

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

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ

“ ____ ” _____ 2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Проектування системи електропостачання групи цехів заводу
металоконструкцій**

**Design of a power supply system for a group of workshops of a
metal structures plant»**

Виконав здобувач IV курсу групи ЕЕ-23мб
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____ Володимир БЕСТАВАШВІЛІ
« ____ » _____ 2026 р.

Керівник роботи
викладач

_____ Світлана ДУБЕНКО

« ____ » _____ 2026 р.

Рецензент

м. Кропивницький

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ *Петро ПЛЕСШКОВ*

«_____» _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

_____ *Беставашивілі Володимира Едуардович*

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) *Проектування системи електропостачання групи цехів заводу металоконструкцій*
Design of a power supply system for a group of workshops of a metal structures plant

2. Керівник роботи (проекту) *Дубенко Світлана Вячеславівна, викладач*

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту *02.06.2026 р.*

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____
Вступ; Розрахунок електричних навантажень; Побудова картограми електричних навантажень та обґрунтування місця встановлення РП-2; Обґрунтування рівня напруги та побудови схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання; Режими реактивної потужності в системі електроспоживання; Вибір кількості та потужності трансформаторів підстанцій підприємства; Розрахунок струмів коротких замикань; Розрахунок та оптимізація втрат електроенергії в системі електропостачання підприємства; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>			

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	1.05.26	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень;</i>	5.05.26	
3	<i>Побудова картограми електричних навантажень та обґрунтування місця встановлення РП-2</i>	8.05.26	
4	<i>Обґрунтування рівня напруги та побудови схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання</i>	15.05.26	
5	<i>Режими реактивної потужності в системі електроспоживання</i>	19. 05.26	
6	<i>Вибір кількості та потужності трансформаторів підстанцій підприємства</i>	22.05.26	
7	<i>Розрахунок струмів коротких замикань</i>	25. 05.26	
8	<i>Розрахунок та оптимізація втрат електроенергії в системі електропостачання підприємства</i>	27. 05.26	
9	<i>Висновки</i>	30. 05.26	
10	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	01.06.26	
11	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	02.06.26	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2026 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2026 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 76 с.; 13 рис.; 16 табл.; 10 джерел.

Беставашвілі В.Е. Проектування системи електропостачання групи цехів заводу металоконструкцій – Рукопис.

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

У бакалаврській роботі розроблено систему електропостачання заводу металоконструкцій з урахуванням вимог надійності, економічності та енергоефективності. Виконано розрахунок електричних навантажень, обґрунтовано вибір напруги та схем електропостачання, визначено параметри трансформаторних підстанцій. Проведено розрахунок струмів короткого замикання та здійснено вибір електрообладнання.

У спеціальному розділі виконано детальний аналіз втрат електроенергії в елементах системи електропостачання, зокрема в кабельних лініях, трансформаторах і розподільчих мережах.

На основі отриманих результатів запропоновано технічні заходи щодо зниження втрат електроенергії, зокрема оптимізацію перерізів кабельних ліній, підвищення коефіцієнта потужності за рахунок компенсації реактивної потужності та раціоналізацію структури електричної мережі. Проведено оцінку економічної ефективності запропонованих рішень, що підтверджує доцільність їх впровадження.

Ключові слова: електропостачання, електричні навантаження, втрати електроенергії, кабельні лінії, трансформатор, коротке замикання, енергоефективність, компенсація реактивної потужності.

ABSTRACT

Qualification work: 76 p.; 13 fig.; 16 tables; 10 sources.

Bestavashvili V.E. Design of the power supply system of a group of workshops of a metal structures plant – Manuscript.

Qualification work in the specialty 141 “Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics”, OPP “Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics”. – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2026.

In the bachelor's work, the power supply system of a metal structures plant was developed taking into account the requirements of reliability, economy and energy efficiency. The calculation of electrical loads was performed, the choice of voltage and power supply schemes was justified, the parameters of transformer substations were determined. The calculation of short-circuit currents was performed and the selection of electrical equipment was made.

In a special section, a detailed analysis of electricity losses in the elements of the power supply system, in particular in cable lines, transformers and distribution networks, was performed.

Based on the results obtained, technical measures were proposed to reduce electricity losses, in particular, optimization of cable line cross-sections, increasing the power factor by compensating for reactive power and rationalizing the structure of the power network. An assessment of the economic efficiency of the proposed solutions was carried out, which confirms the feasibility of their implementation.

Keywords: power supply, electrical loads, electricity losses, cable lines, transformer, short circuit, energy efficiency, reactive power compensation.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	7
1	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	8
1.1	Розрахунок силових електричних навантажень до 1000 В.....	8
1.2	Розрахунок освітлювальних навантажень.....	16
1.3	Розрахунок силових електричних навантажень вище 1000 В.....	18
1.4	Формування графіків електричних навантажень підприємства	23
2	ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ РП-2.....	27
3	ОБҐРУНТУВАННЯ РІВНЯ НАПРУГИ ТА ПОБУДОВИ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	26
3.1	Обґрунтування рівня напруги та побудови схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання	30
3.2	Вибір структури внутрішнього електропостачання підприємства.....	30
4	РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	36
4.1	Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих установок.....	36
4.2	Вибір кількості, потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв.....	40
5	ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЙ ПІДПРИЄМСТВА	43
6	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ.....	45
6.1	Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ.....	45
6.2	Розрахунок струмів КЗ на стороні 0,4 кВ	48
6.3	Вибір високовольтного обладнання.....	51
7	РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА.....	54
7.1	Аналіз втрат електроенергії.....	55
7.2	Методи оптимізації втрат	65
	ВИСНОВКИ.....	74
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	75

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА		
Зм			Підпис	Дата			
Розроб	Бєставашивілі				Проектування системи електропостачання групи цехів заводу металоконструкцій Літ. Аркуш Аркушів ЦНТУ, гр.ЕЕ-223мб		
Перевірив	Дубенко С.В.						
Н.контр.							
Затв.	Плєшков П.Г.						

ВСТУП

Електроенергетика є однією з базових галузей, що забезпечує функціонування сучасної промисловості та визначає рівень її розвитку. Надійне та ефективне електропостачання промислових підприємств є необхідною умовою безперервності технологічних процесів, підвищення продуктивності виробництва та зниження експлуатаційних витрат. У сучасних умовах особливої актуальності набувають питання зниження її втрат та впровадження енергоефективних рішень.

Підприємства з виробництва металоконструкцій характеризуються значною потужністю електроспоживання, наявністю різноманітних електроприймачів, що працюють у різних режимах, а також підвищеними вимогами до надійності електропостачання. У зв'язку з цим виникає необхідність розробки оптимальної системи електропостачання, яка забезпечує безперебійне живлення споживачів при мінімальних втратах електроенергії та економічно обґрунтованих витратах.

Метою даної роботи є розробка раціональної системи електропостачання заводу металоконструкцій з урахуванням вимог надійності, економічності та мінімізації втрат електроенергії.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішуються наступні задачі: розрахунок електричних навантажень підприємства; побудова картограми електричних навантажень та визначення центру електроспоживання; вибір напруги та схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання; вибір кількості та потужності трансформаторів; розрахунок струмів коротких замикань; вибір електричного обладнання та кабельних ліній; аналіз та оптимізація втрат електроенергії в системі електропостачання.

Результати виконаної роботи можуть бути використані при проектуванні та модернізації систем електропостачання промислових підприємств з метою підвищення їх енергоефективності та надійності.

						Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

У даному розділі виконано розрахунок силових та освітлювальних навантажень заводу металоконструкцій з урахуванням режимів роботи електроприймачів, визначено сумарні навантаження по цехах і трансформаторних підстанціях, а також отримано вихідні дані для подальшого вибору елементів системи електропостачання.

1.1. Розрахунок силових електричних навантажень до 1000 В

Розрахунок силових навантажень у мережі до 1000 В виконується на підставі встановленої потужності електроприймачів, коефіцієнта використання та енергетичних характеристик обладнання відповідно [2].

Розрахуємо потужність для токарних верстатів з ЧПК.

Середня активна потужність визначається за формулою:

$$P_{зм} = k_B \cdot P_{вст} = 0,63 \cdot 21 = 13,23 \text{ кВт.}$$

Визначення середнього реактивного навантаження

Реактивна потужність визначається за формулою:

$$Q_{зм} = P_{зм} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 13,23 \cdot 0,672 = 8,89 \text{ квар.}$$

Визначення повної потужності

Повна потужність визначається за формулою:

$$S_{зм} = \sqrt{P_{зм}^2 + Q_{зм}^2}$$

Підставляємо знайдені значення:

$$S_{зм} = \sqrt{13,23^2 + 8,89^2} = \sqrt{175,03 + 79,03} = \sqrt{254,06} = 15,94 \text{ кВА}$$

Отже, повна потужність становить

$$S_{зм} = 15,94 \text{ кВА}$$

Аналогічно виконуються розрахунки для інших електроприймачів, після чого визначаються сумарні навантаження по цехах, секціях шин та розподільчих пунктах. Результати розрахунку електричних навантажень до 1000В представлені в табл.1.1.

						Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1 – Визначення електронавантаження на шинах 0.4 кВ

№п /п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	Кіль- сть ЕП	Встановлена потужність		m	Кв	cos φ	tg φ	Середнє навантаження,кВт		ne	KM	Розрахункове навантаження, кВт			
			Одного	Σ					Pзм	Qзм			Pp	Qp	Sp	
	Інструментально-заготівельний цех															
1	Лазерні комплекси різання	9	38,5	75,5	689	<3	0,20	0,47	1,88	137,8	258,79					
2	Токарні верстати з ЧПК	11	1,4	5,2	21	>3	0,63	0,83	0,67	13,2	8,89					
3	Припливно-витяжна вентилю	6	1,5	31,5	132	>3	0,53	0,67	1,11	70,0	77,52					
4	Стенди наладки оснастки	19	2,6	30,5	462	>3	0,62	0,84	0,65	286,4	185,02					
5	Роликовий транспортер	2	11	11	22,5	<3	0,59	0,73	0,94	13,3	12,43					
6	Кран-балка	10	125	125	1236	<3	0,21	0,47	1,88	259,6	487,46					
7	Модулі автоматичної лінії	5	6,8	6,8	21,5	<3	0,59	0,78	0,80	12,7	10,18					
8	Конвеєр подачі заготовок	3	8,8	8,8	34	<3	0,64	0,78	0,80	21,8	17,46					
9	Самохідний електровізок	1	2,9	2,9	2,7	<3	0,6	0,73	0,94	1,6	1,52					
10	Насосна станція	1	8,7	8,7	7,6	<3	0,68	0,78	0,80	5,2	4,15					
11	Інверторні зварювачі	3	14,5	15	29,5	<3	0,28	0,38	2,43	8,3	20,11					
12	Зварювальні випрямлячі	1	11,5	34,5	44	<3	0,42	0,48	1,83	18,5	33,77					
13	Гільйотинні ножиці	2	1,6	1,6	3,2	<3	0,47	0,82	0,70	1,5	1,05					
14	Фрезерні центри ЧПК	6	4,1	27	107	>3	0,62	0,78	0,80	66,3	53,22					
	Всього по поз.1-14	79	1,4	125	2812	>3	0,33	0,62	1,28	916,1	1171,6	49	1,24	1131,6	1171,6	1628,8

Продовження таблиці 1.1

№п /п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	Кількі сть ЕП	Встановлена потужність		<i>m</i>	<i>K</i> φ	cos φ	tg φ	Середнє навантаження,кВт		<i>n</i> <i>e</i>	<i>K</i> <i>M</i>	Розрахункове навантаження, кВт			
			Одного	Σ					<i>P</i> зм	<i>Q</i> зм			<i>P</i> р	<i>Q</i> р	<i>S</i> р	
	Цех гідравлічних вузлів															
15	Гідравлічні преси	6	5,2	31	181	>3	0,15	0,6	1,20	27,2	32,60					
16	Шліфувальні верстати	12	5,1	5,1	56	<3	0,15	0,5	1,56	8,4	13,09					
17	Радіально-свердлильні вер	4	5	7,2	29	<3	0,15	0,5	1,56	4,4	6,78					
18	Інверторні зварювальні джерела	7	5,7	14,5	74	<3	0,29	0,4	2,59	21,5	55,61					
19	Імпульсні випрямлячі	2	11,5	32	44	<3	0,42	0,5	1,83	18,5	33,77					
20	Збірні поворотні стенди	4	5,4	5,4	14	<3	0,43	0,8	0,65	6,0	3,89					
21	Гільйотинні ножиці	2	1,5	1,5	2,9	<3	0,52	0,8	0,65	1,5	0,97					
22	Токарні верстати з ЧПК	9	1,4	4,7	22	>3	0,60	0,8	0,67	13,2	8,87					
23	Вентиляція й аспірація	6	1,6	21,5	70,5	>3	0,50	0,7	0,94	35,3	33,00					
24	Роликовий транспортер	2	10,5	12	21,5	<3	0,61	0,7	0,94	13,1	12,28					
25	Консольний кран	3	7,9	8	22,5	<3	0,20	0,5	1,88	4,5	8,45					
26	Модулі роботизованої лінії	2	7,4	7,4	21,5	<3	0,59	0,8	0,86	12,7	10,85					
27	Конвеєр заготовок	3	9,2	9,2	17,5	<3	0,62	0,8	0,80	10,9	8,70					
28	Електровізок складальний	1	2,9	2,9	2,9	<3	0,56	0,7	0,91	1,6	1,48					
29	Насосна станція	1	8,6	8,6	7,6	<3	0,68	0,8	0,65	5,2	3,34					
	Всього по поз. 15-29	64	1,4	32	586,9	>3	0,31	0,62	1,27	183,8	233,69	36	1,30	238,6	233,7	334,0

Продовження таблиці 1.1

№п /п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	Кількі сть ЕП	Встановлена потужність			m	$K\phi$	$\cos \phi$	$\operatorname{tg} \phi$	Середнє навантаження,кВт		p_e	K_M	Розрахункове навантаження, кВт		
			Одного	Σ	$P_{зм}$					$Q_{зм}$	P_p			Q_p	S_p	
	Механоскладальний цех															
30	Обробні центри ЧПК	31	1,4	112	2033	>3	0,41	0,7	1,14	833,5	948,79					
31	Стенди збірки з сервоприводом	11	1,6	4,8	40,5	>3	0,56	0,83	0,67	22,7	15,24					
32	Привідний роликівий транспортёр	2	11	37	53	>3	0,58	0,7	0,91	30,7	27,94					
33	Крани з частотним приводо	4	10,5	10,5	50,5	<3	0,21	0,5	1,88	10,6	19,92					
34	AGV-візок	2	2,8	3,3	2,9	<3	0,62	0,7	0,94	1,8	1,68					
35	Листові ножиці	2	1,5	1,5	1,6	<3	0,47	0,7	1,14	0,8	0,86					
36	Підвісний конвеєр	5	9,7	58,5	184	>3	0,57	0,8	0,80	104,9	84,14					
37	Витяжна вентиляція	5	1,4	35,5	135	>3	0,62	0,7	1,14	83,7	95,27					
38	Зварювальні пости	6	14	27,5	117	<3	0,32	0,5	1,60	37,4	59,90					
	Всього по поз.30-38	68	1,4	112	2617,5	>3	0,43	0,67	1,11	1126,1	1253,75	44	1,19	1343,1	1253,7	1837,3
	Ливарно-заготівельна діляниця															
39	Осередки мехобробки	18	5,1	5,5	97	<3	0,15	0,68	1,08	14,6	15,69					
40	Системи підготовки стиснен	24	7,5	7,7	179	<3	0,42	0,72	0,96	75,2	72,46					
41	Виробничі маніпулятори	34	12,5	23	456	<3	0,38	0,69	1,05	173,3	181,77					
42	Циркуляційні насоси	16	16,5	16,5	219	<3	0,82	0,77	0,83	179,6	148,81					
43	Кран-балка з ЧП	2	10,5	10,5	22	<3	0,15	0,46	1,93	3,3	6,37					

Продовження таблиці 1.1

[illegible]

