснюється на основі розрахункових навантажень цехів за спрощеною методикою — із використанням рекомендованих економічних коефіцієнтів завантаження. Такий підхід дозволяє оптимізувати мережу без виконання громіздких техніко-економічних порівнянь. Відповідно до нормативів для промислових підприємств, оптимальні коефіцієнти завантаження k_z становлять:

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

- 0,65...0,7 – для цехів із переважанням електроприймачів I категорії надійності (за умови живлення від двотрансформаторних ТП);

- 0,7...0,8 – для цехів, де переважають споживачі II категорії надійності (за умови використання однострансформаторних ТП, які забезпечені взаємним резервуванням по мережі низької напруги).

Виходячи з наведених нормативних коефіцієнтів та фактичних розрахункових навантажень підприємства, загальна кількість трансформаторів становитиме 25 одиниць, які розподілятимуться між 17 цеховими підстанціями. До встановлення на всіх ТП приймаються трансформатори з уніфікованою номінальною потужністю $S_{\text{тр.ном}} = 1000$ кВА.

Перевірку правильності вибору кількості та одиничної потужності силових трансформаторів цехових підстанцій виконаємо за методом питомої щільності навантаження. Згідно з цим методом, кількість трансформаторів пов'язана з їхньою номінальною потужністю такою залежністю::

$$n_{\text{тр}} = S_p / (k_{\text{з.тр}} \cdot S_{\text{е.ном}}) = 18897,8 / (0,69 \cdot 1000) = 24,3.$$

де $S_{\text{е.ном}}$ – економічно доцільна номінальна потужність трансформатора, яка обирається залежно від питомої щільності електричного навантаження цехів підприємства:

$$S_{\text{п}} = S_p / F = 18897,8 / 134380 = 0,14 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2.$$

Оскільки розраховане значення $S_{\text{п}} < 0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2$, оптимальна одинична потужність цехового трансформатора становить $S_{\text{е.ном}} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Отриману за формулами розрахункову кількість трансформаторів округлюємо до найближчого цілого значення. Таким чином, загальна кількість трансформаторів на цехових підстанціях становить 25 одиниць із номінальною потужністю 1000 кВА кожен.

Наступним кроком є обов'язкова перевірка обраних до встановлення трансформаторів за умовою допустимого післяаварійного перевантаження:

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

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформаторів, для оливних трансформаторів двотрансформаторних підстанцій $k_{\text{п}} = 1,4$ [1]; $S_{\text{ав.р}}$ – розрахункова повна потужність підстанції в післяаварійному режимі.

Детальні результати розрахунків щодо вибору та перевірки силових трансформаторів для кожної цехової підстанції наведено в табл. 5.1.

Обрані трансформатори типу ТМГ-1000/10/0,4 з урахуванням допустимого перевантаження в післяаварійному режимі гарантовано забезпечують споживачів необхідною потужністю. З огляду на це, вони відповідають усім нормативним вимогам і остаточно приймаються до встановлення.

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

Таблиця 5.1. Вибір трансформаторів цехових підстанцій

№ ТП	Назва споживача	Категорія ЕП по безперебійності електро-постачання	S_p , кВт	$k_{зд}$	$k_{з,ав}$	$S'_{тр,р}$, кВА	Кількість та тип трансформаторів, кВА	$k_{п}$	$S_{т,ном} \cdot k_{п} > S_{ав,р}$
16	Матеріальний склад №1	III							
	Матеріальний склад №2	III							
	Ковальсько-заготівельне відділення	III							
	Група складів	III							
	Компресорна станція	II							
	Дільниця газифікації	II							
	Всього по ТП №16		1417,4	0,71	1,42	708,7	2хТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 ≈ 1417,4
19	Склад готової продукції	III							
20	Заготівельно-пресовий цех №2	II							
24	Склад метала	III							
	Всього по ТП №19, 20, 24		2781,4	0,70	1,39	695,3	4хТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1390,7
17	Механоскладальний цех №2	II							
18	АБК МСП-2	III							
25									
	Всього по ТП №17, 18, 25		3522,8	0,70	1,17	704,6	5хТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 1409,1
33	Інженернолабораторний корп. №1	III							
	Інженернолабораторний корп. №1	III							
	Всього по ТП №33		698,4	0,70	-	698,4	1хТМГ-1000/10/0,4	1,4	1400 > 698,4

6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

6.1 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ у системі електропостачання заводу загального машинобудування проведено у системі відносних базисних одиниць. Розрахункова схема мережі приведена для кожної системи шин на рис. 6.1, 6.2, а її схема заміщення – на рис. 6.3, 6.4. Детальний розрахунок струмів КЗ проведено для однієї магістральної лінії у режимі максимальних навантажень, результати розрахунків для решти ліній зведено до табл. 6.1.

Приймаємо наступні базисні параметри схеми заміщення: напруги $U_{6I} = 36,8$ кВ, $U_{6II} = 10,5$ кВ; потужність $S_6 = 1000$ МВ·А, струми

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 36,8} = 25,1 \text{ кА}; \quad I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6II}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88 \text{ кА}.$$

Параметри схеми заміщення системи електропостачання заводу:

- опір системи

$$x_{c*} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.с.мах}} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 8,1 \cdot 36,8} = 3,02 \text{ в.о.};$$

- трансформатора ГЗП:

$$r_{T*} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}^2} = 0,085 \cdot \frac{1600}{16^2} = 0,53 \text{ в.о.};$$

$$x_{T*} = \frac{u_{\text{к}}, \%}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1600}{16^2} = 10 \text{ в.о.};$$

- кабельних ліній:

КЛ-322

$$r_{\text{кл322}*} = r_0 \cdot l_{\text{кл322}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,206 \cdot 2,9 \cdot \frac{1600}{36,8^2} = 0,706 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{кл322}*} = x_0 \cdot l_{\text{кл322}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,112 \cdot 2,9 \cdot \frac{1000}{36,8^2} = 0,384 \text{ в.о.};$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		51

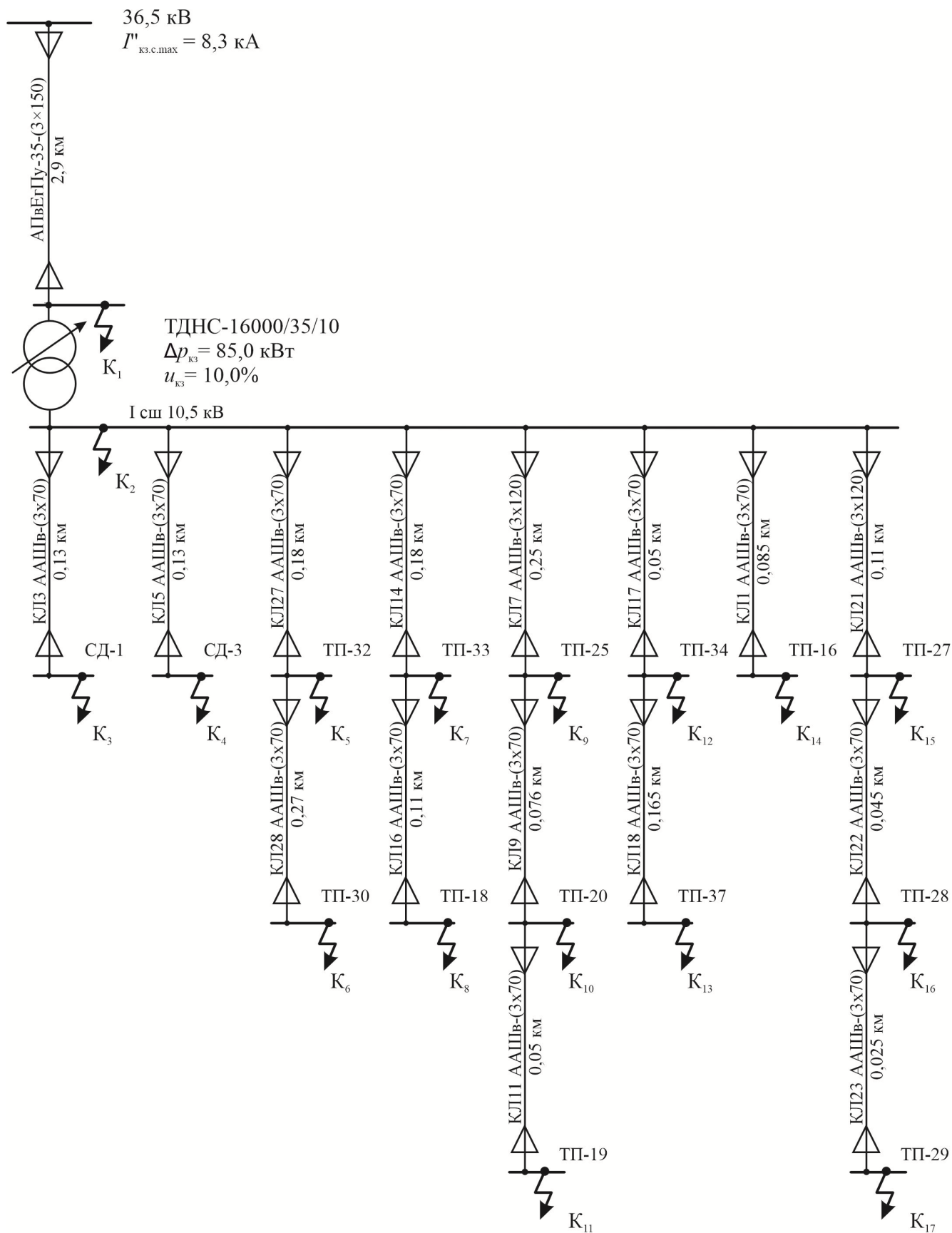


Рисунок 6.1. Розрахункова схема системи електропостачання заводу загального машинобудування І сш 10 кВ

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

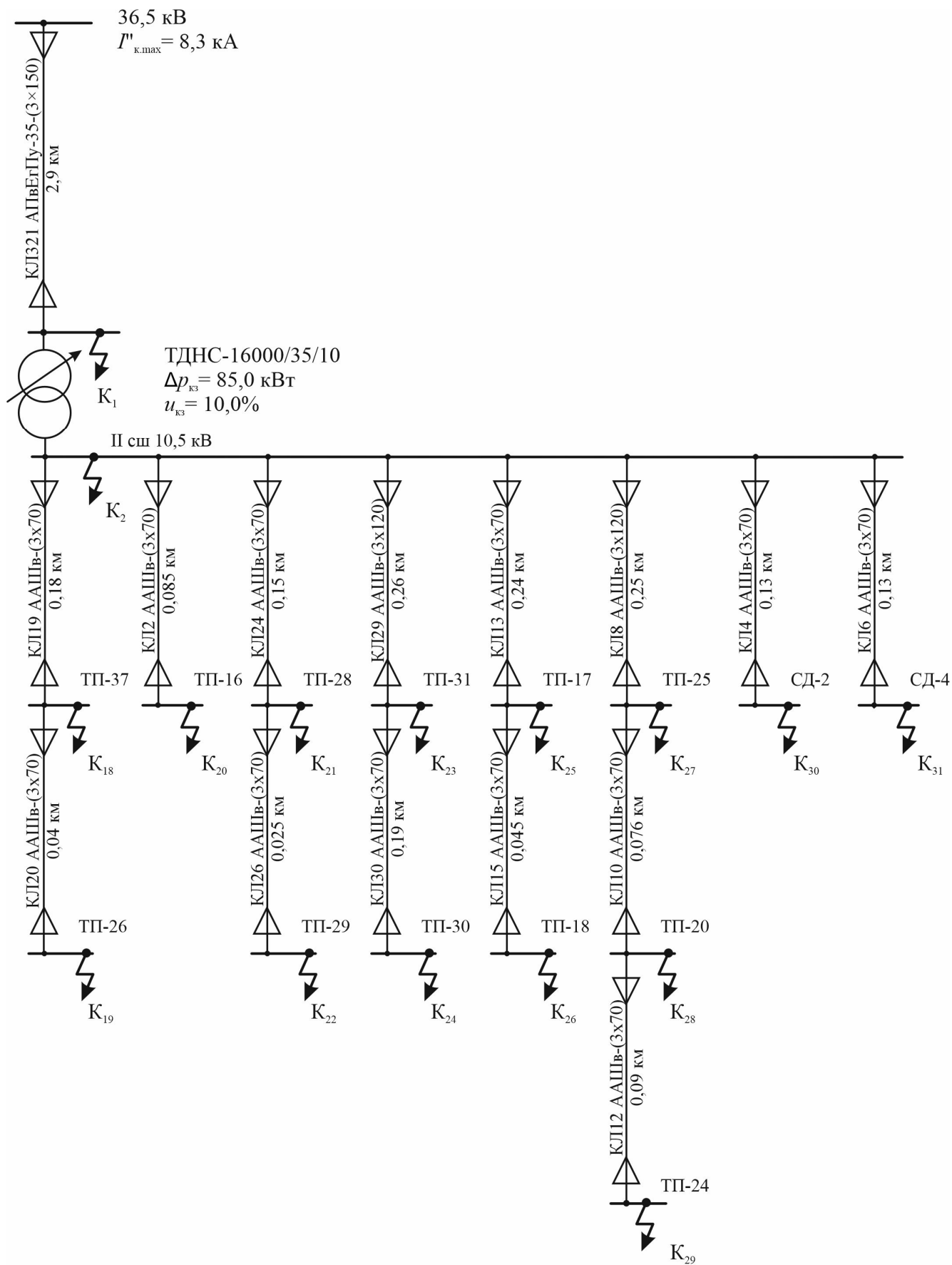


Рисунок 6.2. Розрахункова схема системи електропостачання заводу загального машинобудування II сш 10 кВ

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	53

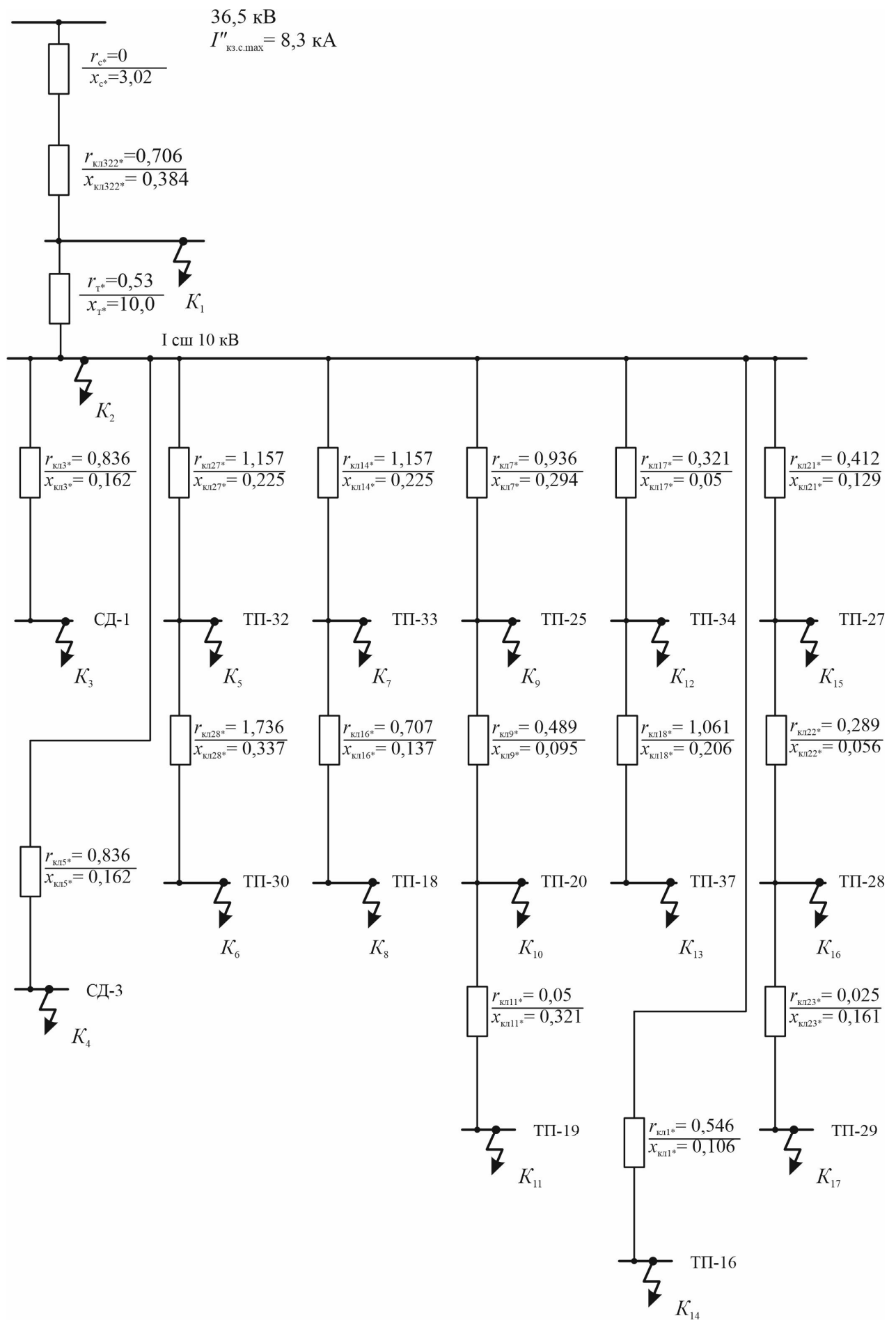


Рисунок 6.3. Схема заміщення системи електропостачання
 заводу загального машинобудування I сш 10 кВ

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		54

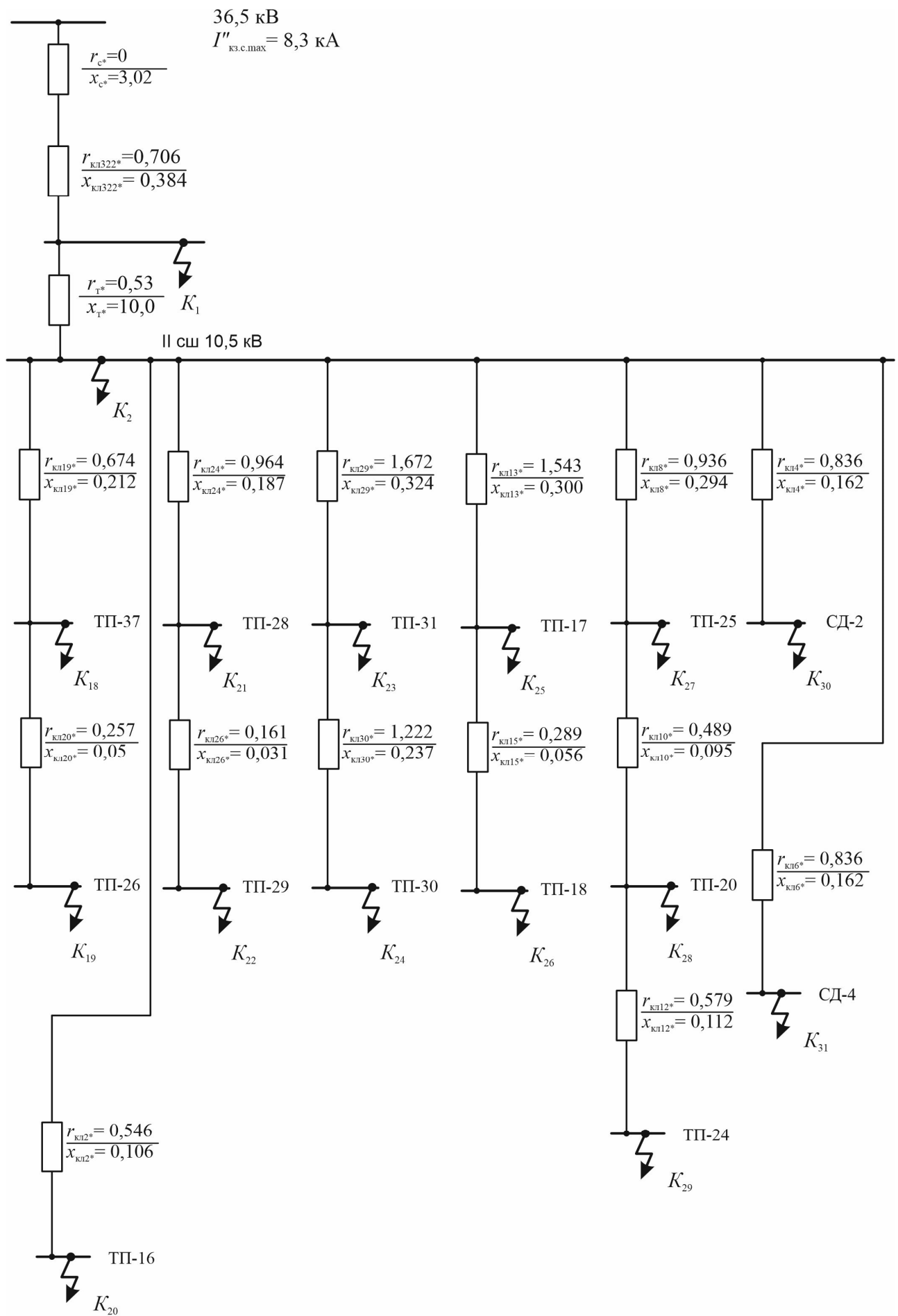


Рисунок 6.4. Схема заміщення системи електропостачання
 заводу загального машинобудування I сш 10 кВ

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					55

КЛ-27:

$$r_{\text{кл}27*} = r_0 \cdot l_{\text{кл}27} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,443 \cdot 0,18 \cdot \frac{1600}{10,5^2} = 1,157 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{кл}27*} = x_0 \cdot l_{\text{кл}27} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,086 \cdot 0,18 \cdot \frac{1600}{10,5^2} = 0,225 \text{ в.о.};$$

КЛ-28:

$$r_{\text{кл}28*} = r_0 \cdot l_{\text{кл}26} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,443 \cdot 0,27 \cdot \frac{1600}{10,5^2} = 1,736 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{кл}28*} = x_0 \cdot l_{\text{кл}28} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,086 \cdot 0,27 \cdot \frac{1600}{10,5^2} = 0,337 \text{ в.о.};$$

Результуючі опори у колах розрахункових точок КЗ:

- точка K_1 :

$$r_{\text{рез}1*} = r_{\text{с}*} + r_{\text{кл}322*} = 0 + 0,706 = 0,706 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{рез}1*} = x_{\text{с}*} + x_{\text{кл}322*} = 3,02 + 0,384 = 3,408 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{рез}1*} = \sqrt{r_{\text{рез}1*}^2 + x_{\text{рез}1*}^2} = \sqrt{0,706^2 + 3,408^2} = 3,48 \text{ в.о.};$$

- точка K_2 :

$$x_{\text{рез}2*} = x_{\text{рез}1*} + x_{\text{т}*} = 3,408 + 10,0 = 13,408 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{рез}2*} = \sqrt{r_{\text{рез}2*}^2 + x_{\text{рез}2*}^2} = \sqrt{1,237^2 + 13,408^2} = 13,465 \text{ в.о.};$$

- точка K_3 :

$$r_{\text{рез}5*} = r_{\text{рез}2*} + r_{\text{кл}27*} = 1,237 + 1,157 = 2,394 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{рез}5*} = x_{\text{рез}2*} + x_{\text{кл}27} = 13,408 + 0,225 = 13,633 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{рез}5*} = \sqrt{r_{\text{рез}5*}^2 + x_{\text{рез}5*}^2} = \sqrt{2,394^2 + 13,633^2} = 13,841 \text{ в.о.};$$

- точка K_6 :

$$r_{\text{рез}6*} = r_{\text{рез}5*} + r_{\text{кл}28*} = 2,394 + 1,736 = 4,13 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{рез}6*} = x_{\text{рез}5*} + x_{\text{кл}28} = 13,633 + 0,337 = 13,97 \text{ в.о.};$$

$$z_{\text{рез}6*} = \sqrt{r_{\text{рез}6*}^2 + x_{\text{рез}6*}^2} = \sqrt{4,13^2 + 13,97^2} = 13,806 \text{ в.о.};$$

Ударні коефіцієнти у відповідних розрахункових точках:

$$k_{y1} = 1 + e^{(-0,01/T_{a1})} = 1 + e^{(-0,01/0,0154)} = 1,522; \quad k_{y2} = 1 + e^{(-0,01/T_{a2})} = 1 + e^{(-0,01/0,0345)} = 1,748;$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		56

$$k_{y5} = 1 + e^{(-0,01/T_{a5})} = 1 + e^{(-0,01/0,0181)} = 1,576; \quad k_{y6} = 1 + e^{(-0,01/T_{a6})} = 1 + e^{(-0,01/0,0108)} = 1,395;$$

де T_a – час затухання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_{a1} = \frac{x_{рез1}}{\omega \cdot r_{рез1}} = \frac{3,408}{314,16 \cdot 0,706} = 0,0154 \text{ с}; \quad T_{a2} = \frac{x_{рез2}}{\omega \cdot r_{рез2}} = \frac{13,408}{314,16 \cdot 1,237} = 0,0345 \text{ с};$$

$$T_{a5} = \frac{x_{рез5*}}{\omega \cdot r_{рез5*}} = \frac{13,633}{314,16 \cdot 2,394} = 0,0181 \text{ с}; \quad T_{a6} = \frac{x_{рез6*}}{\omega \cdot r_{рез6*}} = \frac{13,97}{314,16 \cdot 4,13} = 0,0108 \text{ с}.$$

Надперехідні струми у розрахункових точках створювані системою:

$$I_1'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6I}}{z_{рез1*}} = \frac{1 \cdot 25,1}{3,48} = 7,21 \text{ кА}; \quad I_2'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6II}}{z_{рез2*}} = \frac{1 \cdot 88}{13,728} = 6,53 \text{ кА};$$

$$I_5'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6III}}{z_{рез5*}} = \frac{1 \cdot 88}{13,841} = 6,36 \text{ кА}; \quad I_6'' = \frac{E_*'' \cdot I_{6III}}{z_{рез10*}} = \frac{1 \cdot 88}{14,567} = 6,04 \text{ кА}.$$

Ударні струми створювані системою у відповідних розрахункових точках:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} k_{уд1} \cdot I_1'' = \sqrt{2} \cdot 1,522 \cdot 7,21 = 15,22 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_2'' = \sqrt{2} \cdot 1,619 \cdot 6,53 = 16,16 \text{ кА};$$

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot k_{уд5} \cdot I_5'' = \sqrt{2} \cdot 1,576 \cdot 6,36 = 14,17 \text{ кА};$$

$$i_{уд6} = \sqrt{2} \cdot k_{уд6} \cdot I_6'' = \sqrt{2} \cdot 1,395 \cdot 6,04 = 11,91 \text{ кА}.$$

Значення періодичної складової струму КЗ, що створюють СД однієї секції шин:

$$I_{сд}'' = \frac{n \cdot E_{сд}'' \cdot I_2}{x_d''} = \frac{2 \cdot 1,053 \cdot 0,047}{0,129} = 0,77, \text{ кА};$$

де n – число СД, од.;

$E_{сд}''$ – надперехідна ЕРС синхронного двигуна:

$$E_{сд}'' = \sqrt{(U_{*(0)} \cdot \cos \varphi_1)^2 + (U_{*(0)} \cdot \sin \varphi_1 + I_{*(0)} \cdot x_{*d}'')^2} = \\ = \sqrt{(1 \cdot 0,934)^2 + (1 \cdot 0,358 + 1 \cdot 0,129)^2} = 1,053;$$

x_d, I_2 – повздовжній надперехідний опір та номінальний струм СД:

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

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

$$I_2 = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}\eta} = \frac{0,76}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,94} = 47 \text{ А.}$$

Ударний струм, що створює синхронний двигун

$$i_{\text{уд.сд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд.сд}} \cdot I''_{\text{сд}} = \sqrt{2} \cdot 1,91 \cdot 0,77 = 2,1 \text{ кА.}$$

Сумарні струми КЗ у відповідних розрахункових точках:

$$I''_{2\Sigma} = I''_2 + I''_{\text{сд}} = 6,53 + 0,77 = 7,30 \text{ кА;}$$

$$I''_{5\Sigma} = I''_5 + I''_{\text{сд}} = 6,36 + 0,77 = 7,13 \text{ кА;}$$

$$I''_{6\Sigma} = I''_6 + I''_{\text{сд}} = 6,04 + 0,77 = 6,81 \text{ кА;}$$

$$i_{2.\text{уд}\Sigma} = i_2 + i_{\text{уд.сд}} = 16,16 + 2,1 = 18,26 \text{ кА;}$$

$$i_{5.\text{уд}\Sigma} = i_5 + i_{\text{уд.сд}} = 14,17 + 2,1 = 16,27 \text{ кА;}$$

$$i_{6.\text{уд}} = i_6 + i_{\text{уд.сд}} = 11,91 + 2,1 = 14,01 \text{ кА.}$$

Таблиця 6.1. Розрахунок струмів КЗ

Точка КЗ	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	l , км	$r_{\text{кл}}$, В.О.	$x_{\text{кл}}$, В.О.	$r_{\text{рез}}$, В.О.	$x_{\text{рез}}$, В.О.	$z_{\text{рез}}$, В.О.	T_a , с	$k_{\text{уд}}$	I'' , кА	$i_{\text{уд}}$, кА	I''_{Σ} , кА	$i_{\text{уд}\Sigma}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I сш. 10 кВ														
K_1	0,206	0,112	2,900	0,706	0,384	0,706	3,408	3,480	0,0154	1,522	7,21	15,52	-	-
K_2	-	-	-	-	-	1,237	13,408	13,465	0,0345	1,748	6,53	16,16	7,30	18,26
K_3	0,443	0,086	0,130	0,836	0,162	2,073	13,570	13,728	0,0208	1,619	6,41	14,67	7,18	16,77
K_4	0,443	0,086	0,130	0,836	0,162	2,073	13,570	13,728	0,0208	1,619	6,41	14,67	7,18	16,77
K_5	0,443	0,086	0,180	1,157	0,225	2,394	13,633	13,841	0,0181	1,576	6,36	14,17	7,13	16,27
K_6	0,443	0,086	0,270	1,736	0,337	4,130	13,970	14,567	0,0108	1,395	6,04	11,91	6,81	14,01
K_7	0,443	0,086	0,180	1,157	0,225	2,394	13,633	13,841	0,0181	1,576	6,36	14,17	7,13	16,27
K_8	0,443	0,086	0,110	0,707	0,137	3,101	13,770	14,115	0,0141	1,493	6,23	13,16	7,00	15,26
K_9	0,258	0,081	0,250	0,936	0,294	2,173	13,702	13,873	0,0201	1,608	6,34	14,42	7,11	16,52
K_{10}	0,443	0,086	0,076	0,489	0,095	2,662	13,797	14,051	0,0165	1,545	6,26	13,68	7,03	15,78
K_{11}	0,443	0,086	0,050	0,321	0,062	2,983	13,859	14,177	0,0148	1,509	6,21	13,24	6,98	15,34
K_{12}	0,443	0,086	0,050	0,321	0,062	1,559	13,471	13,560	0,0275	1,695	6,49	15,55	7,26	17,65
K_{13}	0,443	0,086	0,165	1,061	0,206	2,619	13,676	13,925	0,0166	1,548	6,32	13,83	7,09	15,93
K_{14}	0,443	0,086	0,085	0,546	0,106	1,784	13,514	13,631	0,0241	1,661	6,45	15,16	7,22	17,26
K_{15}	0,258	0,081	0,110	0,412	0,129	1,649	13,537	13,637	0,0261	1,682	6,45	15,35	7,22	17,45
K_{16}	0,443	0,086	0,045	0,289	0,056	1,938	13,594	13,731	0,0223	1,639	6,41	14,85	7,18	16,95
K_{17}	0,443	0,086	0,025	0,161	0,031	2,099	13,625	13,786	0,0207	1,616	6,38	14,59	7,15	16,69