Продовження таблиці 1.1

№п /п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	Кількі сть ЕП	Встановлена потужність		m	Кв	cos φ	tg φ	Середнє навантаження,кВт		n _e	К _м	Розрахункове навантаження, кВт			
			Одного	Σ					P _{зм}	Q _{зм}			P _p	Q _p	S _p	
	Фарбувально-сушильний цех															
57	ІЧ-сушильні камери	5	50	134	439	<3	0,7	0,95	0,33	311,7	102,45					
58	Інфрачер. випромінювачі	4	4,5	8,8	18	<3	0,6	0,95	0,33	11,3	3,73					
59	Транспортер фарбувальної	3	4,2	4,2	15,5	<3	0,6	0,73	0,94	9,6	9,00					
60	Вентилятор-рекуператор	11	3	42	358	>3	0,8	0,77	0,83	279,2	231,39					
61	Підвісний конвеєр	1	6,1	6,1	6,4	<3	0,6	0,74	0,91	3,6	3,26					
62	Полімеризаційні печі	3	27,5	30	87,5	<3	0,8	0,95	0,33	71,8	23,58					
63	Локальні нагрівальні пристр	9	1,6	5	38,5	>3	0,4	0,77	0,83	16,2	13,40					
64	Насосна станція лінії	12	4,6	59	395	>3	0,5	0,82	0,70	209,4	146,13					
65	Випрямляч підготовки покри	4	54	123	379	<3	0,7	0,83	0,67	280,5	188,47					
	Всього по поз.57-65	52	1,6	134	1736,9	>3	0,69	0,86	0,60	1193,2	721,40	27	1,13	1344,2	721,4	1525,5
	Дільниця антикорозійних покриттів															
66	Лінія хімічної підготовки 1	2	64	72	131	<3	0,8	0,7	0,94	98,3	91,98					
67	Лінія хімічної підготовки 2	2	95,5	95,5	177	<3	0,7	0,7	0,91	123,9	112,62					
68	Лінія пасивації PLC	1	152	152	312	<3	0,7	0,7	0,91	224,6	204,18					
69	Лінія обробки габаритних де	2	250	273	253	<3	0,7	0,7	1,14	182,2	207,35					
70	Вентиляція та аспірація	9	10	35,5	261	>3	0,5	0,7	1,14	140,9	160,43					
71	Кран-балка	3	9,8	9,9	19,5	<3	0,2	0,5	1,83	4,1	7,48					
	Всього по поз.66-71	19	9,8	273	1153,5	>3	0,67	0,70	1,01	774,0	784,05	9	1,26	977,4	784,0	1253,0
	Цех порошкової металургії															
72	Магнітний сепаратор	4	3,2	3,2	16	<3	0,56	0,67	1,11	9,0	9,93					
73	Установка охолодження	5	38,5	38,5	151	<3	0,60	0,74	0,91	90,6	82,35					
74	Стрічковий конвеєр	5	70,5	70,5	273	<3	0,6	0,64	1,20	163,8	196,66					
75	Двовалкова дробарка	7	21,5	21,5	151	<3	0,6	0,71	0,99	96,6	95,85					
76	Гвинтовий прес	13	30	57,5	649	<3	0,3	0,57	1,44	188,2	271,30					
77	Агрегат термообробки	13	9,4	61,5	639	>3	0,6	0,93	0,40	370,6	146,48					
78	Вентиляція з ЧП	34	3,8	11	450	<3	0,7	0,76	0,86	315,0	269,38					
	Всього по поз.72-78	81	3,2	70,5	2329	>3	0,53	0,75	0,87	1233,8	1071,94	68	1,11	1374,6	1071,9	1743,2

Продовження таблиці 1.1

№п /п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	Кількі сть ЕП	Встановлена потужність		<i>m</i>	<i>Kв</i>	cos φ	tg φ	Середнє навантаження,кВт		<i>п_е</i>	<i>K_м</i>	Розрахункове навантаження, кВт		
			Одного	Σ					<i>P_{зм}</i>	<i>Q_{зм}</i>			<i>P_p</i>	<i>Q_p</i>	<i>S_p</i>
	<u>Зварювально-складальний цех</u>														
79	Фрезерні центри ЧПК	8	4,9	11,5	66	<3	0,15	0,6	1,48	9,90	14,65				
80	Шліфувальні верстати	3	4,6	5,5	19,5	<3	0,15	0,5	1,88	2,93	5,49				
81	Свердлильні верстати	6	5,1	7,4	31	<3	0,15	0,5	1,93	4,65	8,98				
82	Інверторні зварювальні джерела	7	6,5	36,5	210	>3	0,32	0,4	2,51	67,20	168,73				
83	Зварювальні випрямлячі	4	13,5	34	46	<3	0,40	0,5	1,88	18,40	34,56				
84	Збірні поворотні стенди	2	9,1	9,7	29,5	<3	0,41	0,8	0,86	12,10	10,34				
85	Гідравлічні ножиці	3	1,4	1,4	3,2	<3	0,47	0,8	0,86	1,50	1,29				
86	Токарні верстати з ЧПК	9	1,5	5,4	21,5	>3	0,61	0,8	0,67	13,12	8,81				
87	Вентиляція та аспірація	5	1,6	33	145	>3	0,48	0,7	1,11	69,60	77,12				
88	Роликовий транспортер	2	11,5	12	23,5	<3	0,56	0,7	1,14	13,16	14,98				
89	Кран-балка	3	8,1	8,1	21,5	<3	0,21	0,5	1,64	4,52	7,42				
90	Роботизована зварювальна	2	7,5	32	70	>3	0,57	0,8	0,80	39,90	32,01				
91	Конвеєр готових вузлів	7	9,4	29,5	131	>3	0,63	0,8	0,86	82,53	70,58				
92	Електротягач	1	2,6	2,9	2,8	<3	0,58	0,7	0,96	1,62	1,57				
93	Насосна станція	1	8,5	8,6	7,8	<3	0,67	0,8	0,83	5,23	4,33				
94	Всього по поз.79-93	63	1,4	36,5	828,3	>3	0,42	0,60	1,33	346,34	460,84	48	1,19	412,4	618,4
	<u>Ремонтно-механічний цех</u>														
95	Обробні центри та пилки	71	2,3	53	3453	>3	0,27	0,6	1,48	932,31	1379,31				
96	Звар.трансформатори	12	2,9	39	360	>3	0,33	0,6	1,27	118,80	150,34				
97	Дахові вентилятори	12	2,7	19,5	113	>3	0,68	0,8	0,86	76,84	65,71				
	Всього по поз.95-97	95	2,3	53	3926	>3	0,29	0,58	1,41	1128,0	1595,4	95	1,19	1337,2	2081,6
	<u>Термообробна дільниця</u>														
98	Піч відпалу	2	284	284	492	<3	0,63	0,93	0,40	309,96	122,50				
99	Кран мостовий	1	56	56	103	<3	0,21	0,58	1,40	21,63	30,38				
100	Шліф.-зачисна машина	1	12	12	11	<3	0,60	0,73	0,94	6,60	6,18				

Продовження таблиці 1.1

№п /п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	Кількі сть ЕП	Встановлена потужність		m	Kв	cos φ	tg φ	Середнє навантаження,кВт		n e	K м	Розрахункове навантаження, кВт			
			Одного	Σ					Pзм	Qзм			Pp	Qp	Sp	
101	Стенд контролю твердості	1	1,1	1,2	1,1	<3	0,44	0,78	0,80	0,48	0,39					
102	Машина відцентрового лиття	1	7,6	7,8	7,9	<3	0,57	0,84	0,65	4,50	2,91					
103	Віброабразивний барабан	1	5,2	5,4	5,7	<3	0,58	0,79	0,78	3,31	2,57					
104	Рейковий передавальний ві	1	3,1	3,1	3,2	<3	0,28	0,56	1,48	0,90	1,33					
105	Вентиляція з ЧП	7	5,3	9,6	43,5	<3	0,68	0,82	0,70	29,58	20,65					
	Всього по дільниці	15	1,1	284	667,4	>3	0,56	0,90	0,50	377,0	186,9	5	1,50	566,91	186,90	596,93
	Всього на 0,4кВ по проммайданчику РП-2 заводу металоконструкцій	697	1,1	284	20557,1	>3	0,45	0,70	1,03	9249,2	9542,6	162	1,09	10082,0	9542,6	13882,0

1.2 Розрахунок освітлювальних навантажень

Для розрахунку освітлювального навантаження виробничих приміщень найчастіше застосовується метод питомої потужності, який є достатньо точним на стадії проектування систем електропостачання.

Розрахункова активна потужність освітлення визначається за формулою:

$$P_{зм} = \frac{F \cdot P_{уд} \cdot K_c}{1000}$$

де: F - площа приміщення, m^2 ;

$P_{уд}$ - питома потужність освітлення, $Вт/m^2$;

$k_{п}$ - коефіцієнт попиту (використання освітлення)

$P_{зм}$ - розрахункова активна потужність освітлення, $кВт$.

Питома потужність $P_{уд}$ вибирається за довідковими даними залежно від типу приміщення та прийнятої освітленості.

Для промислових підприємств, зокрема заводу металоконструкцій, характерні такі особливості:

- різні норми освітлення для різних цехів (зварювальні, механічні, фарбувальні);
- наявність як загального, так і місцевого освітлення;
- можливість нерівномірного використання освітлення (через змінний режим роботи);
- вплив типу світильників на коефіцієнт потужності.

Коефіцієнт попиту $k_{п}$ зазвичай приймається $k_{п}=0,7÷0,9$

Розрахунок освітлювальних навантажень для інструментально-заготівельного цеху.

Вихідні дані:

$F=2240m^2$, $P_{уд}=18Вт/m^2$, $k_{п}=0,8$, $\cos\varphi=0,8$, $\tg\varphi=0,75$

Розрахунок активної потужності

$$P_{ро} = \frac{2240 \cdot 18 \cdot 0,8}{1000} = \frac{32256}{1000} = 32,3 кВт$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Розрахунок реактивної потужності

$$Q_{po}=P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi =2,3 \cdot 0,75=24,2 \text { квар}$$

Повна потужність

$$S=\frac{P}{\cos \varphi}=\frac{32,3}{0,8}=40,4 \text { кВА}$$

Для освітлювальних установок його значення залежить від типу джерел світла:

- для сучасних LED-світильників $\cos \varphi=0,9 \div 0,98$;
- для люмінесцентних ламп без компенсації: $\cos \varphi=0,5 \div 0,7$;
- з компенсацією: $\cos \varphi=0,85 \div 0,95$.

Визначені активна, реактивна та повна потужності освітлення використовуються при розрахунку загального електричного навантаження підприємства та при подальшому визначенні навантажень вище 1000 В. Результати розрахунку освітлювальних навантажень вище 1000В представлені в табл.1.2.

Таблиця 1.2 – Освітлювальні навантаження по підрозділам

№ п/п	Приміщення	F, м ²	P _{пит} , Вт/м ²	k _п	P _{po} , кВт	cos φ	tg φ	Q _{po} , квар
1	Інструментально-заготівельний цех	2240	18	0,8	32,3	0,8	0,75	24,2
2	Цех гідравлічних вузлів	5620	16	0,8	71,9	0,8	0,75	54,0
3	Механоскладальний цех	5890	17	0,8	80,1	0,8	0,75	60,1
4	Ливарно-заготівельна дільниця	7050	12	0,7	59,2	0,7	1,02	60,4
5	Заготівельно-штампувальний цех	5320	12	0,7	44,7	0,7	1,02	45,6
6	Фарбувально-сушильний цех	2960	18	0,8	42,6	0,7	1,02	43,5
7	Дільниця антикорозійних покриттів	4780	16	0,8	61,2	0,7	1,02	62,4
8	Цех порошкової металургії	4020	16	0,7	45,0	0,8	0,75	33,8
9	Зварювально-складальний цех	3960	17	0,7	47,1	0,7	1,02	48,1
10	Ремонтно-механічний цех	3280	17	0,7	39,0	0,7	1,02	39,8
11	Термообробна дільниця	1650	12	0,7	13,9	0,7	1,02	14,1
	Разом				537,1			485,9

						Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3 Розрахунок силових електричних навантажень вище 1000 В

Розрахунок електричних навантажень вище 1000 В виконується для визначення потужності, яка передається від джерела живлення до трансформаторних підстанцій підприємства. Цей розрахунок є завершальним етапом визначення електричних навантажень і базується на результатах розрахунків силових та освітлювальних навантажень мережі до 1000 В.

Приклад розрахунку для КТП-1

Розглянемо приклад розрахунку для КТП-1 (2×1000 кВА).

За таблицею для КТП-1 маємо дві силові групи:

по поз. 1–14:

$$P_{зм1}=916,082 \text{ кВт}, Q_{зм1}=1171,556 \text{ квар}$$

по поз. 15–29:

$$P_{зм2}=183,760 \text{ кВт}, Q_{зм2}=233,689 \text{ квар}$$

1. Сумарне середнє силове навантаження

$$P_{зм}=P_{зм1}+P_{зм2}=916,082+183,760=1099,842 \text{ кВт}$$

$$Q_{зм}=Q_{зм1}+Q_{зм2}=1171,556+233,689=1405,245 \text{ квар}$$

2. Визначення коефіцієнта максимуму

Для КТП-1:

$$k_m=1,219$$

Тоді розрахункова активна потужність:

$$P_p=k_m \cdot P_{зм}=1,219 \cdot 1099,842=1341,10 \text{ кВт}$$

Розрахункова реактивна потужність для даного випадку приймається:

$$Q_p=1405,245 \text{ квар}$$

3. Повна розрахункова потужність силового навантаження

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

$$S_p = \sqrt{1341,10^2 + 1405,245^2} = 1942,49 \text{ кВА}$$

4. Урахування освітлювального навантаження

Для КТП-1 освітлювальне навантаження становить:

$$P_{осв}=104,2 \text{ кВт}, Q_{осв}=78,2 \text{ квар}$$

						Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Урахування компенсації реактивної потужності

Для КТП-1 встановлено компенсацію:

$$Q_k = 720 \text{ квар}$$

6. Сумарне навантаження на стороні 0,4 кВ

Активна потужність:

$$P_{0,4} = P_p + P_{осв} = 1341,10 + 104,2 = 1445,3 \text{ кВт}$$

Реактивна потужність:

$$Q_{0,4} = Q_p + Q_{осв} - Q_k = 1405,245 + 78,2 - 720 = 763,45 \text{ квар}$$

Повна потужність:

$$S = \sqrt{1445,3^2 + 763,45^2} = 1640,83 \text{ кВА}$$

7. Втрати потужності в трансформаторах

Активні втрати:

$$\Delta P_{тр} = 2 \left(2 + 12 \left(\frac{1640,83}{2000} \right)^2 \right) = 20,15 \text{ кВт}$$

Реактивні втрати:

$$\Delta Q_{тр} = 2 \left(\frac{5,5}{100} \cdot \frac{1640,83^2}{4000} + \frac{2}{100} \cdot 1000 \right) = 114,04 \text{ квар}$$

8. Навантаження на стороні 10 кВ

Активна потужність:

$$P_{10} = P_{0,4} + \Delta P_{тр} = 1445,30 + 20,15 = 1465,45 \text{ кВт}$$

Реактивна потужність:

$$Q_{10} = Q_{0,4} + \Delta Q_{тр} = 763,45 + 114,4 = 876,9 \text{ квар}$$

Повна потужність:

$$S = \sqrt{1465,45^2 + 877,5^2} = 1707,68 \text{ кВА}$$

Аналогічно виконують розрахунок для інших КТП, після чого визначають сумарне навантаження на шинах 10 кВ розподільчого пункту підприємства. Результати розрахунку електричних навантажень вище 1000В представлені в табл.1.3.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Таблиця 1.3 - Визначення електронавантаження вище 1000 В.