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
II сш. 10 кВ														
K_{18}	0,258	0,081	0,180	0,674	0,212	1,911	13,620	13,753	0,0227	1,644	6,40	14,87	7,17	16,97
K_{19}	0,443	0,086	0,040	0,257	0,050	2,168	13,670	13,841	0,0201	1,608	6,36	14,45	7,13	16,55
K_{20}	0,443	0,086	0,085	0,546	0,106	1,784	13,514	13,631	0,0241	1,661	6,45	15,16	7,22	17,26
K_{21}	0,443	0,086	0,150	0,964	0,187	2,201	13,595	13,772	0,0197	1,601	6,39	14,47	7,16	16,57
K_{22}	0,443	0,086	0,025	0,161	0,031	2,362	13,627	13,830	0,0184	1,580	6,36	14,22	7,13	16,32
K_{23}	0,443	0,086	0,260	1,672	0,324	2,909	13,733	14,037	0,0150	1,514	6,27	13,42	7,04	15,52
K_{24}	0,443	0,086	0,190	1,222	0,237	4,130	13,970	14,567	0,0108	1,395	6,04	11,91	6,81	14,01
K_{25}	0,443	0,086	0,240	1,543	0,300	2,780	13,708	13,987	0,0157	1,529	6,29	13,60	7,06	15,70
K_{26}	0,443	0,086	0,045	0,289	0,056	3,069	13,764	14,102	0,0143	1,496	6,24	13,20	7,01	15,30
K_{27}	0,258	0,081	0,250	0,936	0,294	3,919	13,702	14,251	0,0111	1,407	6,17	12,28	6,94	14,38
K_{28}	0,443	0,086	0,076	0,489	0,095	4,408	13,797	14,484	0,0100	1,367	6,07	11,74	6,84	13,84
K_{29}	0,443	0,086	0,090	0,579	0,112	4,986	13,909	14,776	0,0089	1,324	5,95	11,15	6,72	13,25
K_{30}	0,443	0,086	0,130	0,836	0,162	2,073	13,570	13,728	0,0208	1,619	6,41	14,67	7,18	16,77
K_{31}	0,443	0,086	0,130	0,836	0,162	2,073	13,570	13,728	0,0208	1,619	6,41	14,67	7,18	16,77

- умовою роботи в післяаварійному режимі роботи:

$$I_{p.ав} \leq k_{ав} \cdot I'_{доп};$$

$$80,4 < 1,25 \cdot 121,5 = 151,9 \text{ А};$$

$k_{п}$ – поправочний коефіцієнт, що враховує прокладання шести кабелів у одній траншеї;

$k_{ав}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження кабелю на час ліквідації аварії на паралельній кабельній лінії тривалістю до 6 год, за умови, що він був завантажений у нормальному режимі було менше 60%

$$k_3 = I_p / I_d = 40,2 / 123,8 = 0,32.$$

Мінімальний переріз кабелю, що відповідає умові термічної стійкості:

$$F_{\min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} = \frac{1}{94} \cdot \sqrt{30,7} \cdot 1000 = 58,9 \text{ мм}^2;$$

$$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) = 7,3^2 \cdot (0,542 + 0,0345) = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Перевірка:

$$F_{\min} = 58,9 < F_{кл} = 70, \text{ мм}^2.$$

Отже, приймаємо до прокладання від ЗРУ 10 кВ до ТП-16 кабельну лінію з двох кабелів ААШв-(3х70).

Вибір перетину інших КЛ 10 кВ аналогічний розглягнутим, і тому приведений у табл. 6.4.

Перевірку кабелю АПвЕгПу-35-(3×150) із ізоляцією зі зшитого поліетилену на термічну стійкість виконуємо за еквівалентним струмом КЗ, тривалістю 1 с [9]:

$$I_{т.доп} = \frac{I_{1с}}{\sqrt{t_{від}}} = \frac{14,2}{\sqrt{2,6}} = 8,8 \text{ кА};$$

де I_1 – допустимий струм короткого замикання кабелю тривалістю 1 с.

Отже, попередньо вибрані кабелі АПвЕгПу-35-(3×150), задовольняють умові термічної стійкості

$$I'' = 8,3 < I'_{т.доп} = 8,8 \text{ кА}.$$

та приймаються до подальшого розгляду.

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

Таблиця 6.2. Вибір кабельних ліній розподільної мережі 10 кВ заводу

№ КЛ	№ ЕП	l , км	I_p , А	$I_{д.}$, А	$k_{п.}$	$I'_{д.}$, А	k_3	$k_{д.ав.п.}$	$k_{ап.}$	$I_{ав.}$, А	$I_{д.ав.}$, А	Тип КЛ прийнятої до прокладки
1, 2	ТП-16	0,085	40,2	162	0,75	121,5	0,33	1,25	2,0	80,4	< 151,9	ААШВ-(3х70)
3 - 6	СД1-4	0,130	41,0	162	0,75	121,5	0,34	1,25	1,0	41,0	< 151,9	ААШВ-(3х70)
7, 8	ТП-25	0,250	118,7	218	0,90	196,2	0,61	1,25	2,0	237,4	< 245,3	ААШВ-(3х120)
9, 10	ТП-20	0,076	78,0	162	0,90	145,8	0,53	1,25	2,0	155,9	< 182,3	ААШВ-(3х70)
11	ТП-19	0,050	45,6	162	1,00	162,0	0,28	1,25	1,0	45,6	< 202,5	ААШВ-(3х70)
12	ТП-24	0,090	45,6	162	1,00	162,0	0,28	1,25	1,0	45,6	< 202,5	ААШВ-(3х70)
13	ТП-17	0,240	86,5	162	0,90	105,0	0,82	1,25	1,5	129,8	< 182,3	ААШВ-(3х70)
15	ТП-18	0,045	38,2	162	1,00	162,0	0,24	1,25	2,0	76,3	< 202,5	ААШВ-(3х70)
14	ТП-33	0,180	79,1	162	0,90	145,8	0,54	1,25	1,5	118,6	< 182,3	ААШВ-(3х70)
16	ТП-18	0,110	38,2	162	0,90	145,8	0,26	1,25	2,0	76,3	< 182,3	ААШВ-(3х70)
17	ТП-34	0,050	76,4	162	1,00	162,0	0,47	1,25	1,5	114,6	< 202,5	ААШВ-(3х70)
18	ТП-37	0,165	46,5	162	1,00	162,0	0,29	1,25	1,5	69,8	< 202,5	ААШВ-(3х70)
19	ТП-37	0,180	87,4	162	1,00	162,0	0,54	1,25	1,5	131,1	< 202,5	ААШВ-(3х70)
20	ТП-26	0,040	62,0	162	1,00	162,0	0,38	1,25	1,0	62,0	< 202,5	ААШВ-(3х70)
21	ТП-27	0,110	127,8	218	1,00	218,0	0,59	1,25	1,7	217,3	< 272,5	ААШВ-(3х120)
22	ТП-28	0,045	79,9	162	1,00	162,0	0,49	1,25	2,0	159,8	< 202,5	ААШВ-(3х70)
23	ТП-29	0,025	40,6	162	1,00	162,0	0,25	1,25	2,0	81,2	< 202,5	ААШВ-(3х70)
24	ТП-28	0,150	79,9	162	1,00	162,0	0,49	1,25	2,0	159,8	< 202,5	ААШВ-(3х70)
26	ТП-29	0,025	40,6	162	1,00	162,0	0,25	1,25	2,0	81,2	< 202,5	ААШВ-(3х70)
27	ТП-32	0,180	78,0	162	0,92	149,0	0,52	1,25	1,5	117,1	< 186,3	ААШВ-(3х70)
28	ТП-30	0,270	40,2	162	0,92	149,0	0,27	1,25	1,5	60,3	< 186,3	ААШВ-(3х70)
29	ТП-31	0,260	78,0	162	0,92	149,0	0,52	1,25	1,5	117,1	< 186,3	ААШВ-(3х70)
30	ТП-30	0,190	40,2	162	0,92	149,0	0,27	1,25	1,5	60,3	< 186,3	ААШВ-(3х70)

6.3 Вибір високовольтного електрообладнання

6.3.1 Вибір вимикачів

Вибір високовольтних вимикачів проводиться за такими умовами:

- напругою установки

$$U_{уст} < U_{макс}, \text{кВ};$$

- номінальним струмом

$$I_p < I_{ном}, \text{А};$$

- можливістю роботи у післяаварійному режимі

$$I_{р.пав} < I_{ном}, \text{А};$$

- вимикаючою здатністю симетричного струму відключення

$$I_{пт} < I_{вим.ном}, \text{кА}$$

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

- можливості відключення аперіодичної складової струму КЗ

$$i_{ат} < i_{а.ном}, \text{ кА};$$

- електродинамічної стійкості

$$I'' < I_{дин}, \text{ кА};$$

$$i_{уд} < i_{дин}, \text{ кА};$$

- термічної стійкості

$$B_k < I_{тер.ном}^2 \cdot t_{тер.ном}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В якості лінійного вимикача, що встановлюється у РУ 35 кВ живлячої підстанції енергосистеми та ввідного ВРУ 35 кВ ГЗП заводу загального машинобудування, приймаємо до розгляду вимикач типу ВР35НС-35-20/1600У1. Перевірку умов вибору вимикача виконано в табличній формі (табл. 6.3).

Таблиця 6.3. Вибір лінійного вимикача 35 кВ ПС енергосистеми

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{макс} = 40,5 \text{ кВ}$
$I_p = 152,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{р.мах} = 305,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I'' = 8,3 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$I_{пт} \approx I'' = 8,3 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 0,88 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{вим.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 20}{100} = 5,7 \text{ кА}$
$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I'' = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 8,3 = 18,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 50,9 \text{ кА}$
$B_k = 185,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{тер.ном}^2 \cdot t_{тер.ном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

де $i_{ат}$ – аперіодична складова струму КЗ у розрахунковий момент часу τ

$$i_{а.т} = \sqrt{2} I'' e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 8,3 e^{-0,075/0,029} = 0,88 \text{ кА};$$

τ – мінімальний час від КЗ до розходження дугогасних контактів:

$$\tau = t_{рз.мин} + t_{в.ч} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с};$$

$t_{рз.мин}$ – найменший час спрацювання РЗА, с;

$t_{в.ч}$ – власний час відключення високовольтного вимикача, приймаємо 65 мс;

$t_{в}$ – максимальний час відключення високовольтного вимикача

$$t_{в} = t_{в.ч} + t_{рз.мах} = 0,065 + 2,5 = 2,665 \text{ с};$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		62

$t_{pz.max}$ – найбільший час спрацювання РЗА;

B_k – термічний імпульс на шинях 35 кВ ВРУ ПС енергосистеми:

$$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) = 8,3^2 \cdot (2,665 + 0,03) = 185,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Отже, попередньо вибраний вимикач типу ВР35НС-35-20/1600У1 задовольняє всім умовам, тому приймаємо його до встановлення у якості лінійного та ввідного.

Попередньо вибираємо у якості ввідного ЗРУ 10 кВ заводу, висовокольний вимикач ВР1-10-20/1250У2.

Таблиця 6.4. Вибір ввідного вимикача ЗРУ 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{max} = 12 \text{ кВ}$
$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{19118,9}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 525,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{p.max} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 525,6 = 1051,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I'' = 7,3 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$I_{пт} \approx I'' = 7,3 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{a.\tau} = \sqrt{2}I''e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 7,3e^{\frac{0,0542}{0,0345}} = 2,15 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{вим.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30 \cdot 20}{100} = 8,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 18,3 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 50,9 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 (t_b + T_a) =$ $= 7,3^2 (1,542 + 0,0345) = 84,1 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = I_{тер.ном}^2 \cdot t_{тер.ном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

де

$$\tau = t_{3.min} + t_{b.ч} = 0,01 + 0,042 = 0,0542 \text{ с};$$

$$t_b = t_{b.ч} + t_{pz.max} = 0,042 + 1,5 = 1,542 \text{ с}.$$

Оскільки параметри вимикача типу ВР1-10-20/1250У2 повністю відповідають усім розрахунковим критеріям, остаточно приймаємо його до встановлення.

Як секційний апарат для ЗРУ 10 кВ заводу попередньо обрано вакуумний вимикач типу ВР1-10-20/630-У2. Перевірку відповідності його характеристик розрахунковим умовам наведено в табл. 6.5.

Таблиця 6.5. Вибір секційного вимикача

Розраховані параметри	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{макс}} = 12 \text{ кВ}$
$I_p = 525,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{p.\text{макс}} = 525,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I'' = 7,3 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$
$I_{\text{пт}} \approx I'' = 7,3 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a.\tau} = 2,15 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \beta_n I_{\text{вим.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 18,3 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 50,9 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 (t_{\text{в.ч}} + t_{\text{рз.макс}} + T_a) =$ $= 7,3^2 (0,042 + 1,0 + 0,0345) = 57,4 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = I_{\text{тер.ном}}^2 \cdot t_{\text{тер.ном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Оскільки параметри вимикача ВР1-10-20/630У2 повністю задовольняють розрахункові умови, приймаємо його до встановлення. Окремий розрахунок для лінійних вимикачів ЗРУ 10 кВ не виконується, адже струми короткого замикання на цих приєднаннях аналогічні струмам на вводі ЗРУ, а апарати лінійки ВР1 мають найменший номінальний струм серед доступних. Тому для відхідних ліній також обираємо вимикачі ВР1-10-20/630У2.

6.3.2 Вибір роз'єднувачів, вимикачів навантаження

Критерії вибору роз'єднувачів і вимикачів навантаження аналогічні умовам для високовольтних вимикачів. Єдина відмінність полягає в тому, що під час перевірки вимикача навантаження на комутаційну здатність як розрахунковий використовується максимальний струм форсованого (післяаварійного) режиму, а не струм короткого замикання.

Для встановлення попередньо обрано роз'єднувач типу РНДЗ-2-35/1000УХЛ. Перевірку відповідності його характеристик розрахунковим даним наведено в табл. 6.6.

Таблиця 6.6. Вибір роз'єднувачів ВРУ 35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{макс}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 305,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 18,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.ном}} = 63, \text{ кА}$
$B_k = 185,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер.ном}}^2 \cdot t_{\text{тер.ном}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, приймаємо роз'єднувач РНДЗ-2-35/1000УХЛ до встановлення.

Для трансформаторної підстанції ТП-16 попередньо обрано вимикач навантаження типу ВНР-10/400-10зУЗ. Перевірку відповідності його параметрів розрахунковим умовам наведено в табл. 6.7.

Таблиця 6.7. Вибір вимикача навантаження 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{max} = 12, \text{ кВ}$
$I_p = 40,2 \text{ А}$	$I_{відкл.ном} = 400, \text{ А}$
$I_{max} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 40,2 = 80,4 \text{ А}$	$I_{max} = 800, \text{ А}$
$i_{уд} = 18,1 \text{ кА}$	$i_{дин.ном} = 25, \text{ кА}$
$B_k = I''^2(t_b + T_a) = 7,22^2(0,008 + 0,0297) = 2,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{т.ном}^2 \cdot t_{т.ном} = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Оскільки параметри вимикача навантаження ВНР-10/400-10зУЗ повністю відповідають усім критеріям і вибору, приймаємо його до встановлення у ЦТП.

6.3.3. Вибір високовольтних запобіжників

Попередньо вибираємо, запобіжник ПКТ103-10-12,5УЗ. Перевірку правильності вибору цього апарата за розрахунковими параметрами наведено в табл. 6.8.

Таблиця 6.8. Вибір запобіжників 10 кВ для цехових ПС

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{max} = 12, \text{ кВ}$
$I_p = 40,2 \text{ А}$	$I_{п.вст.ном} = 100 \text{ А}$
$I_{max} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 40,2 = 80,4 \text{ А}$	$I_{пат.ном} = 100 \text{ А}$
$I'' = 7,22 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 12,5 \text{ кА}$

Отже, всі умови вибору виконуються, тому приймаємо запобіжник ПКТ103-10-12,5УЗ до встановлення у ввідних шафах ВН цехових ТП.

6.3.4. Вибір трансформаторів власних потреб ЗРУ 10 кВ

Найбільш відповідальними споживачами власних потреб ЗРУ 10 кВ є кола оперативного струму, системи зв'язку і телемеханіки, а також аварійне освітлення.

Оскільки сумарна потужність цих споживачів незначна, вони приєднуються до мережі 380/220 В, яка отримує живлення від спеціальних знижувальних трансформаторів власних потреб (ТВП).

Номінальна потужність ТВП обирається за розрахунковим навантаженням з урахуванням коефіцієнта попиту. Для підстанцій без постійного чергового персоналу за умови встановлення двох ТВП їхня потужність визначається за такою умовою:

$$S_{T\cdot\text{ном}} \geq S_p, \text{ кВ}\cdot\text{А}; \quad (6.1)$$

Розрахунок навантаження власних потреб ГЗП 35/10 кВ заводу представлено у табл. 6.9.

Таблиця 6.9. Навантаження власних потреб ГЗП заводу

Вид споживача	Установлена потужність, кВт		tgφ	Навантаження	
	одиниці	сумарна		P_y , кВт	Q_y , квар
Освітлення ВРУ 35 кВ	-	4	0	4,0	0,0
Охолодження трансформаторів ГЗП	2х2	4	0,62	4,0	2,5
Підігрів приводів вимикачів ВРУ 35 кВ	2х1,0	2	0	2,0	0,0
Підігрів приводів роз'єднувачів ВРУ 35 кВ	6х1,0	6	0	6,0	0
Опалення, освітлення ЗРУ 10 кВ	-	5	0	5,0	0,0
Підігрів шаф ЗРУ 10 кВ	0,6 х 24	14,4	0	14,4	0,0
Підігрів шаф РЗА	0,5х24	12	0	12,0	0,0
Оперативні коли ГЗП	-	2	0	2,0	0,0
Разом				49,4	2,5

Розрахункове навантаження трансформаторів власних потреб:

$$S_p = k_{\text{п}} \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \sqrt{49,4^2 + 2,5^2} = 39,6 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту, приймаємо 0,8.

Отже, приймаємо до встановлення прийнято трансформатори ТСКС-40/10:

$$S_{T\cdot\text{ном}} = 40 > S_p = 39,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

6.3.8. Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму обирають за номінальними значеннями напруги та струму первинного кола, а також за вторинним навантаженням у заданому класі точності з подальшою перевіркою апарата на електродинамічну стійкість.

Для встановлення у ВРУ 35 кВ підстанції енергосистеми на фідерах, що живлять ГЗП заводу, попередньо обрано трансформатор струму типу ТФЗМ35А-400/5. Перевірку відповідності його параметрів розрахунковим умовам наведено в табл. 6.10.

Таблиця 6.10. Вибір трансформатора струму фідера ПС енергосистеми

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 36,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 40,5 \text{ кВ}$
$I_p = 152,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$I_{p.\text{max}} = 2 \cdot I_p = 305,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
Клас точності 0,2S	0,2S
$i_{\text{уд}} = 18,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 84 \text{ кА}$
$B_k = 185,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\text{т.ном}}^2 \cdot t_{\text{т.ном}} = 31^2 \cdot 3 = 2833 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 0,905 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$

Опір проводів, що вмикаються у вторинне коло ТС:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_k = 1,2 - 0,006 - 0,05 = 1,144 \text{ Ом};$$

$r_{\text{прил}}$ – опір приладів приєднаних до трансформатора струму:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 0,225 / 5^2 = 0,006 \text{ Ом};$$

I_2 – вторинний номінальний струм трансформатора струму, А;

$S_{\text{прил}}$ – потужність, яку споживають прилади обліку та вимірювання, В·А.

Вибір вимірювальних приладів здійснено відповідно до [1, 4, 5]. Розрахунок споживаної ними потужності наведено в табл. 6.11.

Таблиця 6.11. Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е-377	0,1	-	0,1
Лічильник технічного обліку електроенергії	НИК 2303	0,05	-	0,05
Всього		0,15	-	0,15

Переріз з'єднувальних проводів:

$$s = \frac{\rho_{Cu} \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 121}{1,144} = 1,86 \text{ мм}^2;$$

де l – довжина з'єднувальних проводів

$$l = \sqrt{3} \cdot l_{\text{роз}} = \sqrt{3} \cdot 70 = 121 \text{ м};$$

де $l_{\text{роз}}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів, приймаємо 70 м.

За умовою механічної міцності приймаємо $s = 2,5 \text{ мм}^2$, згідно [1].

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					67

Остаточний опір з'єднувальних проводів:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{роз}}}{s} = \frac{0,0175 \cdot 121}{2,5} = 0,85 \text{ Ом};$$

Кінцеве вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{прил}} + r_{\text{кон}} = 0,85 + 0,006 + 0,05 = 0,905 \text{ Ом}.$$

Оскільки параметри трансформатора струму ТФЗМ35А-400/5 відповідають усім розрахунковим умовам, остаточно приймаємо його до встановлення. Вибір трансформаторів струму для решти приєднань здійснюється аналогічно, результати розрахунків зведено у табл. 6.12, 6.13 та 6.14.

Таблиця 6.12. Потужність навантажень ТС

Прилади	Місце установки приладів								
	ввід ГПП-2			ввід ЗРУ			лінійні шафи		
	Навантаження В·А			Навантаження В·А			Навантаження В·А		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С
Лічильник технічного обліку електроенергії НІК 2303	-	-	-	-	-	-	0,05	-	0,05
Амперметр ЕЗ77	0,100	0,100	0,100	0,1	-	0,1	0,1	-	0,1
Лічильник Landis+Gyr	0,125	0,125	0,125	-	-	-	-	-	-
Всього	0,225	0,225	0,225	0,1	-	0,1	0,15	-	0,15

Таблиця 6.13. Вторинне навантаження ТС

Призначення ТС	Розрахункові величини						
	$r_{\text{прил}},$ Ом	$r'_{\text{пр}},$ Ом	$s,$ мм ²	$l_{\text{роз}},$ м	$l_{\text{пр}},$ м	$r_{\text{пр}},$ Ом	$Z_2,$ Ом
Ввід 35 кВ ГЗП заводу	0,009	1,141	2,5	70	121	0,85	0,908
Ввідна шафа ЗРУ	0,004	0,346	2,5	6	10,4	0,073	0,127
Лінійні шафи	0,006	0,344	2,5	4	7,0	0,048	0,104

Таблиця 6.14. Вибір трансформаторів струму 10 кВ

Умова вибору	Од. вим.	Призначення ТС							
		ввід 35 кВ ГЗП	ввід ЗРУ	секційний ЗРУ 10 кВ	лінійний (КЛ7, 8, 21)	лінійний (КЛ24)	лінійний (КЛ13, 14, 17,19, 27, 29)	лінійний (КЛ1, 2)	лінійний (КЛ3-6)
$U_{уст} < U_{max}$	кВ	$35 < 40,5$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$
$I_p < I_{ном}$	А	$152,7 < 400$	$525,7 < 1500$	$525,7 < 600$	$118,7 < 300$	$79,9 < 200$	$87,4 < 150$	$40,1 < 100$	$41,0 < 50$
$I_{ав} < I_{ном}$	А	$305,4 < 400$	$1051,3 < 1500$	$525,7 < 600$	$237,4 < 300$	$159,8 < 200$	$131,1 < 150$	$80,2 < 100$	$41,0 < 50$
Клас точності	-	0,2S	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$i_{уд} < i_{дин}$	кА	$15,5 < 84$	$18,3 < 81$	$18,3 < 52$					
$B_{кр} < B_{кном}$	$кА^2 \cdot с$	$113,3 < 15^2 \cdot 3 = 675$	$84,1 < 31,5^2 \cdot 3 = 2977$		$30,7 < 31,5^2 \cdot 3 = 2977$		$30,7 < 20^2 \cdot 1 = 400$		$32,3 < 8^2 \cdot 1 = 64$
$Z_2 < Z_{ном}$	Ом	$0,908 < 1,2$	$0,127 < 0,4$	$0,127 < 0,4$	$0,104 < 0,4$				
Тип ТС	-	ТФЗМ35А-400/5	ТЛК-10-3/1500/5	ТЛК-10-3/600/5	ТЛК-10-3/300/5	ТЛК-10-3/200/5	ТЛК-10-3/150/5	ТЛК-10-3/100/5	ТЛК-10-3/50/5

6.3.8. Вибір трансформаторів напруги

ГЗП 35/10 кВ заводу проектується на базі типової комплектної трансформаторної підстанції КТПБР-М35/10 кВ із ВРП 35 кВ за схемою 35-5АН. Для даної конфігурації обрано два трансформатори напруги типу НОЛ-35-1, з'єднані за схемою відкритого трикутника. Розрахунок вторинного навантаження ТН та перевірку умов його вибору наведено, відповідно у табл. 6.15 і 6.16.

Таблиця 6.15. Вторинне навантаження ТН 35 кВ

Прилад	Тип	S , В·А	Кількість приладів	Загальна споживана потужність, В·А
Лічильник	Landis+Gyr (серія E650)	1,0	1	1
Вольтметр	E377	2	1	2
Всього				3

Таблиця 6.16. Вибір трансформатора напруги 35 кВ

Умова вибору	Од. вим.	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
Схема з'єднань:	-	V / V	V / V
Клас точності	-	0,2	0,2
$S_p \leq S_{ном}$	В·А	$S_p = 3$	$S_{ном} = 15$

Оскільки параметри трансформатора напруги НОЛ-35-1 повністю відповідають усім розрахунковим умовам, остаточно приймаємо його до встановлення.

Оскільки в закритому розподільному пристрої (ЗРП) 10 кВ передбачено встановлення шаф серії КУ-10Ц, до реалізації прийнято трансформатор напруги типу НАМІ-10. Розрахунок вторинного навантаження апарата та перевірку умов його вибору наведено в табл. 6.17 і 6.18.

Таблиця 6.17. Вторинне навантаження ТН 10 кВ

Прилад	Тип	S , В·А	Кількість приладів	Загальна споживана потужність, В·А
Електролічильник	НІК 2303	4	8	32
Вольтметр	E377	2	1	2
Разом				34

Таблиця 6.18. Вибір трансформатора напруги ЗРУ 10 кВ

Умова вибору	Од. вим.	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	кВ	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
Схема з'єднань:	-	$Y_0/Y_0/\Delta-0$	$Y_0/Y_0/\Delta-0$
Клас точності	-	0,5	0,5
$S_p \leq S_{ном}$	В·А	$S_p = 34$	$S_{ном} = 120$

Оскільки параметри трансформатора напруги НАМІ-10-66УЗ повністю відповідають усім розрахунковим умовам, остаточно приймаємо його до встановлення.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		71

7. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ

7.1 Вступ

Рациональне використання енергетичних ресурсів є одним із пріоритетних завдань сучасної промисловості. Якщо на макроекономічному рівні ця проблема має багатокритеріальний характер, то на рівні окремого промислового підприємства головна мета енергоефективності полягає у мінімізації фінансових витрат на електроенергію за умови збереження або збільшення заданих обсягів випуску продукції. Враховуючи, що частка енерговитрат у собівартості машинобудівної продукції може сягати десятків відсотків, оптимізація систем електропостачання та раціональна експлуатація електротехнічних комплексів стають надзвичайно важливими науково-технічними завданнями.

Підвищення ефективності використання електроенергії на промислових об'єктах реалізується за двома основними напрямками:

- безпосереднє енергозбереження;
- управління режимами електроспоживання.

Основна частина електроенергії на заводах споживається електроприводами, електротехнологічними та освітлювальними установками. При цьому вагому частку балансу становлять технологічні втрати в елементах мережі та самих електроприймачах. Енергозбереження забезпечується завдяки впровадженню сучасного високоефективного обладнання, оптимізації технічного обслуговування, зростанню продуктивності робочих машин та цілеспрямованому зменшенню втрат у системі електропостачання. За рахунок цього фізично скорочуються обсяги спожитої енергії.