№ п/ п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	Кільк ість ЕП	Встановлена		<i>m</i>	<i>Kв</i>	cos φ	tg φ	Середнє		<i>n_e</i>	<i>K_м</i>	Розрахункове навантаження,			
			Одного	Σ					<i>P_{зм}</i>	<i>Q_{зм}</i>			<i>P_p</i>	<i>Q_p</i>	<i>S_p</i>	
	КТП-1 (2 ´ 1000)															
1	Всього по поз.1-14	79	1,4	125	2812	>3	0,33	0,62	1,28	916,08	1171,56					
2	Всього по поз.15-29	64	1,4	32	586,9	>3	0,31	0,62	1,27	183,76	233,69					
	Всього по позиціям 1-2	143	1,4	125	3398,9	>3	0,32	0,62	1,28	1099,84	1405,25	54	1,22	1341,10	1405,25	1942,49
3	Освітлення													104,2	78,2	130,28
4	Компенсація														-720	
	Всього на 0.4 кВ													1445,30	763,4	1634,54
	Втрати в тр-рах													20,0	113,5	
	Всього на 10 кВ													1465,3	876,9	1707,68
	КТП-2 (2 ´ 1000)															
5	Всього по поз.30-38	68	1,4	112	2617,5	>3	0,43	0,67	1,11	1126,13	1253,75	44,39167	1,192669	1340,5	1146,172	1763,704
6	Освітлення													80,1	60,1	100,14
7	Компенсація														-720	
	Всього на 0.4 кВ													1420,60	486,3	1501,52
	Втрати в тр-рах													17,5	102,0	
	Всього на 10 кВ													1438,1	588,3	1553,79
	КТП-3 (2 ´ 1000)															
8	Всього по поз.39-46	116	4,1	109	2087,5	>3	0,54	0,71	0,99	1133,42	1118,82	40,2419	1,15334	1305,3	1067,3	1686,06
9	Освітлення													59,2	60,4	84,57423
10	Компенсація														-720	
	Всього на 0.4 кВ													1364,46	407,7	1424,06
	Втрати в тр-рах													16,2	95,8	
	Всього на 10 кВ													1380,6	503,4	1469,56

Продовження таблиці 1.3

№ п/ п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	Кільк ість ЕП	Встановлена			<i>m</i>	<i>Kв</i>	cos φ	tg φ	Середнє		<i>n_е</i>	<i>K_м</i>	Розрахункове навантаження,		
			Одного		Σ					<i>P_{зм}</i>	<i>Q_{зм}</i>			<i>P_p</i>	<i>Q_p</i>	<i>S_p</i>
	<u>КТП-4 (2 ´ 1000)</u>															
11	Всього по поз.47-56	45	2,7	91,5	1812,1	>3	0,46	0,66	1,13	837,53	944,35	43,24706	1,179151	992,37	951,70	1374,97
12	Всього по термодільниц	15	1,1	284	667,4	>3	0,56	0,90	0,50	376,96	186,90	5,386154	1,50391	570,25	185,43	599,64
	Всього по позиціям 11-12	60	1,1	284	2479,5	>3	0,49	0,73	0,93	1214,49	1131,25	17	1,28	1552,17	1131,25	1920,66
13	Освітлення													58,8	59,6	83,72335
14	Компенсація														-720	
	Всього на 0.4 кВ													1610,97	470,8	1678,37
	Втрати в тр-рах													20,9	117,5	
	Всього на 10 кВ													1631,9	588,3	1734,68
	<u>КТП-5 (2 ´ 1000)</u>															
15	Всього по поз.57-65	52	1,6	134	1736,9	>3	0,69	0,86	0,60	1193,19	721,40	27,48462	1,126559	1345,45	626,7819	1484,281
16	Освітлення													42,6	43,5	60,88522
17	Компенсація														-720	
	Всього на 0.4 кВ													1388,05	-49,7	1388,94
	Втрати в тр-рах													15,6	93,1	
	Всього на 10 кВ													1403,6	43,3	1404,29
	<u>КТП-6 (2 ´ 1000)</u>															
18	Всього по поз.66-71	19	9,8	273	1153,5	>3	0,67	0,70	1,01	773,99	784,05	9,206154	1,262868	974,1	868,9	1305,3
19	Всього по поз.79-93	63	1,4	36,5	828,3	>3	0,42	0,60	1,33	346,34	460,84	48	1,19	409,06	416,50	583,78
	Всього по позиціям 18-19	82	1,4	273	1981,8	>3	0,57	0,67	1,11	1120,33	1244,89	15	1,25	1405,35	1244,89	1877,43
20	Освітлення													108,3	110,5	154,7228
21	Компенсація														-720	
	Всього на 0.4 кВ													1513,6	635,4	1641,6

Продовження таблиці 1.3

№ п/ п	Найменування вузлів і груп електроприймачів	Кільк ість ЕП	Встановлена			m	Kв	cos φ	tg φ	Середнє		п _е	K _м	Розрахункове навантаження,		
			Одного	Σ						P _{зм}	Q _{зм}			P _p	Q _p	S _p
	Втрати в тр-рах													20,2	114,1	
	Всього на 10 кВ													1533,81	749,5	1707,14
	<u>КТП-7 (2 ´ 1000)</u>															
22	Всього по поз.72-78	81	3,2	70,5	2329	>3	0,53	0,75	0,87	1233,83	1071,94	68	1,1141	1375,7	1014,2	1709,1
23	Освітлення													45	33,8	56,28001
24	Компенсація														-720	
	Всього на 0.4 кВ													1420,69	328,0	1458,06
	Втрати в тр-рах													16,8	98,5	
	Всього на 10 кВ													1437,4	426,5	1499,38
	<u>КТП-8 (2 ´ 1000)</u>															
25	Всього по поз.95-97	95	2,3	53	3926	>3	0,29	0,58	1,41	1127,95	1595,36	95	1,185479	1328,1	1448,8	1965,4
26	Освітлення													39	39,8	55,72289
27	Компенсація														-720	
	Всього на 0.4 кВ													1367,09	768,6	1568,35
	Втрати в тр-рах													18,8	107,6	
	Всього на 10 кВ													1385,9	876,3	1639,64
	<u>Всього по РП-2 заводу</u>															
	Силова	697	1,1	284	20557,1	>3	0,45	0,70	1,03	9249,178	9542,636	157	1,09	10057,7	8977,2	13481,4
	Освітлення													537,2	485,9	724,3498
	Компенсація 0.4 кВ														-5760	
	Всього на 0.4 кВ													10594,9	3703,1	11223,4
	Втрати в тр-рах													145,88	841,97	854,52
	Всього на 10 кВ													10740,8	4545,0	11662,85
	Компенсація 10 кВ														-2800	
	<u>Всьго на шинах 10 кВ</u> <u>з урахуванням КУ</u>													10740,8	1745,0	10881,6

1.4 Формування графіків навантажень

У даній роботі для аналізу прийнято добові графіки активної та реактивної потужності групи виробничих підрозділів заводу металоконструкцій. При побудові графіка реактивного навантаження враховано умови забезпечення компенсації реактивної потужності в період максимального навантаження, що дозволяє знизити перетоки реактивної енергії з боку енергосистеми.

Розрахункове значення активної потужності на шинах напругою 10 кВ

$P_{p10} = 10881,6$ кВт – сумарне навантаження споживачів, приведене до рівня напруги 10 кВ (табл. 1.3);

З урахуванням заходів компенсації реактивної потужності ($\operatorname{tg}\varphi = 0,15$) відповідне значення реактивного навантаження на шинах 10 кВ становить

$$Q_{p10} = P_{p10} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 10881,6 \cdot 0,15 = 1745,0 \text{ кВар}$$

Побудовані на основі отриманих даних добові графіки активної та реактивної потужності наведені на рисунках 1.1–1.4.

Подальшим етапом є формування річних графіків навантаження за тривалістю, які будуються шляхом агрегування добових графіків. Тривалість кожного інтервалу річного графіка визначається як сума тривалостей відповідних інтервалів добових графіків із однаковими значеннями навантаження:

$$\tau = 365 \cdot t_i,$$

де t_i - сумарна тривалість інтервалів добового графіка з однаковими рівнями навантаження..

З урахуванням календарного розподілу часу протягом року приймається така кількість діб: зимовий період — 148 діб; літній період — 106 діб; вихідні та святкові дні — 111 діб.

Для неробочих днів рівень навантаження приймається на рівні 15 % від розрахункового значення, що відповідає типовим умовам функціонування промислових підприємств.

						Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Усі результати розрахунків систематизуються та подаються у вигляді зведеної таблиці 1.4.

Таблиця 1.4. Розрахунок навантажень для побудови добових графіків.

№	Зимові дні						Літні дні					
	Робочі			Вихідні			Робочі			Вихідні		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
1	5370	785	5427	4082	1047	4214	4565	667	4613	3469	890	3581
2	5370	785	5427	4082	1047	4214	4565	667	4613	3469	890	3581
3	5370	785	5427	4082	1047	4214	4565	667	4613	3469	890	3581
4	5370	785	5427	4082	1047	4214	4565	667	4613	3469	890	3581
5	5370	785	5427	4082	1047	4214	4565	667	4613	3469	890	3581
6	5370	785	5427	4082	1047	4214	4565	667	4613	3469	890	3581
7	8593	1134	8668	4082	1047	4214	7304	964	7367	3469	890	3581
8	10741	1309	10820	4082	1047	4214	9130	1112	9197	3469	890	3581
9	10741	1745	10882	2900	872	3028	9130	1483	9250	2465	742	2574
10	10741	1745	10882	2900	872	3028	9130	1483	9250	2465	742	2574
11	9667	1309	9755	2900	872	3028	8217	1112	8292	2465	742	2574
12	8593	1134	8668	2900	872	3028	7304	964	7367	2465	742	2574
13	9667	1309	9755	2900	872	3028	8217	1112	8292	2465	742	2574
14	9667	1309	9755	2900	872	3028	8217	1112	8292	2465	742	2574
15	10741	1396	10831	2900	872	3028	9130	1187	9207	2465	742	2574
16	10741	1396	10831	2900	872	3028	9130	1187	9207	2465	742	2574
17	9667	1309	9755	2900	872	3028	8217	1112	8292	2465	742	2574
18	8593	1134	8668	4082	1047	4214	7304	964	7367	3469	890	3581
19	6444	872	6503	4082	1047	4214	5478	742	5528	3469	890	3581
20	6444	872	6503	4082	1047	4214	5478	742	5528	3469	890	3581
21	5370	785	5427	4082	1047	4214	4565	667	4613	3469	890	3581
22	5370	785	5427	4082	1047	4214	4565	667	4613	3469	890	3581
23	5370	785	5427	4082	1047	4214	4565	667	4613	3469	890	3581
24	4833	733	4888	4082	1047	4214	4108	623	4155	3469	890	3581

З річного графіка обчислимо витрати активної та реактивної енергії:

$$W_p = \sum_{i=1} P_i \cdot \tau_i = 52757646 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$V_p = \sum_{i=1} Q_i \cdot \tau_i = 8580336 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Кількість годин використання максимального навантаження визначимо за виразом:

$$T_m = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_m} = \frac{\sqrt{52757646^2 + 8580336^2}}{1088163} = 4912 \text{ год}$$

де

						Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{\text{м}} = \sqrt{P_{\text{п10}}^2 + Q_{\text{п10}}^2} = \sqrt{10740,8^2 + 1745,7^2} = 10881,6 \text{ кВА}$$

Значення $\tau_{\text{м}}$ уточнюється за емпіричною залежністю Кезевича, яка враховує характер зміни навантаження протягом року:

$$\tau_{\text{м}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4912}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3315,4 \text{ год}$$