У свою чергу, управління електроспоживанням базується на вдосконаленні взаємодії заводу з енергопостачальними компаніями відповідно до чинної нормативно-правової бази. Зниження фінансових витрат тут досягається через раціональне (оптимальне) керування графіками навантаження електроприймачів. Це вимагає адаптації режимів роботи технологічного обладнання до існуючої системи тарифоутворення, що передбачає використання переваг диференційованих тарифів, уникнення штрафів за перевищення договірних величин споживання та керування режимами компенсації реактивної потужності.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						72

7.2. Класифікація заходів щодо ефективного використання електроенергії

Актуальність зниження втрат електроенергії зумовлена постійним зростанням витрат на її передачу та перетворення. Основними причинами цієї тенденції є:

- відставання темпів розбудови електричних мереж від зростання генеруючих потужностей та навантажень;
- дефіцит потужності пристроїв компенсації реактивної потужності;
- недостатня забезпеченість засобами керування потоками активної та реактивної потужності;
- нераціональне використання наявних автоматичних регуляторів та пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН);
- недоліки систем контролю та обліку електроспоживання.

За основною технічною суттю заходи з енергозбереження поділяються на чотири групи:

- 1) вдосконалення технологічних процесів для підвищення виробничих показників;
- 2) зниження споживання активної та реактивної потужності шляхом застосування енергоефективного електротехнічного обладнання зі сталими параметрами в перехідних і сталих режимах;
- 3) мінімізація втрат в елементах систем електропостачання (СЕР) завдяки їх раціональному проектуванню та оптимізації режимів експлуатації;
- 4) оптимізація договірних відносин з енергопостачальними організаціями з метою уникнення штрафів та використання тарифних знижок.

За шляхами та засобами реалізації всі заходи умовно поділяються на два магістральні напрями:

- 1) організаційні (безвитратні або маловитратні): спрямовані на оптимізацію режимів роботи СЕР, вдосконалення технічного обслуговування, планування норм витрат та модернізацію структури управління енергетичним господарством;
- 2) технічні (капіталоємні): вимагають інвестицій у реконструкцію, модернізацію СЕР, впровадження автоматизованих систем обліку (АСКОЕ) та сучасних вимірювальних засобів.

Залежно від обсягу необхідних інвестицій виокремлюють безвитратні, маловитратні (до 5% від базового економічного показника) та капіталоємні заходи. Доцільність впровадження останніх визначається умовою економічної ефективності:

$$E > \left[(E_n + E_a) K_p \right] + I_d, \quad (7.1)$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		73

де E – очікувана економія; E_n , E_a – нормативні коефіцієнти капіталовкладень та амортизаційних відрахувань відповідно; K_p – капіталовкладення в реконструкцію; I_d – додаткові експлуатаційні витрати.

За термінами реалізації заходи класифікують на оперативні (до 1 місяця), середньострокові (до 1 року) та перспективні (понад 1 рік).

На практиці найбільшого поширення набули такі інженерні рішення:

- перехід на підвищену номінальну напругу та наближення джерел живлення безпосередньо до центрів навантаження;
- раціональний вибір конфігурації мереж та режимів роботи силових трансформаторів на основі фактичних графіків навантаження;
- впровадження систем оптимальної компенсації реактивної потужності з автоматичним керуванням;
- підтримання раціонального рівня напруги та забезпечення показників якості електроенергії (згідно з ДСТУ EN 50160:2014);
- впровадження регульованого електропривода;
- управління режимами електроприймачів та участі в регулюванні навантаження енергосистеми загалом.

Структуризація описаних заходів (технічних, організаційних і пов'язаних з удосконаленням систем обліку) узагальнена на відповідній структурній схемі (рис. 7.1).



Рисунок 7.1. Заходи з підвищення ефективності використання електроенергії

7.3. Зниження втрат електроенергії від проведення організаційних заходів

Серед комплексу організаційних заходів найбільша увага приділяється оптимізації експлуатаційних режимів. До найбільш дієвих методів зниження втрат в електричних мережах належать раціональне завантаження елементів системи електропостачання, відключення силових трансформаторів у періоди мінімальних навантажень і керування роботою пристроїв компенсації реактивної енергії.

7.3.1. Відключення трансформаторів в режимах малих навантажень

Значна кількість цехових підстанцій та ГЗП заводу виконані двотрансформаторними з однаковими трансформаторами. Відключення одного з них у години мінімального навантаження є економічно доцільним заходом за умови збереження надійності електропостачання та дотримання технологічних вимог підприємства. Коефіцієнт корисної дії (ККД) трансформатора є нелінійною функцією його завантаження. Ця залежність має вигляд несиметричної параболи, що зумовлено наявністю постійних втрат холостого ходу (втрат у сталі), які не залежать від навантаження, та змінних втрат короткого замикання (втрат в міді), які зростають пропорційно квадрату навантаження. Основним критерієм економічної ефективності під час вибору та експлуатації силових трансформаторів є мінімум зведених витрат:

$$B = E_{\text{н}} \cdot K + (\Delta p_{\text{xx}} + k_3^2 \cdot \Delta p_{\text{кз}}) \cdot T_{\text{в}} \cdot c_0, \quad (7.2)$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора; $T_{\text{в}}$ – кількість годин роботи трансформатора за рік; K – вартість трансформатора, грн.

Аналіз цього рівняння дозволяє визначити оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора, за якого зведені витрати набувають мінімального значення:

$$k_{3,\text{опт}} = \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{xx}}}{\Delta p_{\text{кз}}} + \frac{E_{\text{н}} \cdot K}{c_0 \cdot T_{\text{в}} \cdot \Delta p_{\text{кз}}}}, \quad (7.3)$$

Оптимальне завантаження для цехового трансформатора ТМГ-1000/10/0,4 складе:

$$k_{3,\text{опт}} = \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{xx}}}{\Delta p_{\text{кз}}} + \frac{E_{\text{н}} \cdot K}{c_0 \cdot T_{\text{в}} \cdot \Delta p_{\text{кз}}}} = \sqrt{\frac{1,4}{10,8} + \frac{0,12 \cdot 625000}{8,481 \cdot 8760 \cdot 10,8}} = 0,47;$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		75

Аналогічний розрахунок для трансформатора ГЗП типу ТДНС-16000/35/10 дає наступний результат:

$$k_{з.опт} = \sqrt{\frac{\Delta p_{xx}}{\Delta p_{кз}} + \frac{E_n \cdot K}{c_0 \cdot T_n \cdot \Delta p_{кз}}} = \sqrt{\frac{17}{85} + \frac{0,12 \cdot 11750200}{0,522 \cdot 8760 \cdot 185}} = 0,651.$$

У системі електропостачання фактичний коефіцієнт завантаження трансформаторів ГЗП у режимі максимальних навантажень становить 0,6, що є наближеним до розрахункового оптимального значення.

7.3.2. Раціональне завантаження елементів СЕП

Завантаження елементів системи електропостачання насамперед визначається вимогами технологічного процесу. Проте, завдяки грамотному керуванню режимами роботи двотрансформаторних підстанцій, можливо створити умови для мінімізації загальних втрат електроенергії.

Економічно доцільний режим роботи підстанції залежить від кількості одночасно ввімкнених трансформаторів. Для коректного визначення цього режиму використовують критерій зведених втрат активної потужності $\Delta P'$, який враховує не лише прямі втрати в самому трансформаторі, а й додаткові втрати в живильній мережі, зумовлені споживанням трансформатором реактивної енергії.

Зведені втрати потужності в трансформаторі визначаються за формулою:

$$\Delta P' = \Delta P'_{xx} + k_z^2 \cdot \Delta P'_{кз}, \quad (7.4)$$

де $\Delta P'_{xx}$, $\Delta P'_{кз}$ – зведені втрати неробочого ходу та короткого замикання відповідно, які розраховуються з урахуванням втрат реактивної потужності та коефіцієнта зміни втрат у мережі.

Залежність зведених втрат від навантаження має вигляд параболи (див. графічну частину роботи):

$$\Delta P'_T = a + b \cdot S_{ном}^2, \quad (7.5)$$

де $a = \Delta P'_m$; $b = \Delta P'_{кз} / S_{ном}^2$;

Координати точки перетину цих параболічних кривих для одного та двох паралельно працюючих трансформаторів дають критичне значення навантаження $S_{кр}$, при якому слід переходити на роботу обох апаратів. Із рівності рівнянь зведених втрат випливає аналітичний вираз для визначення цієї межі для n однакових трансформаторів:

$$S_{кр} = S_{ном} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P'_{xx}}{\Delta P'_{кз}}}, \quad (7.6)$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		76

На основі цієї математичної моделі були побудовані графіки зміни зведених втрат для підстанцій заводу. Аналіз кривих для цехових трансформаторів типу ТМГ-1000/10/0,4 дозволяє зробити висновок про такі доцільні режими:

- при навантаженнях до 520 кВ·А вигідно вмикати один трансформатор;
- при навантаженні понад 520 кВ·А потрібно завантажувати обидва трансформатори.

Аналогічний розрахунок для головної знижувальної підстанції (ГЗП) із трансформаторами ТДНС-16000/35 показує:

- до 10250 кВ·А мінімум втрат забезпечується роботою одного трансформатора;
- понад 10250 кВ·А доцільно вводити в роботу обидва.

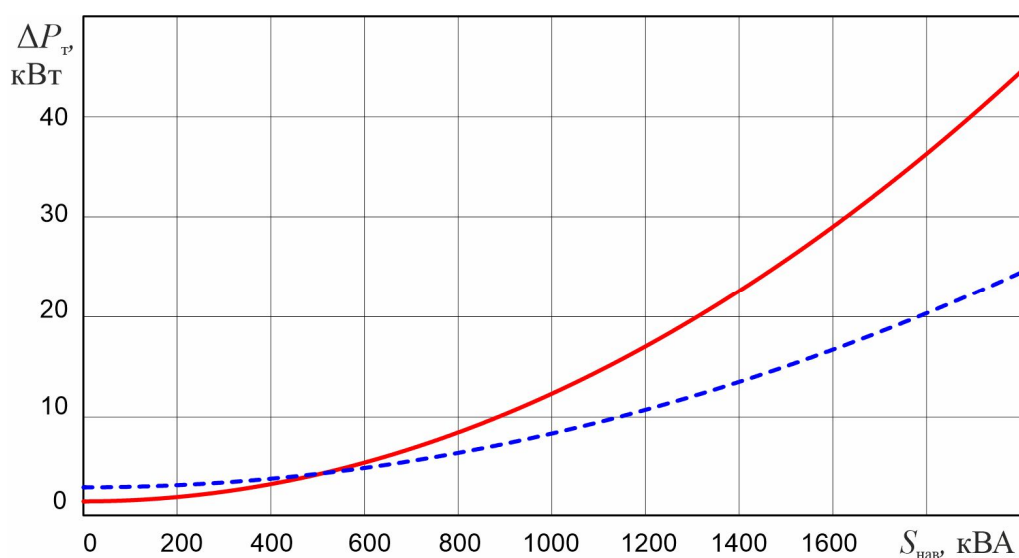


Рисунок 7.2. Залежності $\Delta P = f(S_{\text{наб}})$ для трансформаторів ТМГ-1000/0,4

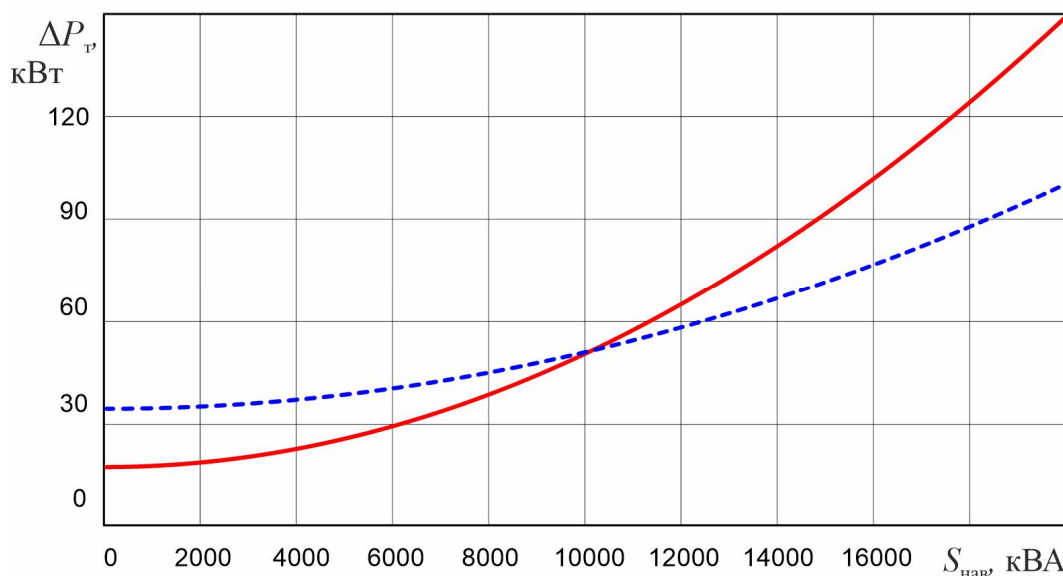


Рисунок 7.3. Залежності $\Delta P = f(S_{\text{наб}})$ для трансформаторів ТДНС-16000/35/10

7.3.3. Керування роботою пристроїв компенсації реактивної енергії

Основним завданням експлуатаційного персоналу промислового підприємства є доведення ступеня компенсації реактивної потужності до заданого енергосистемою значення при оптимальному використанні всіх компенсуючих засобів. Оскільки втрати електроенергії в синхронних двигунах (СД) при генерації реактивної потужності значно перевершують втрати в батареях конденсаторів (БК), то в першу чергу найповніше повинні використовуватися БК.

Як правило, графік роботи компенсуючих пристроїв повинен відповідати графіку споживання реактивної потужності підприємства. Регулювання режиму роботи джерел реактивної потужності повинне здійснюватися по можливості безперервно, автоматично, по заданому енергосистемою параметру. Найбільш досконалим є регулювання реактивної потужності дією на регулятори збудження СД. Регулювання БК здійснюється дискретно, шляхом включення або відключення окремих секцій, що приводить до менш точного регулювання. Зазвичай частина батареї виконується нерегульованою, потужність її визначається мінімальним добовим реактивним навантаженням, тобто БК являється так званою базовою потужністю.

Найдоцільніше здійснювати відключення джерела реактивної потужності або його частини в годинник мінімуму навантаження реактивної потужності автоматично. За відсутності автоматичного повинне використовуватися ручне регулювання, що виконується черговим персоналом, шляхом включення і відключення секції БК по заданому тимчасовому графіку.

Найбільше значення має зниження реактивної потужності споживачем в годинник проходження максимуму активної навантаження енергосистеми. Значення реактивного навантаження споживача в годинник максимуму встановлюються енергозабезпечуючою організацією і контролюються за допомогою лічильника реактивної енергії з показником 30-хвилинного максимуму реактивного навантаження. За відсутності реактивних лічильників з показником максимуму облік реактивного навантаження проводиться по записах півгодинних показів звичайних реактивних електролічильників.

7.4 Зниження втрат електроенергії за рахунок технічних заходів

Технічні заходи належать до капіталоемних (високовитратних) і зазвичай реалізуються на етапі реконструкції системи електропостачання (СЕП) підприємства. Економічна доцільність модернізації визначається сукупністю експлуатаційних витрат та вартістю обладнання, а розрахункове зниження втрат

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						78

електроенергії залежить від точності моделювання режимів мережі до та після впровадження заходу. Максимальна ефективність досягається за умови синергійної дії технічних та організаційних рішень.