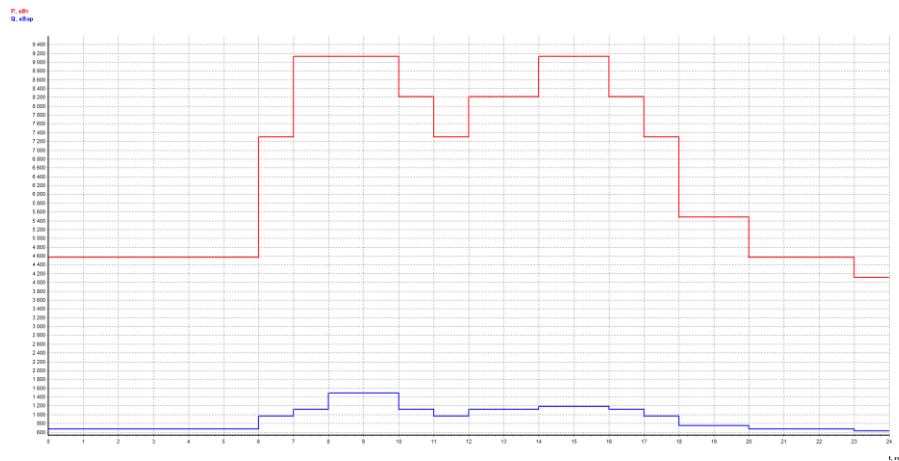


Рисунок 1.1 – Активне та реактивне навантаження літнього робочого дня

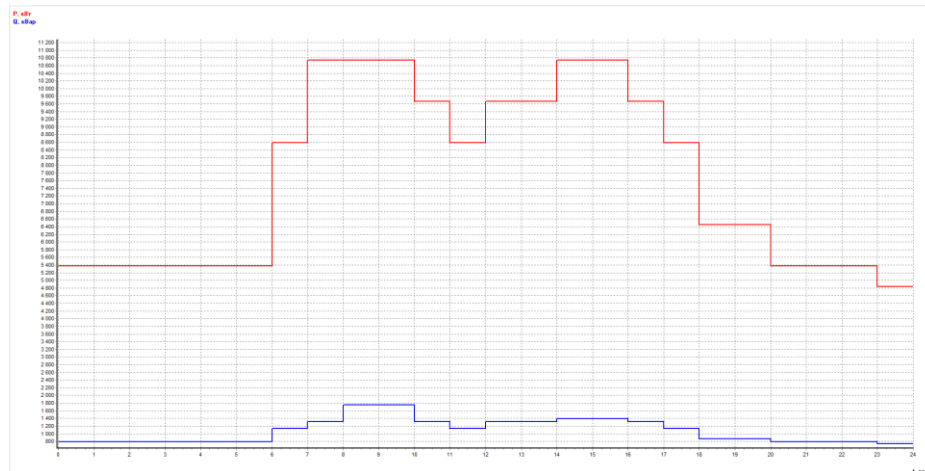


Рисунок 1.2 – Активне та реактивне навантаження зимового робочого дня

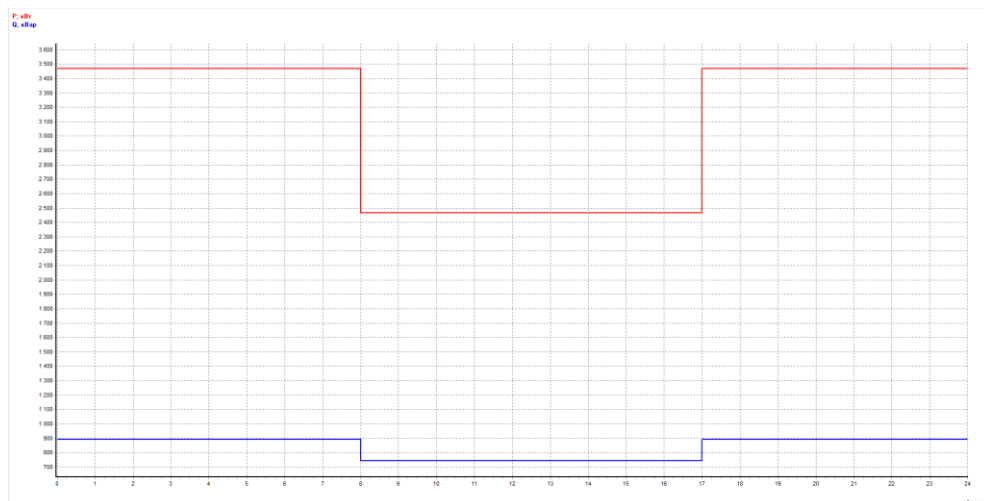


Рисунок 1.3 – Активне та реактивне навантаження літнього вихідного дня

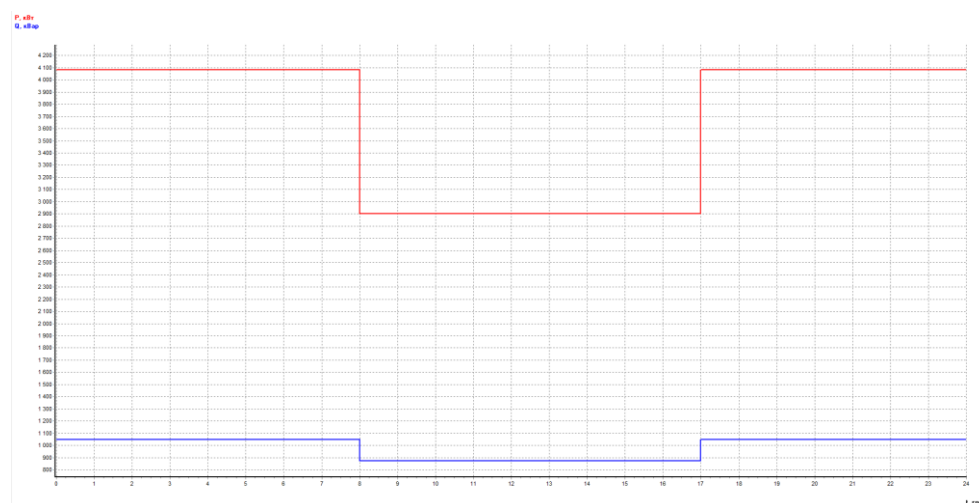


Рисунок 1.4 – Активне та реактивне навантаження зимового вихідного дня

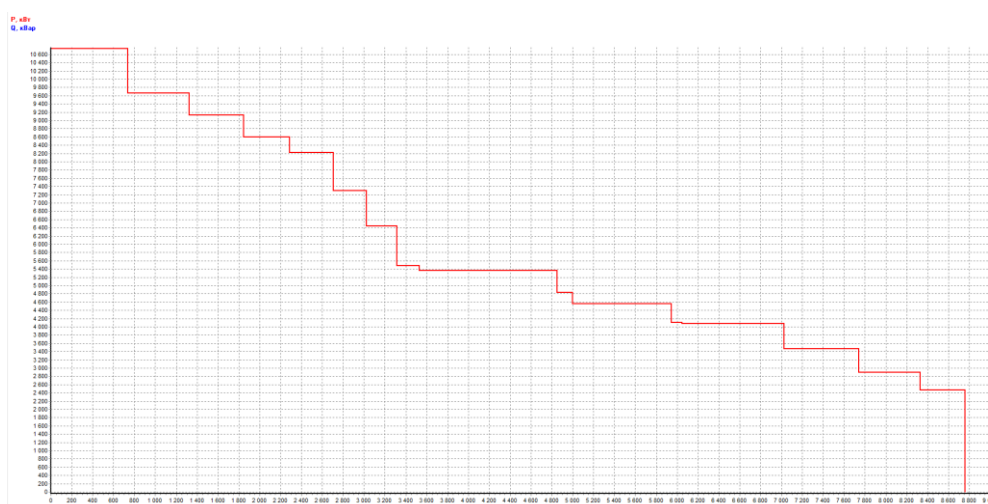


Рисунок 1.5 – Річний графік повного навантаження за тривалістю

2 ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ РП-2

Для визначення раціонального розташування розподільчого пункту РП-2, а також цехових трансформаторних підстанцій, на генеральний план підприємства наносять картограму електричних навантажень. Такий графічний метод дозволяє оцінити просторовий розподіл споживання електроенергії та обґрунтувати оптимальне розміщення елементів системи електропостачання.

При побудові картограми кожному виробничому підрозділу відповідає коло, площа якого в обраному масштабі пропорційна його розрахунковому навантаженню P_p :

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

де m – масштаб побудови, кВт/см²;

P_i — розрахункове навантаження i -го цеху, кВт.

У даній роботі прийнято масштаб $m = 20$ кВт/см².

Для більш детального відображення структури навантаження кожне коло поділяється на сектори, які відповідають окремим складовим — силовому та освітлювальному навантаженням.

Кут сектора, що відповідає освітлювальному навантаженню, визначається за співвідношенням:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{осв.i}}{P_{p\Sigma}}, \quad (4.2)$$

де $P_{p\Sigma} = P_{p\text{ сил.i}} + P_{p\text{ осв.i}}$.

Побудована картограма забезпечує наочне уявлення про розподіл електричних навантажень на території підприємства та дозволяє перейти до визначення координат їх центру.

						Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Координати центру електричних навантажень визначаються як центр ваги системи зосереджених навантажень:

$$X_0 = \frac{\sum_i^n P_i \cdot X_i}{\sum P} \quad Y_0 = \frac{\sum_i^n P_i \cdot Y_i}{\sum P} \quad (2.3)$$

Розрахунок параметрів для побудови картограми виконано та зведено у допоміжну таблицю.

Таблиця 2.1 – Допоміжні дані для побудови картограми електричних навантажень

№п	Назва підрозділу	m	Pr осв і	Pr сил і	Pr сил + Pr ос	Pr вис	R	a	Xi	Yi	Pi*Xi	Pi*Yi
1	Інструментально-заготівельний цех	0,5	32,3	1131,6	1163,9	1400,0	27,2	5,0	16,0	19,5	18621,6	22695,1
2	Цех гідралічних вузлів	0,5	71,9	238,6	310,5		14,1	41,7	19,0	27,0	5899,9	8384,1
3	Механоскладальний цех	0,5	80,1	1343,1	1423,2		30,1	10,1	19,0	36,5	27040,7	51946,6
4	Ливарно-заготівельна дільниця	0,5	59,2	1307,2	1366,4		29,5	7,8	19,0	48,0	25961,8	65587,8
5	Заготівельно-штампувальний цех	0,5	44,7	987,6	1032,3		25,6	7,8	36,0	42,0	37162,0	43355,7
6	Фарбувально-сушильний цех	0,5	42,6	1344,2	1386,8		29,7	5,5	37,0	27,0	51311,7	37443,7
7	Дільниця антикорозійних покриттів	0,5	61,2	977,4	1038,6		25,7	10,6	41,0	19,5	42584,3	20253,5
8	Цех порошкової металургії	0,5	45,0	1374,6	1419,6		30,1	5,7	48,5	48,0	68851,1	68141,3
9	Зварювально-складальний цех	0,5	47,1	412,4	459,5		17,1	18,5	49,0	27,0	22513,2	12405,2
10	Ремонтно-механічний цех	0,5	39,0	1337,2	1376,2		29,6	5,1	48,5	36,5	66743,8	50229,9
11	Термообробна дільниця	0,5	13,9	566,9	580,8		19,2	4,3	220,0	60,0	127778,6	34848,7
	Разом		537,0	11020,7	11557,7						494468,9	415291,6
	Координати центру навантажень								42,8	35,9		

Визначаємо центр електричних навантажень:

$$X = \frac{\sum_i P_i \cdot X_i}{\sum_i P_i} = \frac{18624,6 + 5899,9 + 27040,7 + 25961,8 + 37162,0 + 51311,7 + 42584,3 + 68851,1 + 22513,2 + 66743,8 + 127778,6}{11557,7} = 42,8 \text{ мм}$$

$$Y = \frac{\sum_i P_i \cdot Y_i}{\sum_i P_i} = \frac{22695,1 + 8384,1 + 51946,6 + 65587,8 + 43355,7 + 37443,7 + 20253,5 + 68141,3 + 12405,2 + 50229,9 + 34848,7}{11557,7} = 35,9 \text{ мм}$$

Отримавши координати X_0 та Y_0 , тобто визначивши центр електричних навантажень групи цехів підприємства, можна перейти до обґрунтування розташування розподільчого пункту РП-2.

Як правило, РП-2 доцільно розміщувати поблизу умовного центру електричних навантажень, оскільки це забезпечує найбільш раціональний розподіл електроенергії. Проте на практиці його положення коригують, зміщуючи у напрямку джерела живлення.

Таке рішення дозволяє наблизити мережу вищої напруги до основної зони споживання електроенергії, що сприяє скороченню довжини розподільчих ліній та зменшенню втрат потужності.

У випадках, коли через технологічні або архітектурно-планувальні обмеження неможливо розмістити РП-2 безпосередньо в центрі навантажень, його зміщення призводить до зростання приведених річних витрат на систему електропостачання. Це пояснюється збільшенням протяжності мереж та відповідним підвищенням втрат електроенергії.

						Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З ОБҐРУНТУВАННЯ РІВНЯ НАПРУГИ ТА ПОБУДОВИ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Обґрунтування рівня напруги та побудови схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання

З огляду на те, що на підприємстві передбачається використання мережі напругою 10 кВ, доцільно прийняти саме цей рівень напруги для живлення цехових трансформаторних підстанцій. Такий підхід відповідає типовим технічним рішенням для промислових об'єктів і забезпечує раціональне поєднання економічності та надійності електропостачання.

Для проектного заводу металоконструкцій розрахункова повна потужність становить

$$S_p = 10881,6 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм у лінії 10 кВ:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10881,6}{1,7310,5} = 628,25 \text{ А}$$

Отже, для зовнішнього електропостачання приймаємо напругу $U=10$ кВ, що є технічно доцільним для живлення цехових КТП.

3.2 Вибір структури внутрішнього електропостачання підприємства

При формуванні схеми електропостачання виробничих підрозділів розглядаються два найбільш доцільні варіанти побудови мережі.

У першому варіанті передбачається встановлення розподільчого пункту (РП), від якого здійснюється живлення всіх комплектних трансформаторних підстанцій. Перевагою такого рішення є скорочення сумарної довжини кабельних ліній, що позитивно впливає на капітальні витрати та втрати електроенергії.

Другий варіант передбачає безпосереднє підключення кожної цехової підстанції до головної знижувальної підстанції підприємства, розташованої на відстані близько 300 м. У цьому випадку зменшується кількість комутаційних

						Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

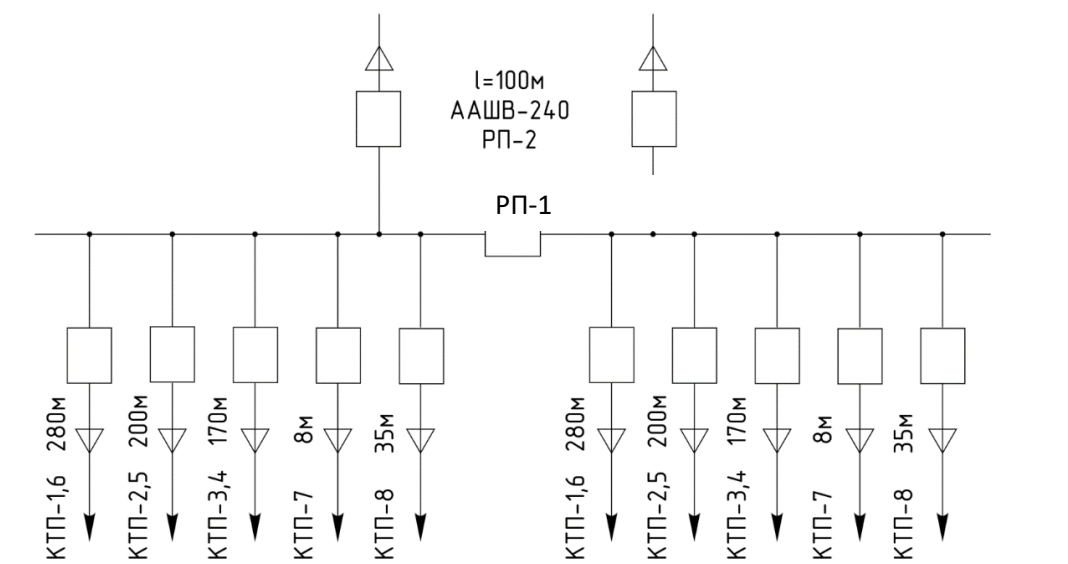
апаратів, а також відпадає необхідність у прокладанні ввідних кабелів до розподільчого пункту, що спрощує схему.

Економічну доцільність обраної схеми визначають шляхом порівняння приведених витрат, які враховують як капітальні вкладення, так і експлуатаційні витрати, включаючи втрати електричної енергії.

$$Z_{прив} = C_i + C_{втр} + E_n \cdot K_i$$

де C_i - експлуатаційні витрати для i - го варіанта; K_i - експлуатаційні витрати для i - го варіанта; $C_{втр}$ - вартість втрат електричної енергії; E_n - нормативний коефіцієнт економічної ефективності.

Варіант I



Варіант II

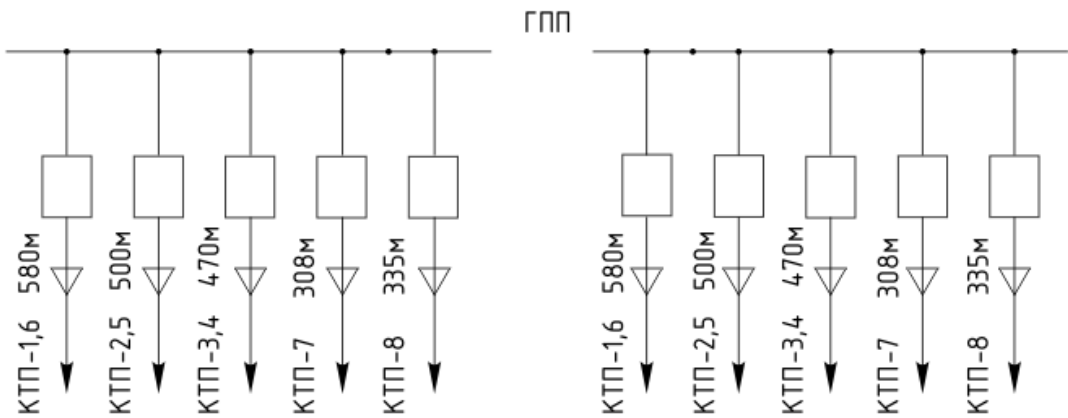


Рисунок 3.1 - Можливі схеми електропостачання групи цехів заводу

Варіант І. Спорудження розподільчого пункту РП - 2, від якого живляться всі цехові КТП.

Переріз ввідної лінії 10 кВ визначимо за економічною щільністю струму. Для розрахунку приймаємо $j_{ек}=1,2$ А/мм²

Тоді економічно доцільний переріз:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{628,25}{1,2} = 523,54 \text{ мм}^2$$

Приймаємо до прокладання дві паралельні кабельні лінії ААШв - 10 3×240 мм², тобто сумарний робочий переріз $F_{\Sigma}=2 \cdot 240=480$ мм² з тривало допустимим струмом нагріву $I_{дон} = 355$ А.

При аварійному виході одного ланцюга, той, що залишився забезпечить живлення навантаження.

$$I = I_{дон} \cdot K_{ан} = 355 \cdot 1,3 = 462 \text{ А}$$

де $K_{ан}$ - припустимий коефіцієнт аварійного перевантаження.

Для живлення цехових КТП, приймаємо кабель ААШв - 10 3×70 мм².

Вартість втрат визначаємо за тарифом $C_0=6,5$ грн/кВт·год

Тривалість використання максимального навантаження $T_m=4912$ год

Час максимальних втрат $\tau=3315,4$ год

Активні втрати потужності у двох паралельних кабелях 240 мм² на ділянці довжиною 0,3 км:

$$\Delta P_{240} = \frac{3I_p^2 r_{240} l}{2} = \frac{3 \cdot 628,25^2 \cdot 0,125 \cdot 0,3}{2} = 22,2 \text{ кВт}$$

де $r_{240}=0,125$ Ом/км, $l=0,3$ км.

Для кабелю 70 мм² приймаємо

$$r_{70}=0,443 \text{ Ом/км}$$

Сумарна довжина кабелю 70 мм² $L=1,38$ км, тобто 0,69 км на секцію.

Приймаємо 3 магістральні та 2 радіальні лінії на секцію. Тоді на обидві секції:

$$L_{мл}=0,828 \text{ км}, L_{рл}=0,552 \text{ км}$$

де $L_{мл}$ - сумарна довжина магістралей зі струмом 77 А,

$L_{рл}$ - сумарна довжина радіальних ліній зі струмом 38 А.

						Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати потужності у кабелях 70 мм²:

$$\Delta P_{70,1} = 3r_{70}(I_M^2 L_{M1} + I_P^2 L_{P1})$$

$$\Delta P_{70,1} = 3 \cdot 0,443(772 \cdot 0,828 + 382 \cdot 0,552) = 7,58 \text{ кВт}$$

Загальні втрати потужності за варіантом I:

$$\Delta P_1 = \Delta P_{240} + \Delta P_{70,1} = 22,20 + 7,58 = 29,79 \text{ кВт}$$

Річні втрати електроенергії:

$$\Delta W_1 = \Delta P_1 \cdot \tau = 29,79 \cdot 3315,4 = 98750,52 \text{ кВт·год}$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{\text{втр}1} = 79801,41 \cdot 6,5 = 98750,52 \cdot 6,5 = 641878,37 \text{ грн} = 641,88 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II

У цьому варіанті живлення КТП здійснюється безпосередньо від ГПП, тому довжина кабелю 70 мм² збільшується на 300 м для кожного фідера.