Практична реалізація технічних заходів пов'язана із заміною застарілого та встановленням додаткового енергоефективного обладнання. До найдієвіших інженерних рішень під час експлуатації промислових СЕП належать:

- заміна систематично недовантажених або перевантажених силових трансформаторів на апарати раціонально обраної потужності (для досягнення оптимального коефіцієнта завантаження), а також впровадження трансформаторів екодизайну зі зниженими рівнями втрат неробочого ходу та короткого замикання.

- підвищення номінальної напруги: переведення розподільних мереж на вищий клас напруги, наприклад, із 6 кВ на 10 кВ, що дозволяє суттєво зменшити струмові навантаження та втрати потужності в лініях;

- впровадження засобів компенсації реактивної потужності: встановлення додаткових конденсаторних установок (КУ) на різних рівнях напруги з мікропроцесорним керуванням для локалізації реактивної потужності;

- модернізація машинного парку: заміна прямого пуску та нерегульованих систем на сучасний регульований електропривод із застосуванням перетворювачів частоти, що дозволяє гнучко адаптувати енергоспоживання до реальних технологічних потреб;

- автоматизація керування режимами: введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання напруги на трансформаторах, а також інтеграція локальних засобів автоматики до загальнозаводських систем диспетчеризації (SCADA) та комерційного обліку (АСКОЕ).

7.4.1 Заміна кабельних ліній 35 кВ

- до реконструкції СЕП:

навантажувальні втрати енергії у кабельних лініях:

$$\Delta E_{\text{н.кл}} = \Delta P_{\text{н.кл}} \cdot \tau = 120,6 \cdot 3143,6 = 379118,2 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$\Delta P_{\text{н}}$ – навантажувальні втрати потужності у кабельних лініях:

$$\Delta P_{\text{н.кл}} = \Delta p_{\text{кл}} \cdot l \cdot k_3^2 = 35 \cdot 11,6 \cdot 0,545^2 = 120,6 \text{ кВт};$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження кабельної лінії

$$k_3 = \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{доп}}} = \frac{S_{\text{р}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}{I_{\text{доп}}} = \frac{20708,7 / \sqrt{3} \cdot 36,58}{600} = 0,545.$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		79

- після реконструкції СЕП:

навантажувальні втрати енергії у кабельних лініях КЛ-322 і КЛ-321:

$$\Delta E_{\text{н.кл}} = \Delta P_{\text{н.кл}} \cdot \tau = 93,6 \cdot 3143,6 = 294315,5 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$\Delta P_{\text{н}}$ – навантажувальні втрати потужності у кабельних лініях:

$$\Delta P_{\text{н.кл}} = \Delta p_{\text{кл}} \cdot l \cdot k_3^2 = 46,8 \cdot 5,8 \cdot 0,59^2 = 93,6 \text{ кВт};$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження кабельної лінії

$$k_3 = \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{доп}}} = \frac{S_{\text{р}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}{I_{\text{оп}}} = \frac{19465,6 / \sqrt{3} \cdot 36,58}{520} = 0,59.$$

Різниця у річних втратах електроенергії після реконструкції КЛ 35 кВ:

$$\delta \Delta E_{\text{кл-35}} = \Delta E_{\text{кл.др}} - \Delta E_{\text{кл.пр}} = 379118,2 - 294315,5 = 27799 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Річна вартість заощадженої електроенергії у КЛ 35:

$$B = c_0 \cdot \delta \Delta E = 8,481 \cdot 27799 = 235,763 \text{ тис. грн.}$$

7.4.2. Заміна трансформаторів ГЗП

Вибір силових трансформаторів.

Проведемо розрахунок зміни річних втрат електроенергії у трансформаторах ГЗП. При реконструкції ГЗП проведено заміну трансформаторів ТДН-10000/35/6 на трансформатори ТДНС-16000/35/10.

Річні втрати електроенергії в трансформаторах ТДН-10000/35/10

$$\begin{aligned} \Delta E_{\text{тдн}} &= \Delta E_{\text{xx}} + \Delta E_{\text{н}} = n \left(\Delta p_{\text{xx}} T_{\text{в}} + \Delta p_{\text{кз}} \tau k_3^2 \right) = 2 \left(24 \cdot 8760 + 90 \cdot 3143 \cdot 0,953^2 \right) = \\ &= 934290,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Річні втрати електроенергії в трансформаторах ТДС-16000/35/10

$$\begin{aligned} \Delta E_{\text{тднс}} &= \Delta E_{\text{xx}} + \Delta E_{\text{н}} = n \left(\Delta p_{\text{xx}} T_{\text{в}} + \Delta p_{\text{кз}} \tau k_3^2 \right) = 2 \left(17 \cdot 8760 + 85 \cdot 3143 \cdot 0,597^2 \right) = \\ &= 488606,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Різниця у річних втратах електроенергії після заміни трансформаторів:

$$\delta \Delta E_{\text{т}} = \Delta E_{\text{тдн}} - \Delta E_{\text{тднс}} = 934290,2 - 488606,4 = 445683,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Річна вартість заощадженої електроенергії у трансформаторах:

$$B = c_0 \cdot \delta \Delta E = 8,481 \cdot 445683,8 = 3779,844 \text{ тис. грн.}$$

					Арк. 80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	

7.4.3. Реконструкція розподільної мережі заводу

Зростання одиничної потужності сучасних технологічних агрегатів зумовило суттєву зміну характеру навантажень підприємства. На сьогодні загальна встановлена потужність електроприймачів заводу сягає 45,4 МВт. За таких умов одним із найбільш ефективних методів зниження втрат електроенергії під час реконструкції є підвищення класу напруги внутрішньозаводської розподільної мережі. Переведення ліній електропередачі на вищу номінальну напругу забезпечує зменшення втрат потужності пропорційно квадрату відношення нового значення напруги до базового.

Для оцінки економічного ефекту від переведення розподільної мережі заводу на клас напруги 10 кВ застосовано методику, аналогічну методиці розрахунку річної вартості зекономленої електроенергії для кабельної лінії 35 кВ. Результати обчислень зведено до табл. 7.1. та табл. 7.2.

Таблиця 7.1. Розрахунок втрат у розподільчій мережі підприємства

№ п/п	№ ЕП	n, КЛ	Тип КЛ	l, км	I _p , А	I _{доп} , А	k _з	$\Delta p_{\text{кл}}$, кВт·км	$\Delta P_{\text{н.кл}}$, кВт	$\Delta E_{\text{н.кл}}$, кВт·год
1	ТП-16	2	ААШВ-(3х70)	0,085	40,2	162	0,25	44	0,46	1448,5
1	СД1-СД4	4	ААШВ-(3х70)	0,130	41,0	162	0,25	44	1,47	4607,0
2	ТП-25	2	ААШВ-(3х120)	0,250	118,7	218	0,54	54	8,01	25168,6
3	ТП-20	2	ААШВ-(3х70)	0,076	78,0	162	0,48	44	1,55	4870,8
4	ТП-19	1	ААШВ-(3х70)	0,050	45,6	162	0,28	44	0,17	548,9
5	ТП-24	1	ААШВ-(3х70)	0,090	45,6	162	0,28	44	0,31	988,0
6	ТП-17	1	ААШВ-(3х70)	0,240	86,5	162	0,53	44	3,01	9470,0
7	ТП-18	1	ААШВ-(3х70)	0,045	38,2	162	0,24	44	0,11	345,4
8	ТП-33	1	ААШВ-(3х70)	0,180	79,1	162	0,49	44	1,89	5929,0
9	ТП-18	1	ААШВ-(3х70)	0,110	38,2	162	0,24	44	0,27	844,4
10	ТП-34	1	ААШВ-(3х70)	0,050	76,4	162	0,47	44	0,49	1539,1
11	ТП-37	1	ААШВ-(3х70)	0,165	46,5	162	0,29	44	0,60	1884,3
12	ТП-37	1	ААШВ-(3х70)	0,180	87,4	162	0,54	44	2,30	7244,0
13	ТП-26	1	ААШВ-(3х70)	0,040	62,0	162	0,38	44	0,26	810,0
14	ТП-27	1	ААШВ-(3х120)	0,110	127,8	218	0,59	54	2,04	6418,9
15	ТП-28	1	ААШВ-(3х70)	0,045	79,9	162	0,49	44	0,48	1514,6
16	ТП-29	1	ААШВ-(3х70)	0,025	40,6	162	0,25	44	0,07	217,2
17	ТП-28	1	ААШВ-(3х70)	0,150	79,9	162	0,49	44	1,61	5048,8
18	ТП-29	1	ААШВ-(3х70)	0,025	40,6	162	0,25	44	0,07	217,2
19	ТП-32	1	ААШВ-(3х70)	0,180	78,0	162	0,48	44	1,84	5778,0
20	ТП-30	1	ААШВ-(3х70)	0,270	40,2	162	0,25	44	0,73	2297,8
21	ТП-31	1	ААШВ-(3х70)	0,260	78,0	162	0,48	44	2,65	8346,0
22	ТП-30	1	ААШВ-(3х70)	0,190	40,2	162	0,25	44	0,51	1617,0
Разом										97153,7

Таблиця 7.2. Розрахунок втрат у розподільчій мережі підприємства

№ п/п	№ ЕП	n, КЛ	Тип КЛ	l, км	I _р , А	I _{доп} , А	k _з	Δp _{кл} , кВт·км	ΔP _{н.кл} , кВт	ΔE _{н.кл} , кВт·год
1	РП-4	6	ААШВ-(3х185)	0,200	1090,7	1650,0	0,66	69	36,18	113739,2
2	РП-2	6	ААШВ-(3х185)	0,100	932,5	1650,0	0,57	69	13,22	41570,9
3	КУ-1	1	ААШВ-(3х95)	0,030	100,9	192,0	0,53	61	0,51	1589,6
4	КУ-2	1	ААШВ-(3х95)	0,030	52,8	192,0	0,27	61	0,14	434,3
5	25, 20	1	ААШВ-(3х95)	0,250	165,5	192,0	0,86	61	11,34	35636,6
6	25	1	ААШВ-(3х95)	0,250	86,4	192,0	0,45	61	3,08	9697,9
7	ТП-20	1	ААШВ-(3х95)	0,130	79,2	192,0	0,41	61	1,35	4240,0
8	ТП-20	1	ААШВ-(3х95)	0,290	79,2	192,0	0,41	61	3,01	9458,5
9	СД-3	1	ААШВ-(3х95)	0,040	67,0	192,0	0,35	61	0,30	934,0
10	СД-4	1	ААШВ-(3х95)	0,035	67,0	192,0	0,35	61	0,26	817,3
11	КУ-1	1	ААШВ-(3х95)	0,020	123,0	192,0	0,64	61	0,50	1574,0
12	ТП-16	2	ААШВ-(3х95)	0,020	124,4	384,0	0,32	61	0,26	805,1
13	ТП-24	1	ААШВ-(3х95)	0,290	79,2	192,0	0,41	61	3,01	9458,5
14	ТП-19	1	ААШВ-(3х95)	0,040	79,2	192,0	0,41	61	0,42	1304,6
15	ТП-18	1	ААШВ-(3х95)	0,350	86,4	192,0	0,45	61	4,32	13577,0
16	ТП-18, 17	1	ААШВ-(3х95)	0,050	172,7	192,0	0,90	61	2,47	7758,3
17	СД-1	1	ААШВ-(3х95)	0,025	67,0	192,0	0,35	61	0,19	583,8
18	СД-2	1	ААШВ-(3х95)	0,030	67,0	192,0	0,35	61	0,22	700,5
19	ТП-29	2	ААШВ-(3х95)	0,020	61,6	384,0	0,16	61	0,06	197,2
20	ТП-30, 32	1	ААШВ-(3х95)	0,170	195,1	192,0	1,02	61	10,71	33662,0
21	ТП-32	1	ААШВ-(3х95)	0,190	74,6	192,0	0,39	61	1,75	5495,2
22	UZ1	1	ААШВ-(3х95)	0,060	28,0	192,0	0,15	61	0,08	244,7
23	UZ2	1	ААШВ-(3х95)	0,055	28,0	192,0	0,15	61	0,07	224,3
24	ТП-28	1	ААШВ-(3х95)	0,15	61,6	192,0	0,32	61	0,94	2957,4
25	ТП-31	1	ААШВ-(3х95)	0,16	74,6	192,0	0,39	61	1,47	4627,6
26	ТП-37, ТП-26	1	ААШВ-(3х95)	0,2	144,9	192,0	0,75	61	6,95	21850,0
27	ТП-26	1	ААШВ-(3х95)	0,04	61,6	192,0	0,32	61	0,25	788,6
28	ТП-30, 31	1	ААШВ-(3х95)	0,17	223,7	192,0	1,17	61	14,08	44251,1
29	ТП-27	1	ААШВ-(3х95)	0,09	61,6	192,0	0,32	61	0,56	1774,4
30	ТП-34	1	ААШВ-(3х95)	0,13	83,4	192,0	0,43	61	1,49	4698,7
31	ТП-33	1	ААШВ-(3х95)	0,15	76,4	192,0	0,40	61	1,45	4551,7
32	UZ-3	1	ААШВ-(3х95)	0,06	28,0	192,0	0,15	61	0,08	244,7
33	UZ-4	1	ААШВ-(3х95)	0,05	28,0	192,0	0,15	61	0,06	203,9
Разом										379651,8

Різниця у річних втратах електроенергії після реконструкції кабельних ліній розподільної мережі 10 кВ заводу:

$$\delta \Delta E_{\text{кл-10}} = \Delta E_{\text{д.р}} + \Delta E_{\text{п.р}} = 379651,8 - 97153,7 = 282498,1 \text{ кВт·год.}$$

Річна вартість заощадженої електроенергії у розподільчій мережі:

$$B = c_0 \cdot \delta \Delta E = 8,481 \cdot 282498,1 = 2395,866 \text{ тис. грн.}$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		82

7.4.4. Заміна трансформаторів цехових підстанцій

Для оцінки ефективності реконструкції виконано розрахунок зміни річних втрат електроенергії в цехових трансформаторах. Проектом передбачається заміна існуючих трансформаторів типу ТМЗ-630/6/0,4 та ТМЗ-1000/6/0,4 на сучасні герметичні трансформатори ТМГ-1000/10/0,4. Їхні паспортні характеристики наведено в табл. 1.4.

Розрахунок втрат у цехових трансформаторах здійснено за методикою, викладеною в розділі 3, а його результати зведено до табл. 7.3.

Таблиця 7.3. Розрахунок втрат у цехових ТП

№ ТП	$S_{ном},$ кВА	Кільк. Тр.	k_z	$\Delta p_{xx},$ кВт	$\Delta p_{kz},$ кВт	$\Delta E_{xx},$ кВт·год	$\Delta E_{нав},$ кВт·год	$\Delta E,$ кВт·год
до реконструкції								
16	630	2	1,02	1,31	7,6	22951,2	49307,2	72258,4
19, 20, 24	1000	4	0,82	2,42	12,2	84796,8	104314,8	189111,6
17, 18, 25	1000	5	0,89	2,42	12,2	105996	153393,7	259389,7
33	1000	1	0,80	2,42	12,2	21199,2	24371,4	45570,6
34, 37	1000	3	0,87	2,42	12,2	63597,6	86234,8	149832,4
26, 27, 28, 29	1000	5	0,65	2,42	12,2	105996	80737,4	186733,4
30, 31, 32	1000	4	0,78	2,42	12,2	84796,8	93473,7	178270,5
Разом		24				489334	591833,0	1081166,6
після реконструкції								
16	1000	2	0,71	1,4	10,8	24528	34104,3	58632,3
19, 20, 24	1000	4	0,70	1,4	10,8	49056	65661,8	114717,8
17, 18, 25	1000	5	0,70	1,4	10,8	61320	84268,9	145588,9
33	1000	1	0,70	1,4	10,8	12264	16560,5	28824,5
34, 37	1000	3	0,70	1,4	10,8	36792	49743,9	86535,9
26, 27, 28, 29	1000	6	0,70	1,4	10,8	73584	100829,3	174413,3
30, 31, 32	1000	4	0,69	1,4	10,8	49056	64095,5	113151,5
Разом		25				306600	415264,2	721864,2

Різниця у річних втратах електроенергії після реконструкції цехових ТП:

$$\delta \Delta E_{тр} = \Delta E_{д.р} + \Delta E_{п.р} = 1081166,6 - 721864,2 = 359302,4 \text{ кВт·год};$$

Вартість заощадженої електроенергії у цехових трансформаторах визначається за діючим тарифом на електроенергію

$$B = c_0 \cdot \delta \Delta E = 8, \cdot 359302,4 = 3047,243 \text{ тис. грн.};$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		83

7.5 Енергетичний баланс

Для системного виявлення резервів енергозбереження розробляється енергетичний баланс підприємства, який структурно складається з частин надходження та витрат. Частина надходження фіксує кількісні обсяги енергоносіїв, що постачаються на об'єкт. Витратна частина деталізує розподіл енергії за напрямками використання, включаючи корисне споживання та технологічні втрати під час її передачі й перетворення. Оскільки базовим видом енергії на заводі є електрична, основна увага приділяється саме балансу електроенергії.

Залежно від цілей аналізу виокремлюють три основні види балансів електроенергії:

- *фактичні*: відображають реальні сталі виробничі умови експлуатації цеху або підприємства загалом;
- *нормалізовані*: розробляються з урахуванням потенційної раціоналізації режимів електроспоживання та мінімізації втрат в електричних мережах і робочих машинах.
- *перспективні*: складаються на основі прогностичних даних щодо розвитку чи модернізації виробництва.

Головне завдання складання балансу – визначення фактичного рівня корисного використання електроенергії та обґрунтування заходів щодо раціоналізації електроспоживання. Для промислових об'єктів найбільш показовим є баланс активної електроенергії, витратна частина якого класифікується за такими статтями:

- прямі витрати на здійснення основного технологічного процесу;
- непродуктивні (побічні) витрати, зумовлені недосконалістю або відхиленнями технологічного процесу;
- витрати на забезпечення допоміжних потреб виробництва (освітлення, вентиляція тощо);
- технічні втрати потужності в елементах системи електропостачання (СЕП);
- відпуск електроенергії транзитним споживачам (субспоживачам).

Залежно від конфігурації СЕП наявність усіх перелічених статей не є обов'язковою.

Для проектованої системи електропостачання заводу рівняння фактичного балансу активної енергії матиме такий вигляд:

$$W_{\Sigma} = W_{\text{к}} + W_{\text{кл}} + W_{\text{т}} = 86866358 + 1210470,6 + 391469,2 = 88468297,6 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		84

де W_k – корисно спожита електроенергія; W_{kl} – сумарні втрати електроенергії у кабельних лініях; W_t – сумарні втрати електроенергії у трансформаторах.

Підсумкова оцінка ефективності запропонованих рішень зводиться до загальної таблиці 7.4, що відображає розрахункову річну економію електроенергії на підприємстві внаслідок проведеної реконструкції СЕП.

Таблиця 7.4. Річна економія електроенергії у СЕП заводу

Захід з економії електроенергії	$\delta \Delta E$, кВт·год	B , тис. грн.
Заміна трансформаторів ГЗП	445 683,8	3779,844
Заміна цехових трансформаторів	359 302,4	3047,243
Зниження втрат у КЛ 35 після реконструкції	27 799,0	235,763
Зниження втрат у розподільній мережі після реконструкції	282 498,1	2395,866
Всього	1 087 484,3	9458,716

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено реконструкцію системи електропостачання першої черги заводу загального машинобудування.

Електричні навантаження цехів визначено за методом коефіцієнта максимуму. Розрахункове навантаження на шинах 35 кВ ГЗП склало 18,9 МВт та 17,4 Мвар. Добові графіки електричних навантажень побудовано на базі типових графіків з урахуванням сезонності (зимовий і літній періоди), а також диференціації на робочі та вихідні дні.

Для живлення заводу від енергосистеми проаналізовано два варіанти схем зовнішнього електропостачання:

1) живлення на напрузі 10 кВ по двох КЛ довжиною по 2,9 км кожна зі спорудженням на заводі центральної розподільної установки 10 кВ;

2) живлення на напрузі 35 кВ двома новими КЛ довжиною по 2,9 км кожна зі спорудженням ГЗП (35/10 кВ) із новими силовими трансформаторами потужністю 16000 кВ·А кожен та новими РУ 35 кВ і 10 кВ.

На основі техніко-економічного розрахунку обґрунтовано доцільність впровадження другого варіанта (спорудження ГЗП 35/10 кВ).

Аналіз режимів компенсації реактивної потужності підтвердив доцільність використання наявних СД 10 кВ як генераторів реактивної енергії. Для локальної компенсації на стороні 0,4 кВ передбачено встановлення автоматизованих конденсаторних установок серії КРМ-0,4 потужністю 125 - 800 квар.

Розрахунок струмів КЗ у мережі 10 кВ виконано в системі відносних базисних одиниць. За результатами розрахунку вибрано та перевірено високовольтне комутаційне і захисне обладнання: вакуумні вимикачі (ВРС-35, ВР1-10 з електромагнітним приводом), трансформатори струму (ТФЗМ-35А-І, ТЛК-10-1), роз'єднувачі (РДЗ-2-35/1000УХЛ), вимикачі навантаження (ВНР-10/400-10зУЗ) та високовольтні запобіжники (ПКТ 103-10).

У спеціальному розділі розглянуто питання підвищення енергоефективності СЕП заводу шляхом впровадження комплексу організаційних і технічних заходів. Обґрунтовано раціональні режими роботи двотрансформаторних підстанцій. Виконано кількісну та вартісну оцінку економії електроенергії завдяки технічним заходам: заміні силових трансформаторів ГЗП і цехових підстанцій на енергоефективні апарати, а також переведенню внутрішньозаводської розподільної мережі на вищий клас напруги.

Загалом реконструювана система електропостачання першої черги заводу загального машинобудування повністю відповідає сучасним нормативно-технічним вимогам та економічним вимогам.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		86

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
2. Василега П. О. Електропостачання: підручник. Суми: Сумський державний університет, 2019. 521 с.
3. Бурбело М. Й. Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
4. 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.
5. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
6. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування. Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. 153 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. Черемісін М. М., Мороз О. М., Єгоров О. Б., Швець С. В. Перехідні процеси в системах електропостачання. Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
9. Технічні характеристики: АПвЕгПу-10 1х300. Електронний ресурс. URL: <https://www.yuzhcable.info/edata/mrr/100105100010000300>. Остання дата звернення 1.06.26 р.
10. Слові кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену на напругу від 6 до 35 кВ. Каталог. Харків: ПАТ Південькабель. 132 с.
11. Енергозбереження в промисловості. Частина 1 / А. В. Праховник, О. М. Суходоля, С. П. Денисюк, В. В. Прокопенко. К.: НТУУ «КПІ», 2011. 517 с.
12. Практичний посібник з енергозбереження для об'єктів промисловості, будівництва та житлово-комунального господарства України / Праховник А. В., Прокопенко В. В., Беленький А. М. та ін. Луганськ: Вид-во «Місячне сяйво», 2010.
13. 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	
					87

ДОДАТКИ

Додаток А. Розрахунок графіків електричних навантажень

Таблиця А.1 – Розрахунок добових графіків активної, реактивної повної потужностей 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	48,0	9116,4	37,0	1578,3	9252,0
2	1 – 2	52,0	9876,0	38,0	1621,0	10008,2
3	2 – 3	48,0	9116,4	33,0	1407,7	9224,4
4	3 – 4	42,0	7976,8	31,0	1322,4	8085,7
5	4 – 5	47,0	8926,4	35,0	1493,0	9050,4
6	5 – 6	51,0	9686,1	40,0	1706,3	9835,3
7	6 – 7	53,0	10066,0	35,0	1493,0	10176,1
8	7 – 8	64,0	12155,1	56,0	2388,8	12387,7
9	8 – 9	93,0	17662,9	92,0	3924,5	18093,7
10	9 – 10	100,0	18992,4	100,0	4265,8	19465,6
11	10 – 11	95,0	18042,8	92,0	3924,5	18464,7
12	11 – 12	87,0	16523,4	82,0	3498,0	16889,6
13	12 – 13	84,0	15953,6	84,0	3583,3	16351,1
14	13 – 14	89,0	16903,2	88,0	3753,9	17315,1
15	14 – 15	90,0	17093,2	91,0	3881,9	17528,4
16	15 – 16	82,0	15573,8	82,0	3498,0	15961,8
17	16 – 17	84,0	15953,6	82,0	3498,0	16332,6
18	17 – 18	83,0	15763,7	79,0	3370,0	16119,9
19	18 – 19	80,0	15193,9	75,0	3199,4	15527,1
20	19 – 20	74,0	14054,4	70,0	2986,1	14368,1
21	20 – 21	75,0	14244,3	71,0	3028,7	14562,7
22	21 – 22	71,0	13484,6	68,0	2900,7	13793,1
23	22 – 23	62,0	11775,3	57,0	2431,5	12023,7
24	23 – 24	51,0	9686,1	41,0	1749,0	9842,8

Таблиця А.2. Розрахунок добових графіків активної, реактивної і повної потужностей 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	33,0	6267,5	35,0	1493,0	6442,9
2	1 – 2	33,0	6267,5	35,0	1493,0	6442,9
3	2 – 3	33,0	6267,5	35,0	1493,0	6442,9
4	3 – 4	33,0	6267,5	35,0	1493,0	6442,9
5	4 – 5	33,0	6267,5	35,0	1493,0	6442,9
6	5 – 6	33,0	6267,5	35,0	1493,0	6442,9
7	6 – 7	33,0	6267,5	35,0	1493,0	6442,9
8	7 – 8	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
9	8 – 9	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
10	9 – 10	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
11	10 – 11	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
12	11 – 12	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
13	12 – 13	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
14	13 – 14	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
15	14 – 15	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
16	15 – 16	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
17	16 – 17	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
18	17 – 18	26,0	4938,0	24,0	1023,8	5043,0
19	18 – 19	31,0	5887,6	36,0	1535,7	6084,6
20	19 – 20	31,0	5887,6	36,0	1535,7	6084,6
21	20 – 21	33,0	6267,5	36,0	1535,7	6452,9
22	21 – 22	33,0	6267,5	36,0	1535,7	6452,9
23	22 – 23	33,0	6267,5	36,0	1535,7	6452,9
24	23 – 24	33,0	6267,5	35,0	1493,0	6442,9

Таблиця А.3. Розрахунок добових графіків активної, реактивної повної потужностей робочої літньої доби

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$P_{pj}, \%$	$P_{jl}, \text{кВт}$	$Q_j, \%$	$Q_{jl}, \text{квар}$	$S_{jl}, \text{кВА}$
1	0 – 1	51,0	8233,2	38,0	1377,9	8347,7
2	1 – 2	54,0	8717,5	39,0	1414,1	8831,5
3	2 – 3	48,0	7748,9	50,0	1813,0	7958,2
4	3 – 4	44,0	7103,2	35,0	1269,1	7215,6
5	4 – 5	48,0	7748,9	37,0	1341,6	7864,2
6	5 – 6	53,0	8556,1	41,0	1486,6	8684,3
7	6 – 7	55,0	8878,9	47,0	1704,2	9041,0
8	7 – 8	57,0	9201,8	55,0	1994,3	9415,4
9	8 – 9	94,0	15174,9	92,0	3335,9	15537,3
10	9 – 10	100,0	16143,5	100,0	3625,9	16545,7
11	10 – 11	97,0	15659,2	97,0	3517,2	16049,4
12	11 – 12	86,0	13883,4	97,0	3517,2	14322,0
13	12 – 13	84,0	13560,6	81,0	2937,0	13875,0
14	13 – 14	83,0	13399,1	82,0	2973,3	13725,1
15	14 – 15	87,0	14044,9	84,0	3045,8	14371,3
16	15 – 16	83,0	13399,1	81,0	2937,0	13717,2
17	16 – 17	82,0	13237,7	80,0	2900,7	13551,8
18	17 – 18	85,0	13722,0	81,0	2937,0	14032,8
19	18 – 19	80,0	12914,8	72,0	2610,7	13176,1
20	19 – 20	74,0	11946,2	61,0	2211,8	12149,3
21	20 – 21	76,0	12269,1	71,0	2574,4	12536,3
22	21 – 22	80,0	12914,8	79,0	2864,5	13228,7
23	22 – 23	62,0	10009,0	59,0	2139,3	10235,1
24	23 – 24	50,0	8071,8	34,0	1232,8	8165,4

Таблиця А.4. Розрахунок добових графіків активної, реактивної і повної потужностей 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	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
2	1 – 2	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
3	2 – 3	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
4	3 – 4	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
5	4 – 5	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
6	5 – 6	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
7	6 – 7	23,0	3713,0	34,0	1232,8	3912,3
8	7 – 8	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
9	8 – 9	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
10	9 – 10	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
11	10 – 11	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
12	11 – 12	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
13	12 – 13	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
14	13 – 14	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
15	14 – 15	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
16	15 – 16	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
17	16 – 17	23,0	3713,0	24,0	870,2	3813,6
18	17 – 18	30,0	4843,1	24,0	870,2	4920,6
19	18 – 19	30,0	4843,1	27,0	979,0	4941,0
20	19 – 20	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
21	20 – 21	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
22	21 – 22	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
23	22 – 23	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1
24	23 – 24	31,0	5004,5	34,0	1232,8	5154,1

Таблиця А.5. Розрахунок річних графіків за активної, реактивної та повної потужностей