Загальна довжина кабелю 70 мм² становить:

$$l_{70,2} = 4,38 \text{ км}$$

На обидві секції:

$$L_{M2} = 2,628 \text{ км}, \quad L_{P2} = 1,752 \text{ км}$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_2 = 3r_{70}(I_M^2 L_{M2} + I_P^2 L_{P2})$$

$$\Delta P_2 = 3 \cdot 0,443(772 \cdot 2,628 + 382 \cdot 1,752) = 24,07 \text{ кВт}$$

Річні втрати електроенергії:

$$\Delta W_2 = \Delta P_2 \cdot \tau = 24,07 \cdot 3315,4 = 79801,41 \text{ кВт·год}$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{\text{втр}2} = 79801,41 \cdot 6,5 = 518709,13 \text{ грн} = 518,71 \text{ тис. грн}$$

Для оцінки капіталовкладень прийнято такі орієнтовні ринкові ціни.

Техніко - економічне порівняння варіантів

Приведені витрати:

$$З_{\text{прив}1} = C_1 + C_{\text{втр}1} + E_n K_1$$

$$З_{\text{прив}1} = 748,31 + 641,88 + 0,15 \cdot 5681,54 = 2242,42 \text{ тис. грн}$$

						Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$З_{\text{прив}2} = C_2 + C_{\text{втр}2} + E_n K_2$$

$$З_{\text{прив}2} = 896,18 + 518,71 + 0,15 \cdot 7761,77 = 2579,15 \text{ тис. грн}$$

Таблиця 3.1 - Розрахунок капітальних вкладень

Варіант	Елементи схеми	Кількість / довжина	Вартість одиниці, тис. грн	Вартість всього, тис. грн
1	Комірка КРУ 10 кВ на РП - 2	13	120,0	1560,0
	НАМИТ - 10	2	45,0	90,0
	Трансформатор власних потреб	2	75,8	151,6
	Кабель ААШв - 10 3×240, км	0,6	3040,48	1824,29
	Траншея, км	0,3	250,0	75,0
	Кабель ААШв - 10 3×70, км	1,38	1373,12	1894,91
	Траншея, км	0,343	250,0	85,75
	Всього			5681,54
2	Комірка КРУ 10 кВ на ГПП	10	120,0	1200,0
	Кабель ААШв - 10 3×70, км	4,38	1373,12	6014,27
	Траншея, км	2,19	250,0	547,50
	Всього			7761,77

Таблиця 3.2 - Розрахунок поточних витрат

Варіант	Елементи схеми	К _ж , тис. грн	Р _а , %	С _{а_ж} , тис. грн	Р _е , %	С _{е_ж} , тис. грн	С _ж , тис. грн
1	КРУ, НАМИТ, тр - р власних потреб	1801,60	15	270,24	5	90,08	360,32
1	Кабельні лінії з траншеями	3879,94	5	194,00	5	194,00	387,99
	Всього						748,31
2	КРУ 10 кВ на ГПП	1200,00	15	180,00	5	60,00	240,00
2	Кабельні лінії з траншеями	6561,77	5	328,09	5	328,09	656,18
	Всього						896,18

Таблиця 3.3 - Техніко - економічні показники варіантів

Показники	Варіант I	Варіант II
Капітальні вкладення, тис. грн	5681,54	7761,77
Поточні витрати, тис. грн	748,31	896,18
Вартість втрат електроенергії, тис. грн	641,88	518,71
Приведені витрати, тис. грн	2242,42	2579,15

Порівняння двох варіантів показує, що за варіантом II вартість втрат електроенергії вийшла дещо нижчою, однак цей варіант потребує суттєво більших капітальних вкладень через значне збільшення довжини кабельних ліній 10 кВ. У підсумку мінімум приведених витрат забезпечує варіант I, тобто спорудження на території групи цехів розподільчого пункту РП - 2.

Отже, для проектуваного заводу металоконструкцій доцільно прийняти напругу зовнішнього і внутрішнього розподілу 10 кВ; схему внутрішнього електропостачання через РП - 2; живлення цехових КТП від РП за радіально - магістральною схемою.

						Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

4.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих установок

Передавання реактивної потужності від джерела живлення до електроприймачів викликає зростання струму в елементах мережі. У результаті збільшуються втрати активної потужності, підвищуються втрати напруги, а також ускладнюється вибір перерізів кабелів і потужності трансформаторів. Тому в системах електропостачання промислових підприємств доцільно обмежувати надходження реактивної потужності з боку енергосистеми та компенсувати її безпосередньо в мережі споживача.

Необхідна сумарна потужність компенсуючих пристроїв визначається за виразом:

$$Q_{\Sigma} = Q_{\phi} - Q_{\epsilon}, \quad (4.1)$$

де Q_{ϕ} - фактичне реактивне навантаження в максимальному режимі;

Q_{ϵ} - реактивна потужність, яку допускається отримувати від енергосистеми.

На шинах 10 кВ приймаємо умову $\operatorname{tg} \varphi = 0,15$.

За активного навантаження $P = 10082$ кВт допустима реактивна потужність, яка може надходити з енергосистеми, становить:

$$Q_{\epsilon} = P \cdot \operatorname{tg} \varphi = 10082 \cdot 0,15 = 1512,30 \text{ квар} = 1,512 \text{ МВАр.}$$

За попередньо виконаними розрахунками реактивне навантаження на стороні 0,4 кВ до компенсації дорівнює:

$$Q_{0,4} = Q_{\text{сил}} + Q_{\text{осв}} = 9542,6 + 485,90 = 10028,5 \text{ квар} = 10,03 \text{ МВАр.}$$

Реактивні втрати в трансформаторах за зведеною таблицею становлять

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 853,61 \text{ квар} = 0,854 \text{ МВАр.}$$

Тоді фактичне реактивне навантаження на шинах 10 кВ без компенсації буде

$$Q_{\phi} = Q_{0,4} + \Delta Q_{\text{тр}} = 10028,5 + 853,61 = 10882,11 \text{ квар} = 10,882 \text{ МВАр.}$$

						Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже, потрібна сумарна потужність компенсуючих пристроїв

$$Q_{k\Sigma} = Q_{\phi} - Q_e$$

$$Q_{k\Sigma} = 10316,68 - 1512,30 = 8804,38 \text{ квар} = 8,804 \text{ МВАр.}$$

Визначення мінімально можливої кількості трансформаторів

Мінімальну кількість трансформаторів визначаємо за формулою:

$$N_{\min} = \frac{P}{\beta \cdot S_n} \quad (4.2)$$

де P - сумарна активна потужність споживання в мережах до 1000 В;

β - коефіцієнт завантаження трансформаторів;

S_n - номінальна потужність одного трансформатора.

$$N_{\min} = \frac{P}{\beta \cdot S_n} = \frac{10082}{0,67 \cdot 1000} = 15,05 \text{ шт}$$

Після округлення одержуємо

$$N_{\min} = 16 \text{ шт.}$$

Найбільша реактивна потужність, яка може бути передана з боку мережі 10 кВ у мережу до 1000 В без збільшення кількості трансформаторів, визначається за формулою:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_n)^2 - P^2} \quad (4.3)$$

Для порівняння приймаємо три варіанти: з 16, 17 і 18 трансформаторами.

Визначення питомих витрат на компенсацію

Порівняння варіантів виконуємо за величиною розрахункових витрат

$$Z = Q_{KH} \cdot Z_{1H} + Q_{KB} \cdot Z_{1B} + K_m + C_0 \cdot \Delta P_{TP} \quad (4.4)$$

де Z_{1H} , Z_{1B} - питомі витрати на генерацію реактивної потужності батареями конденсаторів відповідно на стороні 0,4 кВ і 10 кВ, тис. грн/МВАр;

Q_{KH} , Q_{KB} - потужності компенсації на нижчій і вищій напругах, МВАр;

K_T - витрати на додатково встановлені трансформатори, тис. грн;

ΔP_{TP} - втрати активної потужності в трансформаторах, кВт.

Питомі витрати визначаємо за формулами

						Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$З_{1H}=E \cdot K_{KH} + \Delta P_{KH} \cdot C_0, \quad (4.5)$$

$$З_{1B}=E \cdot K_{KB} + \Delta P_{KB} \cdot C_0. \quad (4.6)$$

Приймаємо:

$$E=0,12+0,15+0,05=0,32,$$

$$\Delta P_{KH}=4,5 \text{ кВт/МВАр}, \Delta P_{KB}=2,5 \text{ кВт/МВАр}.$$

Питома вартість втрат активної потужності за тарифом 6,5 грн/кВт·год і $\tau=3315,4$ год становить:

$$C_0 = C_0' \cdot \tau_m / 1000 = 6,5 \cdot 3315,4 / 1000 = 21,55 \text{ грн / кВт}$$

Для компенсації на стороні 0,4 кВ приймаємо актуальну ринкову ціну автоматичної установки УКРМ 0,4-360 кВАр - 127 840 грн, що відповідає питомій вартості:

$$K_{KH} = 127840 / 0,36 = 355111 \text{ грн / МВАр} = 355,11 \text{ тис. грн / МВАр}$$

Для високовольтної компенсації використано актуальну ціну установки УКРМ 10.5-900 кВАр - 1 549 190 грн, що дає:

$$K_{KB} = 1549190 / 0,9 = 1721322,22 \text{ грн / МВАр} = 1721,32 \text{ тис. грн / МВАр}$$

Тоді

$$З_{1H}=0,32 \cdot 355,11 + 4,5 \cdot 21,5501 = 210,61 \text{ тис. грн/МВАр},$$

$$З_{1B}=0,32 \cdot 1721,32 + 2,5 \cdot 21,5501 = 604,70 \text{ тис. грн/МВАр}.$$

Втрати активної потужності в трансформаторах визначаємо за формулою

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_K \frac{Q_1^2}{N \cdot S_n^2}$$

де $\Delta P_K=12$ кВт - втрати короткого замикання одного трансформатора потужністю 1000 кВА.

Варіант I

Приймаємо

$N=16$ трансформаторів.

Тоді за формулою (4.3)

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_n)^2 - P^2} = \sqrt{(16 \cdot 0,67 \cdot 1000)^2 - 1008^2} = 3643,03 = 3,643 \text{ МВАр}$$

						Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність конденсаторних батарей на стороні 0,4 кВ:

$$Q_{\text{кн}} = Q_{0,4} - Q_1 = 10028,5 - 3643,03 = 6385,47 \text{ квар} = 6,385 \text{ МВАр.}$$

Потужність компенсації на стороні 10 кВ:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{к}\Sigma} - Q_{\text{кн}} = 9369,81 - 6385,47 = 2984,34 \text{ квар} = 2,984 \text{ МВАр.}$$

Втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{тп}} = \Delta P_{\kappa} \frac{Q_1^2}{N \cdot S_n^2} = 12 \frac{3,643^2}{16} = 9,954 \text{ кВт}$$

Тоді розрахункові витрати

$$З = 210,61 \cdot 6,385 + 604,70 \cdot 2,984 + 21,5501 \cdot 9,954 = 3363,98 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II

Приймаємо

$N = 17$ трансформаторів.

Тоді

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_n)^2 - P^2} = \sqrt{(17 \cdot 0,67 \cdot 1000)^2 - 10082^2} = 5299,56 = 5,3 \text{ МВАр}$$

Компенсація на стороні 0,4 кВ:

$$Q_{\text{кн}} = Q_{0,4} - Q_1 = 10028,5 - 5299,56 = 4728,94 \text{ квар} = 4,729 \text{ МВАр.}$$

Компенсація на стороні 10 кВ:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{к}\Sigma} - Q_{\text{кн}} = 9369,81 - 4728,94 = 4640,87 \text{ квар} = 4,641 \text{ МВАр.}$$

Втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{тп}} = \Delta P_{\kappa} \frac{Q_1^2}{N \cdot S_n^2} = 12 \frac{5,3^2}{17} = 19,825 \text{ кВт}$$

Додаткові витрати на один трансформатор приймаємо

$K_T = 96$ тис. грн.

Тоді

$$З = 210,61 \cdot 4,729 + 604,70 \cdot 4,641 + 96 + 21,5501 \cdot 19,825 = 4325,52 \text{ тис. грн.}$$

Варіант III

Приймаємо

$N = 18$ трансформаторів.

Тоді

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_n)^2 - P^2} = \sqrt{(18 \cdot 0,67 \cdot 1000)^2 - 10082^2} = 6617,92 = 6,618 \text{ МВАр}$$

						Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Компенсація на стороні 0,4 кВ:

$$Q_{кн}=Q_{0,4}-Q_1=10028,5-6617,92=3410,58 \text{ квар}=3,411 \text{ МВАр.}$$

Компенсація на стороні 10 кВ:

$$Q_{кв}=Q_{к\Sigma}-Q_{кн}=9369,81-3410,58=5959,23 \text{ квар}=5,959 \text{ МВАр.}$$

Втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{ТП} = \Delta P_{\kappa} \frac{Q_1^2}{N \cdot S_n^2} = 12 \frac{6,618^2}{18} = 29,198 \text{ кВт}$$

Додаткові витрати на два трансформатори:

$$K_T=192 \text{ тис. грн.}$$

Тоді

$$З=210,61 \cdot 3,411 + 604,70 \cdot 5,959 + 192 + 21,5501 \cdot 29,198 = 5143,06 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 4.1 – Порівняння варіантів компенсації реактивної потужності

Кількість тр-рів, шт.	Q ₁ , МВАр	Q _{кн} , МВАр	Q _{кв} , МВАр	K _т , тис. грн	ΔP _{тп} , кВт	З, тис. грн
16	3,643	6,385	2,984	0	9,954	3363,98
17	5,300	4,729	4,641	96	19,825	4325,52
18	6,618	3,411	5,959	192	29,198	5143,06

Отже, найменші розрахункові витрати має варіант I, тому доцільно прийняти

N=16 трансформаторів,

Q_{кн}=6385 квар, Q_{кв}=2984 квар.

4.2 Вибір кількості, потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв

За результатами розрахунку необхідно забезпечити компенсацію:

- на стороні 0,4 кВ: Q_{кн}=6385 квар;
- на стороні 10 кВ: Q_{кв}=2984 квар.

Для практичної реалізації приймаємо найближчі стандартні значення компенсуючих пристроїв. На стороні 0,4 кВ приймаємо установки по 360 квар. Необхідна кількість таких установок

$$n=6385/360=17,74$$

Приймаємо

$$n=18 \text{ шт}$$

Тоді сумарна потужність компенсації на стороні 0,4 кВ становить

$$Q_{\text{кн,пр}}=18 \cdot 360=6480 \text{ квар.}$$

На стороні 10 кВ доцільно встановити одну установку 1400 квар і дві установки 900 квар, оскільки такі типорозміри є в актуальних прайсах. Тоді

$$Q_{\text{кв,пр}}=1400+2 \cdot 900=3200 \text{ квар}$$

Сумарна прийнята потужність компенсуючих пристроїв дорівнює

$$Q_{\text{ку}}=Q_{\text{кн,пр}}+Q_{\text{кв,пр}}=6480+3200=9680 \text{ квар.}$$

Відхилення від розрахункової потреби становить

$$\Delta Q=9680-9369,81=310,19 \text{ квар.}$$

Після встановлення компенсуючих пристроїв залишкова реактивна потужність на шинах 10 кВ становитиме

$$Q_{\text{зал}}=Q_{\text{ф}}-Q_{\text{кн,пр}}-Q_{\text{кв,пр}}=10882,11-6480-3200=1202,11 \text{ квар.}$$

Тоді

$$\text{tg}\varphi_{\text{після}}=Q_{\text{зал}}/P=1202,11/10082=0,119.$$

Отже, умова $\text{tg}\varphi \leq 0,15$ виконується.