№ п/п	Тривалість ступеня, год	Потужність Р, кВт	Тривалість ступеня, год	Потужність Q, квар	Тривалість ступеня, год	Потужність S, кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	147,0	18992,4	147,0	4265,8	147,0	19465,6
2	147,0	18042,8	147,0	3924,5	147,0	18464,7
3	147,0	17662,9	147,0	3924,5	147,0	18093,7
4	147,0	17093,2	147,0	3881,9	147,0	17528,4
5	147,0	16903,2	147,0	3753,9	147,0	17315,1
6	147,0	16523,4	147,0	3583,3	147,0	16889,6
7	105,0	16143,5	147,0	3498,0	105,0	16545,7
8	147,0	15953,6	147,0	3498,0	147,0	16351,1
9	147,0	15953,6	147,0	3498,0	147,0	16332,6
10	147,0	15763,7	147,0	3370,0	147,0	16119,9
11	105,0	15659,2	147,0	3199,4	105,0	16049,4
12	147,0	15573,8	147,0	3028,7	147,0	15961,8
13	147,0	15193,9	147,0	2986,1	105,0	15537,3
14	105,0	15174,9	147,0	2900,7	147,0	15527,1
15	147,0	14244,3	147,0	2431,5	147,0	14562,7
16	147,0	14054,4	147,0	2388,8	105,0	14371,3
17	105,0	14044,9	147,0	1749,0	147,0	14368,1
18	105,0	13883,4	147,0	1706,3	105,0	14322,0
19	105,0	13722,0	147,0	1621,0	105,0	14032,8
20	105,0	13560,6	147,0	1578,3	105,0	13875,0
21	147,0	13484,6	65,0	1535,7	147,0	13793,1
22	105,0	13399,1	65,0	1535,7	105,0	13725,1
23	105,0	13399,1	65,0	1535,7	105,0	13717,2
24	105,0	13237,7	65,0	1535,7	105,0	13551,8
25	105,0	12914,8	65,0	1535,7	105,0	13228,7
26	105,0	12914,8	65,0	1493,0	105,0	13176,1
27	105,0	12269,1	147,0	1493,0	105,0	12536,3
28	147,0	12155,1	65,0	1493,0	147,0	12387,7
29	105,0	11946,2	65,0	1493,0	105,0	12149,3
30	147,0	11775,3	65,0	1493,0	147,0	12023,7
31	147,0	10066,0	65,0	1493,0	105,0	10235,1
32	105,0	10009,0	65,0	1493,0	147,0	10176,1
33	147,0	9876,0	147,0	1493,0	147,0	10008,2
34	147,0	9686,1	65,0	1493,0	147,0	9842,8
35	147,0	9686,1	65,0	1493,0	147,0	9835,3
36	105,0	9201,8	147,0	1407,7	105,0	9415,4
37	147,0	9116,4	147,0	1322,4	147,0	9252,0
38	147,0	9116,4	48,0	1232,8	147,0	9224,4
39	147,0	8926,4	105,0	1232,8	147,0	9050,4
40	105,0	8878,9	105,0	1232,8	105,0	9041,0
41	105,0	8717,5	105,0	1232,8	105,0	8831,5
42	105,0	8556,1	105,0	1232,8	105,0	8684,3
43	105,0	8233,2	105,0	1232,8	105,0	8347,7
44	105,0	8071,8	48,0	1232,8	105,0	8165,4
45	147,0	7976,8	48,0	1232,8	147,0	8085,7
46	105,0	7748,9	48,0	1232,8	105,0	7958,2

Продовження табл. А.5

1	2	3	4	5	6	7
47	105,0	7748,9	105,0	1232,8	105,0	7864,2
48	105,0	7103,2	105,0	1232,8	105,0	7215,6
49	65,0	6267,5	48,0	1232,8	65,0	6452,9
50	65,0	6267,5	48,0	1232,8	65,0	6452,9
51	65,0	6267,5	48,0	1232,8	65,0	6452,9
52	65,0	6267,5	48,0	1232,8	65,0	6442,9
53	65,0	6267,5	48,0	1232,8	65,0	6442,9
54	65,0	6267,5	48,0	1232,8	65,0	6442,9
55	65,0	6267,5	105,0	1232,8	65,0	6442,9
56	65,0	6267,5	105,0	1232,8	65,0	6442,9
57	65,0	6267,5	105,0	1232,8	65,0	6442,9
58	65,0	6267,5	48,0	1232,8	65,0	6442,9
59	65,0	6267,5	105,0	1232,8	65,0	6442,9
60	65,0	5887,6	105,0	1232,8	65,0	6084,6
61	65,0	5887,6	48,0	1232,8	65,0	6084,6
62	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
63	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
64	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
65	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
66	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
67	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
68	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
69	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
70	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
71	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
72	48,0	5004,5	65,0	1023,8	48,0	5154,1
73	65,0	4938,0	48,0	979,0	65,0	5043,0
74	65,0	4938,0	105,0	979,0	65,0	5043,0
75	65,0	4938,0	105,0	870,2	65,0	5043,0
76	65,0	4938,0	48,0	870,2	65,0	5043,0
77	65,0	4938,0	105,0	870,2	65,0	5043,0
78	65,0	4938,0	48,0	870,2	65,0	5043,0
79	65,0	4938,0	105,0	870,2	65,0	5043,0
80	65,0	4938,0	105,0	870,2	65,0	5043,0
81	65,0	4938,0	105,0	870,2	65,0	5043,0
82	65,0	4938,0	48,0	870,2	65,0	5043,0
83	65,0	4938,0	105,0	870,2	65,0	5043,0
84	48,0	4843,1	105,0	870,2	48,0	4941,0
85	48,0	4843,1	105,0	870,2	48,0	4920,6
86	48,0	3713,0	105,0	870,2	48,0	3912,3
87	48,0	3713,0	105,0	870,2	48,0	3813,6
88	48,0	3713,0	105,0	870,2	48,0	3813,6
89	48,0	3713,0	48,0	870,2	48,0	3813,6
90	48,0	3713,0	48,0	870,2	48,0	3813,6
91	48,0	3713,0	48,0	870,2	48,0	3813,6
92	48,0	3713,0	48,0	870,2	48,0	3813,6
93	48,0	3713,0	48,0	870,2	48,0	3813,6
94	48,0	3713,0	48,0	870,2	48,0	3813,6
95	48,0	3713,0	48,0	870,2	48,0	3813,6
96	48,0	3713,0	48,0	870,2	48,0	3813,6
Всього	8760		8760		8760	

Додаток Б. Розрахунок електричних навантажень магістральних ліній 10 кВ

Таблиця Б.1. Розрахунок силових електронавантажень в мережі 10 кВ для вибору ліній розподільчої мережі 10 кВ

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕП	Встановлена потужність, кВт			t	K _в	cos φ	tg φ	Середнє навантаження за зміну, кВт			K _м	Розрахункова потужність,		
			Одного	4	5					P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар	Sp, кВА		P _р , кВт	Q _р , квар	Sp, кВА
1	2	3				6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Кабельні лінії 7, 8															
	ТП -25 (2х1000)															
	силова	207	0,10 - 75,0	3922,0	6	0,28	0,59	1,38	1110,8	1527,5	105	1,10	1217,2	1527,5	1953,2	
	освітлювальна								193,8	335,6			206,2	357,1		
	батареї конденсаторів													-1600		
	ТП-20, 19, 24 (4х1000)															
	силова	326	1,10 - 150,0	9024,2	136	0,26	0,73	0,93	2317,1	2148,6	120	1,09	2530,9	2148,6	3319,9	
	освітлювальна								212,4	367,8			204,6	354,4		
	батареї конденсаторів													-2000		
	Всього по ТП25, 20, 19, 24 (6х1000)															
	силова								3427,9	3676,1			3748,1	3676,1	5250,0	
	освітлювальна								406,1	703,4			410,8	711,5		
	батареї конденсаторів													-3600		
	всього												4158,9	787,6	4232,8	
	втрати в трансформаторах												40,6	194,2		
	Всього по КЛ-7, 8												4199,5	981,8	4312,8	
	Кабельні лінії 11, 12															
	ТП 19, 24 (2х1000)															
	силова	163	1,10 - 150,0	4512,1	136	0,26	0,73	0,93	1158,5	1074,3	60	1,17	1355,9	1074,3	1729,9	
	освітлювальна								212,4	367,8			204,6	354,4		
	батареї конденсаторів													-1000		
	Всього по ТП-6 (2х1000)								1370,9	1442,1			1560,5	428,7	1618,3	
	втрати в трансформаторах												16,9	82,0		
	Всього по КЛ-11, 12												1577,5	510,7	1658,1	

продовження табл. Б.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Кабельна лінія 13														
	ТП 17, 18 (2x1000)														
	силова	207	0,1 - 75,0	3922,0	6	0,28	0,59	1,38	1110,8	1527,5	105	1,10	1217,2	1527,5	1953,2
	освітлювальна								278,4	376,6			287,4	396,4	
	батареї конденсаторів													-1600	
	всього								1389,3	1904,1			1504,6	324,0	1539,1
	втрати в трансформаторах												15,6	75,1	
	Всього по КЛ-13												1520,2	399,1	1571,7
	Кабельна лінія 14														
	ТП 33 (1x1000)														
	силова	571	0,1 - 15,0	1041,5	150	0,36	0,80	0,76	372,7	283,8	139	1	395,3	283,8	486,6
	освітлювальна								293,8	72,0			282,0	136,6	
	батареї конденсаторів													-250,0	
	ТП 18 (1x1000)														
	силова	104	0,1 - 75,0	1961,0	6	0,28	0,59	1,38	555,4	763,8	52	1,18	653,6	763,8	1005,2
	освітлювальна								139,2	188,3			143,7	198,2	
	батареї конденсаторів													-800,0	
	Всього по ТП 33, 18 (2x1000)														
	силова	675	0,1 - 15,0	3002,5	150	0,31	0,66	1,13	928,1	1047,6	400	1,03	953,0	1047,6	1416,2
	освітлювальна								433,0	260,3			425,7	334,8	
	батареї конденсаторів													-1050	
	всього														
	втрати в трансформаторах												1378,8	332,4	1418,3
	Всього по КЛ-14												13,7	18,9	
													1392,4	351,2	1436,0

продовження табл. Б.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Кабельні лінії 15, 16														
	ТП 18 (2x1000)														
	силова	207	0,1 - 75,0	3922,0	6	0,28	0,59	1,38	1110,8	1527,5	105	1,10	1217,2	1527,5	1953,2
	освітлювальна								139,2	188,3			144	198	
	батареї конденсаторів													-1600	
	всього								1250,1	1715,8			1360,9	125,7	1366,7
	втрати в трансформаторах												12,9	61,4	
	Всього по КЛ-15, 16												1373,8	187,1	1386,5
	Кабельна лінія 17														
	ТП-34, ТП-37 (2x1000)														
	силова	418	0,6 - 80,0	3796,6	133	0,29	0,66	1,15	1088,3	1313,2	95	1,10	1201,0	1313,2	1779,6
	освітлювальна								181,0	313,4			172,3	298,39	
	батареї конденсаторів													-1600	
	всього														
	втрати в трансформаторах														
	Всього по КЛ-17												1386,3	73,4	1388,2
	Кабельна лінія 18														
	ТП-37 (1x1000)														
	силова	209	0,6 - 80,0	1898,3	133	0,29	0,66	1,15	544,2	625,3	47	1,19	647,9	625,3	900,4
	освітлювальна								181,0	313,4			172,3	298,4	
	батареї конденсаторів													-800,0	
	всього								725,1	938,8			820,2	123,7	829,4
	втрати в трансформаторах												8,8	42,8	
	Всього по КЛ-18												829,0	166,6	845,6

продовження табл. Б.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Кабельна лінія 19														
	ТП-37 (1x1000)														
	силова	209	0,6 - 80	1898,3	133	0,29	0,66	1,1	544,2	625,3	47	1,19	647,9	625,3	900,4
	освітлювальна								136,3	45,2			153,9	45,2	
	батареї конденсаторів													-800,0	
	ТП-26 (1x1000)														
	силова	117	0,5 - 285	1918,2	570	0,28	0,77	0,8	545,1	457,0	13	1,54	841,8	457,0	957,9
	освітлювальна								194,2	236,8			185,5	225,7	
	батареї конденсаторів													-325,0	
	Всього по ТП-37, 26 (4x1000)														
	силова	326	0,5 - 80,0	3816,5	570	0,29	0,71	0,99	1089,2	1082,4	95	1,10	1202,4	1082,4	1617,8
	освітлювальна								330,6	282,0			339,4	270,9	
	батареї конденсаторів													-1125	
	всього												1541,8	228,3	1558,6
	втрати в трансформаторах												15,9	76,8	
	Всього по КЛ-19												1557,7	305,1	1587,3
	Кабельна лінія 20														
	ТП-26 (1x1000)														
	силова	117	0,5 - 285	1918,2	570	0,28	0,77	0,8	545,1	457,0	13	1,54	841,8	457,05	957,9
	освітлювальна								194,2	236,8			185,5	225,72	
	батареї конденсаторів													-325,0	
	всього								739,3	693,8			1027,3	357,8	1087,9
	втрати в трансформаторах												14,2	70,1	
	Всього по КЛ-20												1041,5	427,9	1126,0

продовження табл. Б.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Кабельна лінія 21														
	ТП-27, 28, 29 (3x1000)														
	силова	350	0,5 - 285	5754,6	570	0,28	0,77	0,8	1635,2	1371,14	40	1,22	1995,4	1371,1	2421,1
	освітлювальна								194,22	236,773			185,5	225,72	
	батареї конденсаторів													-975,0	
	Всього по ТП-27, 28, 29 (3x1000)														
	силова	350	0,5 - 285,0	5754,6	570	0,28	0,77	0,84	1635,2	1371,1	40	1,22	1995,4	1371,1	2421,1
	освітлювальна								194,2	236,8			185,5	225,7	
	батареї конденсаторів													-975,0	
	всього												2180,9	621,9	2267,8
	втрати в трансформаторах												22,7	109,3	
	Всього по КЛ-21												2203,6	731,2	2321,8
	Кабельні лінії 22, 24														
	ТП-28, 29 (4x1000)														
	силова	466	0,5 - 285,0	7672,7	570	0,28	0,77	0,84	2180,3	1828,2	54	1,17	2552,3	1828,2	3139,5
	освітлювальна								194,2	236,8			185,5	225,72	
	батареї конденсаторів													-1300	
	всього								2374,5	2065,0			2737,8	753,9	2839,7
	втрати в трансформаторах												27,4	130,9	
	Всього по КЛ-22, 24												2765,2	884,8	2903,3
	Кабельні лінії 23, 26														
	ТП-29 (2x1000)														
	силова	233	0,5 - 285,0	3836,4	570	0,28	0,77	0,84	1090,1	914,1	27	1,31	1423,0	914,1	1691,3
	освітлювальна								0,0	0,0			0,0	0,0	
	батареї конденсаторів													-650,0	
	всього								1090,1	914,1			1423,0	264,1	1447,3
	втрати в трансформаторах												14,1	67,6	
	Всього по КЛ-23, 26												1437,1	331,7	1474,9

продовження табл. Б.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Кабельні лінії 28, 30														
	ТП-30 (2x1000)														
	силова	212	0,6 - 75,0	3120	125	0,36	0,78	0,80	1129,0	907,0	83	1,09	1234,7	907,0	1532,0
	освітлювальна								176,0	305,0	0,0	0,0	187,0	324,0	
	батареї конденсаторів													-1000	
	всього								1305,0	1212,0			1421,7	231,0	1440,3
	втрати в трансформаторах												11,2	48,5	
	Всього по КЛ-28, 30												1432,9	279,5	1459,9