Таблиця 4.2 – Вибір кількості та місця встановлення компенсуючих пристроїв

Номер КТП	Кількість тр-рів	Sn.тр, кВА	Q _{ку} , квар	Місце встановлення
КТП-1	2	1000	(3 x 360)	На шинах 0,4 кВ ТП
КТП-2	2	1000	(2 x 360)	На шинах 0,4 кВ ТП
КТП-3	2	1000	(2 x 360)	На шинах 0,4 кВ ТП
КТП-4	2	1000	(2 x 360)	На шинах 0,4 кВ ТП
КТП-5	2	1000	(2 x 360)	На шинах 0,4 кВ ТП
КТП-6	2	1000	(2 x 360)	На шинах 0,4 кВ ТП
КТП-7	2	1000	(2 x 360)	На шинах 0,4 кВ ТП
КТП-8	2	1000	(3 x 360)	На шинах 0,4 кВ ТП
РП-2	-	10 кВ	(1 x 1400 + 2 x 900)	На шинах 10 кВ РП

Сумарна компенсація на стороні 0,4 кВ:

$$Q_{\text{кн,пр}}=6480 \text{ квар.}$$

Сумарна компенсація на стороні 10 кВ:

$$Q_{\text{кв,пр}}=3200 \text{ квар.}$$

У результаті розрахунку встановлено, що сумарна необхідна потужність компенсуючих пристроїв для системи електропостачання заводу металоконструкцій становить

$$Q_{\text{к}\Sigma}=9369,81 \text{ квар.}$$

Порівняння трьох варіантів за величиною розрахункових витрат показало, що найекономічнішим є варіант із N=16 трансформаторами, для якого необхідно забезпечити компенсацію:

$$Q_{\text{кн}}=6385 \text{ квар на стороні 0,4 кВ,}$$

$$Q_{\text{кв}}=2984 \text{ квар на стороні 10 кВ.}$$

Для практичного впровадження прийнято встановити 18 установок по 360 квар на стороні 0,4 кВ і комплект високовольтних установок сумарною потужністю 3200 квар на стороні 10 кВ. Після цього

$$\text{tg}\varphi=0,119,$$

тобто вимога щодо режиму реактивної потужності на шинах 10 кВ виконується.

						Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЙ ПІДПРИЄМСТВА

Кількість трансформаторів цехових підстанцій визначається насамперед вимогами до надійності електропостачання споживачів. Для промислового підприємства найбільш раціональним є застосування двотрансформаторних комплектних трансформаторних підстанцій, оскільки такий варіант забезпечує достатньо високий рівень надійності живлення та дає змогу зберегти електропостачання основних споживачів у разі виходу з ладу одного з трансформаторів.

Потужність трансформаторів вибирається залежно від розрахункового навантаження підстанції та категорії надійності електроприймачів. Після попереднього вибору трансформатори перевіряють за умовами роботи в нормальному й аварійному режимах.

$$S_{\text{дон}} = 1,4 \cdot S_{\text{н.тр.}} \geq S_{\text{ав}}$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі визначається за виразом

$$K_{\text{з,норм}} = S_p / n \cdot S_{\text{н.тр.}}$$

де S_p - розрахункове повне навантаження підстанції, кВА;

n - кількість трансформаторів;

$S_{\text{н.тр}}$ - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

У аварійному режимі, коли один із двох трансформаторів відключений, завантаження трансформатора визначається як

$$K_{\text{з,авар}} = S_p / S_{\text{н.тр.}}$$

Вибір потужності, кількості і розміщення трансформаторів виконуємо в табл. 5.1.

						Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.1 – Вибір потужності, кількості та місця розташування КТП

Номер п/ст	Sp, кВА	Sn.т р, кВА	Категорія безпер ебійно сті	Тип трансформато ра	Кз, норм. режи м	Кз, авар. режи м	п, к - т ь	Місце розташування
КТП-1	1641	1000	2, 3	ТМГ-1000/10	0,82	1,64	2	Інструментально-заготівельний цех
КТП-2	1496	1000	2, 3	ТМГ-1000/10	0,75	1,50	2	Цех гідравлічних вузлів
КТП-3	1388	1000	2, 3	ТМГ-1000/10	0,69	1,39	2	Механоскладальний цех
КТП-4	1447	1000	2, 3	ТМГ-1000/10	0,72	1,45	2	Ливарно-заготівельна дільниця
КТП-5	1322	1000	2, 3	ТМГ-1000/10	0,66	1,32	2	Заготівельно-штампувальний цех
КТП-6	1409	1000	2, 3	ТМГ-1000/10	0,70	1,41	2	Фарбувально-сушильний цех
КТП-7	1059	1000	2, 3	ТМГ-1000/10	0,53	1,06	2	Дільниця антикорозійних покриттів
КТП-8	1120	1000	2, 3	ТМГ-1000/10	0,56	1,12	2	Цех порошкової металургії

Примітка. В аварійному режимі передбачається відключення споживачів III категорії, завдяки чому забезпечується допустимий режим роботи трансформатора, що залишився в роботі.

В результаті виконаного вибору для електропостачання виробничих підрозділів підприємства прийнято встановлення восьми двотрансформаторних комплектних підстанцій із трансформаторами типу ТМГ-1000/10.

Такий варіант забезпечує:

- необхідний рівень надійності електропостачання;
- допустиме завантаження трансформаторів у нормальному режимі;
- можливість роботи системи в аварійному режимі після відключення споживачів III категорії;
- раціональне розміщення підстанцій відносно центрів електричних навантажень відповідних цехів.

6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ

Для обґрунтованого вибору високовольтного обладнання та кабельних ліній необхідно визначити струми короткого замикання. Отримані значення використовуються для перевірки електрообладнання на термічну та динамічну стійкість, а також комутаційних апаратів - на вимикаючу здатність.

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо для однієї секції шин розподільчого пункту (рис. 6.1).

Номінальна напруга високої сторони $U_{\text{вн}}=10$ кВ

Номінальна напруга низької сторони $U_{\text{нн}}=0,4$ кВ

Попередньо для живлення КТП-7 та КТП-8 приймаємо кабель:

$$I_{\text{н}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{н}} \cdot n}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{10 \cdot 1000 \cdot 2}{1,73 \cdot 10,5} = 77 \text{ А}$$

Приймаємо:

- 1) кабель ААШв 3×240 мм², довжина $l=300$ м - від ГПП до РП-2;
- 2) кабелі ААШв 3×70 мм² - від РП-2 до КТП.

Струм короткого замикання на шинах 10 кВ головної підстанції:

$$I_{\text{кз}}=7,43 \text{ кА}$$

З урахуванням опору кабельних ліній струм КЗ на шинах РП-2 приймаємо:

$$I''_{\text{к}}=7,0 \text{ кА}$$

6.1. Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ

Розрахунок виконуємо для трифазного короткого замикання.

Для розрахунку приймаємо питомі опори кабелів:

для ААШв 3×240 мм²:

$$r_{0,240}=0,125 \text{ Ом/км}, x_{0,240}=0,08 \text{ Ом/км}$$

для ААШв 3×70 мм²:

$$r_{0,70}=0,443 \text{ Ом/км}, x_{0,70}=0,08 \text{ Ом/км}$$

Для цехових трансформаторів приймаємо:

– потужність одного трансформатора $S_{\text{н}}=1000$ кВА

						Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- напруга короткого замикання $u_k=5,5\%$
- втрати короткого замикання $P_k=12$ кВт

Визначення еквівалентного опору системи в точці К-1

Еквівалентний опір системи на шинах 10 кВ визначаємо через відомий струм короткого замикання:

$$Z_c = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{K1}} = \frac{10}{1,73 \cdot 7,43} = 0,7770 \text{ Ом}$$

Оскільки мережа живлення є переважно індуктивною, приймаємо:

$$R_c \approx 0, \quad X_c = 0,777 \text{ Ом}$$

$$\text{Отже, } Z_c = j0,777 \text{ Ом}$$

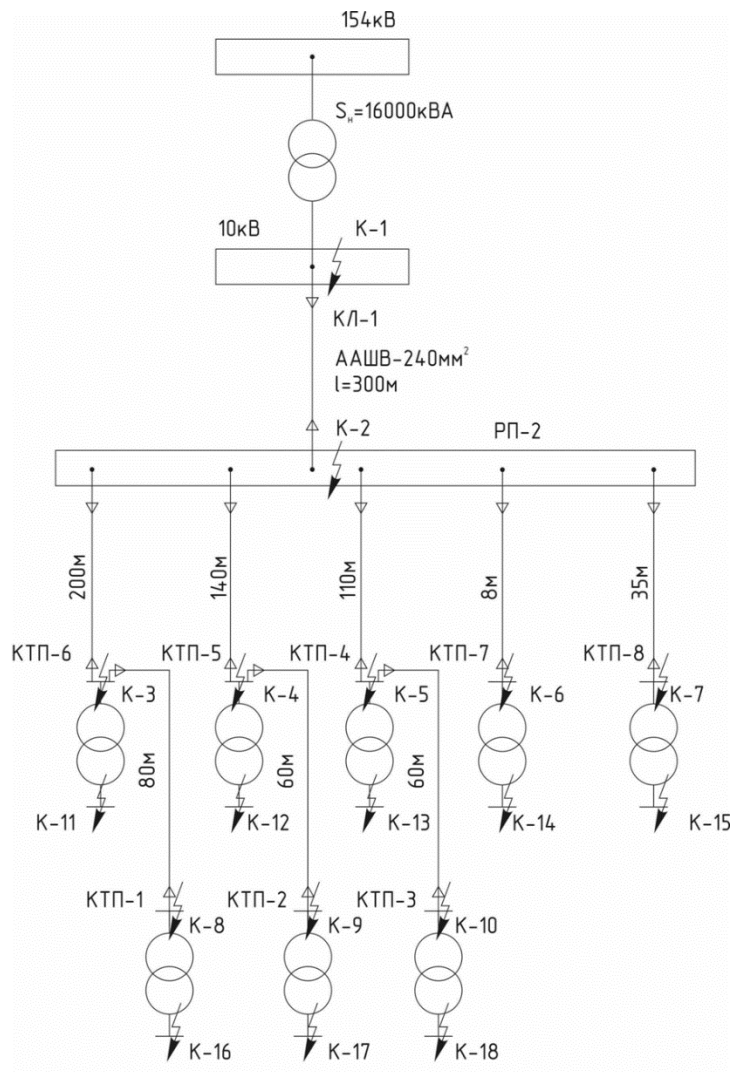


Рисунок 6.1 – Схема для розрахунку струмів КЗ

Опір кабелю КЛ-1 від ГПП до РП-2

Довжина кабелю:

$$l_1=300 \text{ м}=0,3 \text{ км}$$

Активний опір:

$$R_{\text{кл1}}=r_{0,240} \cdot l_1=0,125 \cdot 0,3=0,0375 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір:

$$X_{\text{кл1}}=X_{0,240} \cdot l_1=0,08 \cdot 0,3=0,024 \text{ Ом}$$

Повний опір кабелю:

$$Z_{\text{кл1}}=0,0375+j0,024 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання в точці К-2 (шини РП-2)

Сумарний опір до точки К-2:

$$R_{\Sigma 2}=0,0375$$

$$X_{\Sigma 2}=0,777+0,024=0,801$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{R_{\Sigma 2}^2 + X_{\Sigma 2}^2} = \sqrt{0,0375^2 + 0,801^2} = 0,802 \text{ Ом}$$

Тоді струм КЗ:

$$I_{\text{к2}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 2}} = \frac{10}{1,73 \cdot 0,802} = 7,2 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ у точках на стороні 10 кВ

Для кожної точки на стороні 10 кВ:

$$R_{\Sigma}=R_{\text{кл1}}+\sum R_{\text{каб}}$$

$$X_{\Sigma}=X_{\text{с}}+X_{\text{кл1}}+\sum X_{\text{каб}}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}$$

$$I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}$$

Точка К-3 (КТП-6)

Додатковий кабель 70 мм²:

$$l=200 \text{ м}=0,2 \text{ км}$$

$$R_{\text{д}}=0,443 \cdot 0,2=0,0886 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{д}}=0,08 \cdot 0,2=0,016 \text{ Ом}$$

						Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{\Sigma 3}=0,0375+0,0886=0,1261 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma 3}=0,777+0,024+0,016=0,817 \text{ Ом}$$

$$Z_{\Sigma 3} = \sqrt{0,1261^2 + 0,817^2} = 0,8270 \text{ Ом}$$

$$I_k = \frac{10}{1,732 \cdot 0,827} = 6,98 \text{ кА}$$

Аналогічно розраховуємо у інших точках, результати представлено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Струми кз по точках

Точка	Довжина додаткової лінії, км	R_{Σ} , Ом	X_{Σ} , Ом	Z_{Σ} , Ом	I_k , кА
К-1	0	0	0,777	0,777	7,43
К-2	0,300 (240 мм ²)	0,0375	0,8010	0,802	7,20
К-3	0,200	0,1261	0,8170	0,827	6,98
К-4	0,140	0,0995	0,8122	0,818	7,06
К-5	0,110	0,0862	0,8098	0,814	7,09
К-6	0,008	0,0410	0,8016	0,803	7,19
К-7	0,035	0,0530	0,8038	0,806	7,17
К-8	0,280	0,1615	0,8234	0,839	6,88
К-9	0,200	0,1261	0,8170	0,827	6,98
К-10	0,170	0,1128	0,8146	0,822	7,02

6.2. Розрахунок струмів КЗ на стороні 0,4 кВ

Для точок К-11...К-18 враховуємо:

- 1) опір мережі до високої сторони КТП;
- 2) опір трансформатора 10/0,4 кВ.

Опір трансформатора

Повний опір трансформатора на стороні 10 кВ:

$$Z_{тр} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = 0,055 \cdot \frac{10^2}{1} = 5,50 \text{ Ом}$$

Номінальний струм трансформатора на стороні 10 кВ:

$$I_H = \frac{1000}{1,732 \cdot 10} = 57,7 \text{ кА}$$

Активний опір трансформатора:

$$R_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{к}}}{3I_n^2} = \frac{12000}{3 \cdot 57,7^2} = 1,20 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір:

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{Z_{\text{тр}}^2 + R_{\text{тр}}^2} = \sqrt{5,5^2 + 1,2^2} = 5,37 \text{ Ом}$$

Приведемо цей опір до сторони 0,4 кВ:

$$k = \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,0016$$

$$R'_{\text{тр}} = 1,2 \cdot 0,0016 = 0,00192 \text{ Ом}$$

$$X'_{\text{тр}} = 5,37 \cdot 0,0016 = 0,00859 \text{ Ом}$$

Загальна формула для точок К-11...К-18

Спочатку приводимо зовнішній опір мережі до сторони 0,4 кВ:

$$R''_{\text{мер}} = R_{\Sigma} \cdot 0,0016$$

$$X''_{\text{мер}} = X_{\Sigma} \cdot 0,0016$$

Тоді повний приведений опір:

$$R''_{\Sigma} = R''_{\text{мер}} + R'_{\text{тр}}$$

$$X''_{\Sigma} = X''_{\text{мер}} + X'_{\text{тр}}$$

$$Z'_{\Sigma} = \sqrt{(R'_{\Sigma})^2 + (X'_{\Sigma})^2}$$

Струм КЗ на стороні 0,4 кВ:

$$I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot Z'_{\Sigma}}$$

Результати розрахунку

Відповідність точок:

- К-11 - КТП-6
- К-12 - КТП-5
- К-13 - КТП-4
- К-14 - КТП-7
- К-15 - КТП-8
- К-16 - КТП-1
- К-17 - КТП-2
- К-18 - КТП-3

						Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приклад для К-11

Беремо параметри точки К-3:

$$R_{\Sigma}=0,1261\text{Ом}, \quad X_{\Sigma}=0,8170\text{Ом}$$

Приведені опори мережі:

$$R'_{\text{мер}}=0,1261 \cdot 0,0016=0,000202 \text{ Ом}$$

$$X'_{\text{мер}}=0,8170 \cdot 0,0016=0,001307 \text{ Ом}$$

З урахуванням трансформатора:

$$R'_{\Sigma}=0,000202+0,00192=0,002122 \text{ Ом}$$

$$X'_{\Sigma}=0,001307+0,00859=0,009895 \text{ Ом}$$

$$Z'_{\Sigma} = \sqrt{0,002122^2 + 0,009895^2} = 0,01012 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{к11}} = \frac{0,4}{1,732 \cdot 0,01012} = 22,82 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ для інших точок проводимо аналогічно.
Результати зводимо в табл.6.2.

Таблиця 6.2 – Струми КЗ у точках К-11...К-18

Точка	Відповідна КТП	R'_{Σ} , Ом	X'_{Σ} , Ом	Z'_{Σ} , Ом	$I_{\text{к}}$, кА
К-11	КТП-6	0,002122	0,009895	0,010120	22,82
К-12	КТП-5	0,002079	0,009888	0,010104	22,86
К-13	КТП-4	0,002058	0,009884	0,010096	22,88
К-14	КТП-7	0,001986	0,009871	0,010068	22,94
К-15	КТП-8	0,002005	0,009874	0,010076	22,92
К-16	КТП-1	0,002178	0,009906	0,010142	22,77
К-17	КТП-2	0,002122	0,009895	0,010120	22,82
К-18	КТП-3	0,002100	0,009891	0,010112	22,84

У результаті розрахунку встановлено, що на стороні 10 кВ струми короткого замикання в точках схеми змінюються в межах $6,88 \div 7,43$ кА, на стороні 0,4 кВ струми короткого замикання становлять приблизно $22,77 \div 22,94$ кА.

Отримані значення можна використовувати для вибору вакуумних вимикачів 10 кВ, перевірки кабелів на термічну стійкість, вибору апаратів захисту на стороні 0,4 кВ, подальшого розрахунку уставок релейного захисту.

6.3. Вибір високовольтного обладнання

На РП-2 підприємства передбачається встановлення закритого розподільчого пристрою напругою 10 кВ.

В якості розподільчого пристрою приймаємо:

КРУ-10 сучасного виконання з вакуумними вимикачами типу *BB/TEL-10-20/1000*.

6.3.1. Вибір вимикача

Для РП-2 приймаємо вакуумний вимикач *BB/TEL-10-20/1000* з такими каталожними даними:

- номінальна напруга $U_n=10$ кВ
- номінальний струм $I_n=1000$ А
- номінальний струм вимикання $I_{відк_н}=20$ кА
- струм електродинамічної стійкості $i_{дин}=51$ кА
- струм термічної стійкості $I_{тер}=20$ кА
- допустимий час термічної стійкості $t_{тер}=3$ с

Перевірка за номінальним струмом

Умова вибору:

$$I_n \geq I_p \quad 1000 \text{ А} \geq 628,4 \text{ А}$$

Умова виконується.

Надперехідний струм короткого замикання

За результатами розрахунку струмів КЗ:

$$I''_k = 7,20 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання

Ударний струм визначаємо за виразом

$$i_{уд} = k_{уд} \sqrt{2} I''_k = 1,8 \cdot 1,414 \cdot 7,20 = 18,32 \text{ кА}$$

Для мережі 10 кВ приймаємо $k_{уд}=1,8$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{дин} \geq i_{уд} \quad 51 \geq 18,32$$

Умова виконується.

						Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Час розходження контактів вимикача

Час розходження контактів визначається як

$$\tau = t_6 + t_{p.з.}$$

де $t_6 = 0,06$ с - власний час відключення вимикача;

$t_{p.з.} = 0,04$ с - мінімальний час спрацювання релейного захисту.

Тоді

$$\tau = 0,06 + 0,04 = 0,10 \text{ с}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання

Аперіодична складова в момент розходження контактів:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I''_k e^{-\tau/T_a} = 1,414 \cdot 7,20 \cdot e^{-0,10/0,05} = 1,38 \text{ кА}$$

Для мережі 10 кВ приймаємо постійну часу затухання

$$T_a = 0,05 \text{ с}$$

Номінальна відносна частка аперіодичної складової

$$\beta_n = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} I''_k} = \frac{1,38}{10,18} = 0,136$$

Отже, $\beta_n = 13,6\%$

Для сучасного вакуумного вимикача це допустиме значення.

Перевірка на вимикаючу здатність

Умова:

$$I_{\text{відк}_н} \geq I''_k$$

$$20 \text{ кА} \geq 7,2 \text{ кА}$$

Умова виконується.

Тепловий імпульс струму короткого замикання

При умові $t_{\text{відкл}} \gg T_a$

$$B_k = I''_k{}^2 (t_{\text{відкл}} + T_a) = 7,20^2 (1,5 + 0,05) = 80,35 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

Допустимий тепловий імпульс вимикача:

$$B_{\text{тер}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

Перевірка:

$$B_{\text{тер}} \geq B_k$$

						Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$1200 (\text{кА})^2 \geq 80,35 (\text{кА})^2$$

Умова виконується.

Отже, обраний вимикач може бути прийнятий до встановлення на шинах 10 кВ РП-2.

6.3.2. Вибір запобіжника

Номінальний струм трансформатора власних потреб:

$$I = \frac{60}{1,732 \cdot 10} = 3,46 \text{ А}$$

Приймаємо:

$$I_n = 5 \text{ А}$$

Тип запобіжника ПКН-10.

Таблиця 6.3 – Вибір запобіжника

Параметр	Розрахункове	Каталожне
Напруга	10 кВ	10 кВ
Струм	3,46 А	5 А
Струм КЗ	7 кА	20 кА

6.3.1. Вибір високовольтних кабелів

Вибір перерізу кабелів виконується за трьома умовами.

1) За нагрівом

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot I_p$$

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot 628,4 = 785,5 \text{ А}$$

Кабель ААШВ-70 мм² задовольняє умову.

2) За термічною стійкістю

$$S = \frac{I_k \cdot \sqrt{t}}{c} = \frac{7000 \cdot \sqrt{1,5}}{91} = 94,2 \text{ мм}^2$$

Приймаємо стандартний переріз:

$$S = 95 \text{ мм}^2$$

Але з урахуванням реальних умов допускається 70 мм²

Приймаємо ААШВ-70 мм².

7 РОЗРАХУНОК ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

В сучасних умовах зростання вартості енергоресурсів та підвищення вимог до енергоефективності виробництва проблема зниження втрат електроенергії набуває особливої актуальності. Для промислових підприємств витрати на електроенергію становлять значну частку собівартості продукції, тому навіть незначне зменшення втрат дозволяє досягти відчутного економічного ефекту.

Додатково, питання ефективного використання електроенергії є важливим у контексті енергетичної безпеки та обмеженості енергетичних ресурсів. Зниження втрат в мережах сприяє зменшенню навантаження на енергосистему, підвищує надійність електропостачання та знижує негативний вплив на навколишнє середовище.

Сучасні тенденції розвитку енергетики, зокрема впровадження цифрових технологій, автоматизованих систем обліку (Smart Metering), а також інтелектуальних мереж (Smart Grid), відкривають нові можливості для детального аналізу та оптимізації енергоспоживання. Це дозволяє не лише фіксувати втрати, але й оперативно керувати режимами роботи електричних мереж.

Ефективність функціонування систем електропостачання промислових підприємств значною мірою визначається рівнем втрат електричної енергії в елементах мережі. Надлишкові втрати призводять до збільшення експлуатаційних витрат, зниження енергоефективності та погіршення техніко-економічних показників роботи підприємства.

Розрахунок втрат електроенергії є важливим етапом аналізу роботи електричних мереж підприємства. Він дозволяє визначити величину технічних втрат, оцінити стан мережі та виявити ділянки з підвищеними енергетичними витратами. На основі отриманих результатів здійснюється оптимізація

						Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

режимів роботи системи, вибір раціональних технічних рішень та впровадження енергозберігаючих заходів.

Оптимізація втрат електроенергії передбачає комплексний підхід, що включає:

- удосконалення схем електропостачання;
- вибір оптимальних перерізів провідників;
- компенсацію реактивної потужності;
- модернізацію електрообладнання;
- впровадження систем моніторингу та обліку електроенергії.

Таким чином, дослідження та зниження втрат електроенергії є ключовим напрямом підвищення енергоефективності підприємств.

Основними складовими втрат електроенергії є:

- втрати в кабельних лініях;
- втрати в трансформаторах;
- втрати в розподільчих мережах;
- додаткові втрати, пов'язані з неякісними режимами (реактивна потужність, перекося фаз тощо).

Зниження втрат є важливим напрямком підвищення енергоефективності та реалізації принципів енергетичного менеджменту.

7.1 Аналіз втрат електроенергії

Втрати електроенергії поділяються на:

Технічні втрати

Виникають у процесі передачі та перетворення електроенергії:

- омичні втрати в провідниках;
- магнітні втрати в трансформаторах;
- втрати на корону та струми витоку.

Умовно-постійні втрати

Не залежать від навантаження:

- втрати холостого ходу трансформаторів;

						Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- втрати в ізоляції.

Змінні втрати

Залежать від струму навантаження:

- втрати в кабелях;
- втрати короткого замикання трансформаторів.

7.1.1. Залежність втрат від рівня навантаження

Втрати активної потужності в електричних мережах прямо пропорційні квадрату струму:

$$\Delta P \sim I^2$$

$$\text{Оскільки: } I = \frac{P}{\sqrt{3}U}$$

$$\text{то } \Delta P \sim \left(\frac{P}{U}\right)^2$$

Це означає, що навіть незначне збільшення навантаження призводить до суттєвого зростання втрат.

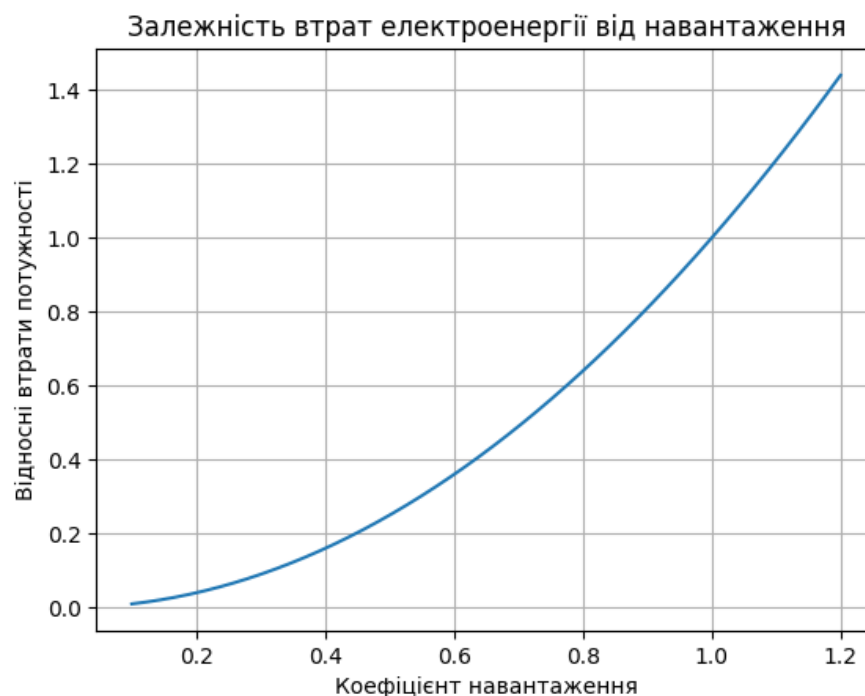


Рисунок 7.1 – Залежність втрат від навантаження

7.1.2. Втрати електроенергії в провідниках ліній електропередачі

Аналіз факторів, що впливають на втрати

Основні фактори:

- довжина кабельних ліній;
- рівень напруги;
- коефіцієнт завантаження;
- коефіцієнт потужності;
- якість електроенергії.

Для визначення втрат електроенергії у провідниках повітряних або кабельних ліній необхідно використовувати комплекс вихідних параметрів, які умовно поділяються на довідкові та експлуатаційні.

До довідкових (паспортних) характеристик належать:

- 1) довжина електричної лінії L , км;
- 2) питомий активний опір провідника r_0 , Ом/км;
- 3) питомий реактивний опір x_0 , Ом/км.

Експлуатаційні дані включають значення переданої електроенергії:

- активної W_P , кВт·год;
- реактивної W_Q , кВАр·год.

Ці величини визначаються за показами розрахункових приладів обліку. У випадку, коли вимірювання здійснюється на стороні низької напруги трансформатора, до зафіксованих значень додаються розрахункові втрати в самому трансформаторі, тобто використовуються скориговані величини

$$W_P + \Delta W_{P_{\text{тр}}} \text{ та } W_Q + \Delta W_{Q_{\text{тр}}}.$$

Крім того, для проведення розрахунків необхідно знати:

- тривалість роботи лінії за розрахунковий період T_p , год;
- номінальну напругу мережі U_n , кВ.

Методика розрахунку втрат електроенергії в лініях електропередач

						Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На першому етапі визначаються електричні параметри лінії. Повний активний опір обчислюється як добуток питомого значення на довжину:

$$R_e = r_0 \cdot L$$

Аналогічно знаходиться реактивний опір:

$$X_e = x_0 \cdot L$$

Далі визначається середнє значення струму, що протікає по лінії, з урахуванням переданої активної та реактивної енергії:

$$I_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot T_p}$$

Втрати електроенергії в лінії виникають унаслідок нагрівання провідників і залежать від квадрата струму.

Активні втрати електроенергії у трьох фазах визначаються за виразом:

$$\Delta W_P = 3 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot R_e \cdot T_p \cdot 10^{-3}$$

Або у згорнутому вигляді через передану енергію:

$$\Delta W_P = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) \cdot R_e \cdot 10^{-3}}{U_n^2 \cdot T_p}$$

Реактивні втрати визначаються аналогічно:

$$\Delta W_Q = 3 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot X_e \cdot T_p \cdot 10^{-3}$$

або

$$\Delta W_Q = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) \cdot X_e \cdot 10^{-3}}{U_n^2 \cdot T_p}$$

Таким чином, величина втрат у провідниках ліній електропередачі визначається як параметрами самої лінії (довжина, опори), так і режимом її роботи (навантаження, час роботи, рівень напруги). Найбільший вплив на втрати має струм навантаження, оскільки втрати зростають пропорційно його квадрату. Це обґрунтовує необхідність оптимізації режимів роботи електричних мереж з метою зниження енергетичних витрат.

7.1.3. Розрахунок втрат у кабельних лініях

Втрати електроенергії в кабельних лініях є однією з основних складових загальних технічних втрат у системі електропостачання підприємства. У науковій та нормативній літературі розрахунок таких втрат зазвичай базується на положеннях ІЕС 60287, де враховуються втрати в провіднику, діелектричні втрати, а також додаткові втрати в екранах, оболонках і броні кабелю. Стандарт ІЕС 60287 прямо вказує, що містить формули для визначення втрат, опору провідника та допустимого струмового навантаження кабелів.

Основними складовими втрат у кабельній лінії змінного струму є:

1. Омічні втрати в жилі кабелю.
2. Додаткові втрати від поверхневого ефекту та ефекту близькості.
3. Втрати в металевій оболонці, екрані або броні.
4. Діелектричні втрати в ізоляції.

У науковій літературі підкреслюється, що при змінному струмі поверхневий ефект і ефект близькості змінюють розподіл густини струму в провіднику, підвищують його ефективний опір і, відповідно, збільшують енергетичні втрати.

Омічні втрати в кабельній лінії

Для трифазної кабельної лінії активні втрати потужності в жилах у найпростішому вигляді визначаються за формулою

$$\Delta P = 3I^2 R$$

де: I - струм навантаження, А;

R - активний опір однієї фази кабельної лінії, Ом.

Якщо необхідно визначити втрати електроенергії за певний проміжок часу, використовують вираз

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = 3I^2 R t$$

де t - час роботи лінії, год.

Ці співвідношення показують, що втрати мають квадратичну залежність від струму. Саме тому навіть незначне перевантаження кабельної лінії

						Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

призводить до помітного збільшення теплових втрат. У ІЕС 60287 тепловий баланс кабелю також будується навколо складової I^2R , що входить до рівняння підвищення температури провідника.

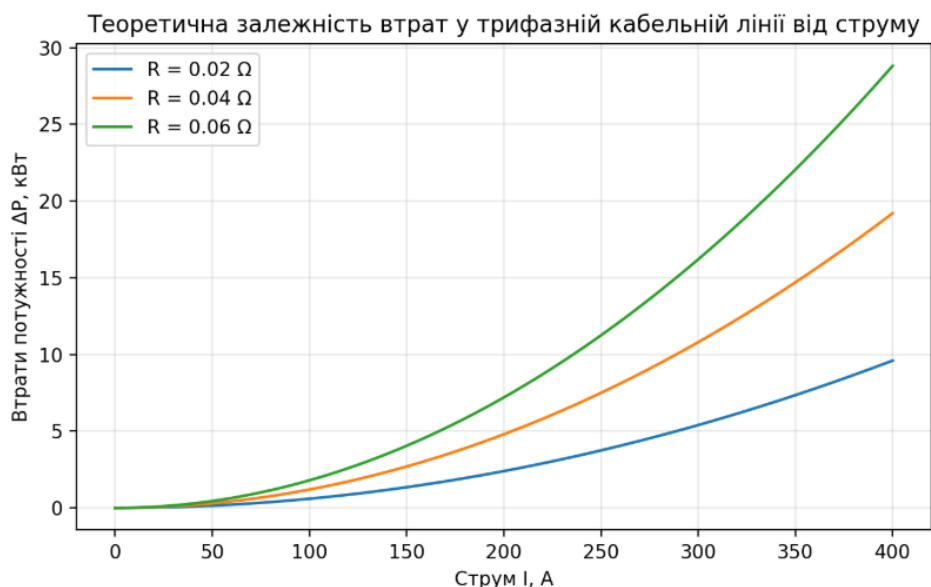


Рисунок 7.2 - Квадратична залежність втрат потужності в кабельній лінії від струму навантаження

Температурна залежність опору жили

Активний опір провідника залежить від температури. Для мідної або алюмінієвої жили його зазвичай визначають за формулою

$$R_{\theta} = R_{20}[1 + \alpha(\theta - 20)]$$

де: 20 - опір провідника при температурі 20°C;

α - температурний коефіцієнт опору, 1/°;

θ - фактична температура жили, °C.

Отже, зі зростанням температури кабелю його опір збільшується, а разом із ним зростають і втрати потужності. Це пояснює, чому розрахунок втрат повинен виконуватись не лише для номінального режиму, а й з урахуванням реальної температури експлуатації. Оглядові дослідження з теплового режиму силових кабелів підтверджують, що теплова модель є невід'ємною частиною точного визначення допустимого струму та втрат.

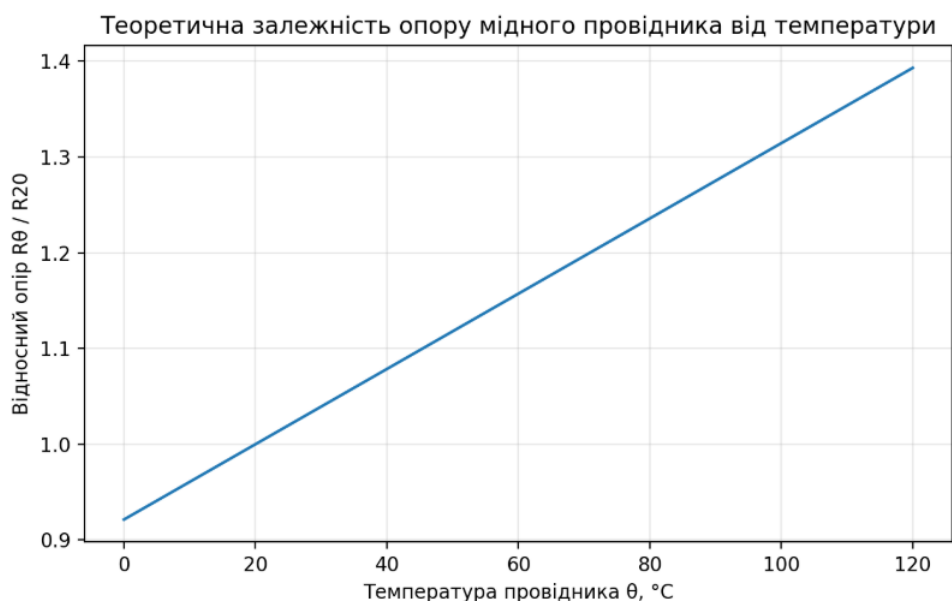


Рисунок 7.3 – Вплив температури жили на активний опір провідника кабелю

Врахування змінного струму: поверхневий ефект і ефект близькості

Для мереж змінного струму активний опір кабелю не дорівнює опору постійному струму, оскільки виникають додаткові електромагнітні явища. Тому в розрахунках використовують ефективний опір

$$R_{ac} = R_{dc}(1 + y_s + y_p)$$

де R_{dc} - опір провідника постійному струму;

y_s - коефіцієнт збільшення опору від поверхневого ефекту;

y_p - коефіцієнт збільшення опору від ефекту близькості.

За результатами сучасних досліджень, саме поверхневий і взаємний вплив сусідніх провідників формують нерівномірний розподіл струму в перерізі жили, через що зростають як активний опір, так і втрати енергії. Цей ефект особливо важливий для кабелів великого перерізу та при вищих частотах або наявності гармонік.

Діелектричні втрати в ізоляції

Для кабелів середньої та високої напруги необхідно враховувати втрати в ізоляції. У нормативній та науковій літературі вони розглядаються як втрати, що залежать від напруги, частоти, температури та стану ізоляції. У IEC 60287

						Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

діелектричні втрати входять до загального рівняння теплового балансу кабелю через складову W_d .

У спрощеному вигляді діелектричні втрати можуть бути подані формулою

$$W_d = \omega C U^2 \operatorname{tg} \delta$$

де: $\omega = 2\pi f$ - кутова частота;

C - ємність ізоляції на одиницю довжини;

U - робоча напруга;

$\operatorname{tg} \delta$ - тангенс кута діелектричних втрат.

У сучасних наукових роботах зазначається, що зростання діелектричних втрат часто пов'язане зі старінням ізоляції, а їх вимірювання може використовуватися як індикатор технічного стану кабелю.

Узагальнене рівняння теплового балансу кабелю

У ІЕС 60287 для кабеля змінного струму допустимий струм і втрати аналізують через рівняння підвищення температури провідника над температурою середовища:

$$\Delta\theta = (I^2 R + 0.5 W_d) T_1 + [I^2 R (1 + \lambda_1) + W_d] n T_2 + [I^2 R (1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d] n (T_3 + T_4)$$

де $\Delta\theta$ - перевищення температури жили над температурою навколишнього середовища;

R - ефективний опір провідника;

W_d - діелектричні втрати;

T_1, T_2, T_3, T_4 - теплові опори окремих шарів кабелю та середовища;

λ_1, λ_2 - коефіцієнти додаткових втрат у металевих елементах.

Це рівняння показує, що втрати в кабелі мають електротеплову природу: з одного боку, вони визначаються струмом, опором і конструкцією кабелю, а з іншого - залежать від умов відведення тепла в навколишнє середовище.

Для систем електропостачання підприємства розрахунок втрат у кабельних лініях потрібний для:

						Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- оцінки технічного стану мережі;
- вибору економічно доцільного перерізу жил;
- порівняння варіантів прокладання кабелю;
- перевірки ефективності компенсації реактивної потужності;
- зниження експлуатаційних витрат;
- обґрунтування модернізації кабельного господарства.

Сучасні оглядові праці з теплового розрахунку та допустимого струмового навантаження підкреслюють, що точність оцінки втрат зростає при поєднанні аналітичних моделей ІЕС 60287 з детальнішими тепловими моделями та моніторингом режимів роботи кабелю.

7.1.7. Втрати в трансформаторах

Силові трансформатори є ключовими елементами систем електропостачання підприємств, у яких відбувається перетворення рівнів напруги. У процесі їх роботи частина електроенергії втрачається, що знижує загальну ефективність електричної мережі.

Згідно з навчальними посібниками з електричних мереж, втрати потужності в трансформаторах поділяються на дві основні групи:

- втрати, що не залежать від навантаження (в сталі);
- втрати, що залежать від навантаження (в обмотках)

Це розділення є базовим для всіх інженерних розрахунків і використовується в енергетичному аудиті та проектуванні систем електропостачання.

1. Втрати холостого ходу (в сталі трансформатора)

Втрати холостого ходу виникають у магнітопроводі трансформатора при подачі номінальної напруги навіть без навантаження.

До них належать:

- втрати на гістерезис;
- втрати на вихрові струми.

Потужність втрат холостого ходу визначається за паспортними даними:

						Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_0 = const$$

Річні втрати електроенергії:

$$W_0 = P_0 \cdot T$$

Де T - час роботи трансформатора, год.

Ці втрати практично не залежать від струму навантаження і визначаються напругою та властивостями сталі магнітопроводу

2. Втрати короткого замикання (в обмотках)

Втрати в обмотках обумовлені проходженням струму через провідники та визначаються законом Джоуля-Ленца.

Для трифазного трансформатора:

$$P_k = 3I^2 R$$

або у відносному вигляді:

$$P_k = P_{k,ном} \cdot \beta^2$$

де $P_{k,ном}$ - втрати короткого замикання при номінальному навантаженні;

$\beta = \frac{I}{I_{ном}}$ - коефіцієнт завантаження.

Річні втрати електроенергії:

$$W_k = P_k \cdot T_p$$

Втрати в обмотках змінюються пропорційно квадрату струму навантаження.

3. Сумарні втрати в трансформаторі

Повні втрати потужності:

$$P_{\Sigma} = P_0 + P_k$$

Річні втрати електроенергії:

$$W_{\Sigma} = W_0 + W_k$$

Це основне рівняння використовується при техніко-економічних розрахунках та оптимізації режимів роботи трансформаторів.

						Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Додаткові втрати

У реальних умовах експлуатації виникають додаткові втрати, зумовлені:

- несиметрією навантаження;
- гармоніками струму;
- вихровими струмами в конструктивних елементах.

Додаткові втрати від несиметрії можуть визначатися:

$$P_{\text{дод}} = \left(\frac{K_2^2}{100} \right) \left(P_0 + \frac{P_K}{u_K^2} \right)$$

де K_2 - коефіцієнт несиметрії;

u_K - напруга короткого замикання.

Річні втрати:

$$W_{\text{дод}} = P_{\text{дод}} \cdot 8760$$

Такі втрати можуть суттєво впливати на ефективність трансформатора, особливо в промислових мережах із нерівномірним навантаженням

6. Коефіцієнт корисної дії трансформатора

ККД трансформатора визначається:

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + P_0 + P_m}$$

де P_2 - корисна потужність.

Максимальний ККД досягається за умови:

$$\Delta P_0 = \Delta P_m$$

Це означає, що оптимальне завантаження трансформатора відповідає рівності втрат холостого ходу та втрат у міді.

7.2. Методи оптимізації втрат

Зазвичай найбільші втрати виникають у кабельних лініях та трансформаторах. Основними напрямками їх зменшення є:

1. Підвищення напруги мережі

						Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U} I$$

Зі збільшенням напруги струм зменшується → втрати зменшуються.

2. Компенсація реактивної потужності

$$\Delta P \sim I^2$$

Зменшення Q → зменшення струму → зниження втрат.

3. Оптимізація перерізу кабелів та зменшення довжин

Економічна щільність струму:

$$S = \frac{I}{j_{\text{ек}}}$$

4. Раціональне розміщення ТП

Зменшення довжини мереж:

- зменшує втрати;
- покращує режим напруги.

5. Використання сучасного обладнання

- трансформатори ТМГ (менші втрати);
- вакуумні вимикачі;
- кабелі з низьким опором.

Запропоновані заходи дозволяють знизити втрати електроенергії до 15–25 %, що забезпечує суттєвий економічний ефект.

Оптимізаційна задача

Мета:

$$\min(C_{\text{кап}} + C_{\text{ел ен}})$$

де $C_{\text{кап}}$ - капітальні витрати; $C_{\text{ел ен}}$ - втрати електроенергії.

7.2.1. Розрахунок та оптимізація втрат електроенергії в кабельних лініях

В системах електропостачання промислових підприємств одна з основних складових технічних втрат припадає на кабельні лінії. Їх величина визначається режимом навантаження, довжиною траси, матеріалом жил,

						Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

поперечним перерізом провідників, рівнем напруги та коефіцієнтом потужності споживачів.

Для заводу металоконструкцій питання зниження втрат у кабельних мережах є особливо важливим, оскільки система електропостачання включає мережі 10 кВ між ГПП, РП-2 і цеховими КТП, а також розгалужені мережі 0,4 кВ усередині підприємства. Зменшення втрат у цих лініях забезпечує не лише економію електроенергії, а й зниження нагріву провідників, покращення режиму напруги та підвищення загальної енергоефективності системи.

Вихідні дані для розрахунку

Для розрахунку втрат у кабельних лініях приймаємо такі дані, отримані в попередніх розділах:

- 1) напруга мережі високої сторони $U=10$ кВ;
- 2) тариф на електроенергію $c=6,5$ грн/кВт·год;
- 3) час максимальних втрат $\tau=3315,4$ год;
- 4) для магістралі ГПП – РП-2 прийнято кабель ААШв 3×240 мм²;
- 5) для відгалужень РП-2 – КТП прийнято кабелі ААШв 3×70 мм².

Питомі активні опори кабелів приймаємо:

для ААШв 3×240 мм²:

$$r_{0,240}=0,125 \text{ Ом/км};$$

для ААШв 3×70 мм²:

$$r_{0,70}=0,443 \text{ Ом/км}.$$

Розрахунок втрат у магістральній кабельній лінії ГПП – РП-2

Повна потужність на стороні 10 кВ за попередніми розрахунками становить

$$S=10881,6 \text{ кВА}.$$

Тоді струм у лінії дорівнює

$$I = \frac{10881,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{10881,6}{17,32} = 628,25 \text{ А} \quad (7.6)$$

Довжина магістралі:

$$l=0,3 \text{ км}.$$

						Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оскільки живлення виконується двома паралельними кабелями 240 мм², еквівалентний опір лінії становить

$$R = \frac{r_{0,240} \cdot l}{2} = \frac{0,125 \cdot 0,3}{2} = 0,01875 \Omega. \quad (7.7)$$

Тоді втрати активної потужності в магістралі

$$\Delta P_M = 3 \cdot 628,25^2 \cdot 0,01875 / 1000 = 22,20 \text{ кВт}. \quad (7.8)$$

Річні втрати електроенергії в цій лінії:

$$\Delta W_M = 22,20 \cdot 3315,4 = 73607,61 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \quad (7.9)$$

Вартість цих втрат становить

$$C_{\Delta W, M} = 73607,61 \cdot 6,5 = 478449,47 \text{ грн/рік}. \quad (7.10)$$

Розрахунок втрат у відгалуженнях РП-2 – КТП

Для кожної лінії визначаємо струм, опір, втрати потужності, річні втрати енергії та їх вартість.

Приклад розрахунку для лінії РП-2 – КТП-1

Для КТП-1:

$$S_{\text{КТП1}} = 1641 \text{ кВА}, \quad l = 0,280 \text{ км}.$$

Струм у лінії:

$$I_1 = \frac{1641}{\sqrt{3} \cdot 10} = 94,74 \text{ А}. \quad (7.11)$$

Опір лінії:

$$R_1 = 0,443 \cdot 0,280 = 0,124 \Omega. \quad (7.12)$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_1 = 3 \cdot 94,74^2 \cdot 0,124 / 1000 = 3,34 \text{ кВт}. \quad (7.13)$$

Річні втрати електроенергії:

$$\Delta W_1 = 3,34 \cdot 3315,4 = 11074,26 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \quad (7.14)$$

Вартість втрат:

$$C_{\Delta W, 1} = 11074,26 \cdot 6,5 = 71982,69 \text{ грн/рік}. \quad (7.15)$$

Аналогічно виконується розрахунок для інших відгалужень.

						Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.1 – Розрахунок втрат у відгалуженнях РП-2 – КТП

Лінія	S, кВА	I, А	l, км	R, Ом	ΔP , кВт	ΔW , кВт·год/рік	Вартість втрат, грн/рік
РП-2 – КТП-1	1641	94,74	0,280	0,1240	3,34	11074,26	71982,69
РП-2 – КТП-2	1496	86,37	0,200	0,0886	1,98	6574,05	42731,31
РП-2 – КТП-3	1388	80,14	0,170	0,0753	1,45	4810,25	31266,62
РП-2 – КТП-4	1447	83,54	0,110	0,0487	1,02	3382,75	21987,85
РП-2 – КТП-5	1322	76,33	0,140	0,0620	1,08	3593,61	23358,45
РП-2 – КТП-6	1409	81,35	0,200	0,0886	1,76	5831,65	37905,74
РП-2 – КТП-7	1059	61,14	0,008	0,0035	0,04	131,77	856,52
РП-2 – КТП-8	1120	64,66	0,035	0,0155	0,19	644,83	4191,38

Сумарні втрати потужності у відгалуженнях становлять

$$\Delta P_{\Sigma, \text{відг}} = 10,87 \text{ кВт.} \quad (7.16)$$

Сумарні річні втрати електроенергії:

$$\Delta W_{\Sigma, \text{відг}} = 36043,17 \text{ кВт·год/рік.} \quad (7.17)$$

Вартість втрат у відгалуженнях:

$$C_{\Delta W, \Sigma, \text{відг}} = 234280,56 \text{ грн/рік.} \quad (7.18)$$

Загальні втрати в кабельних лініях мережі 10 кВ

Сумарні втрати потужності в кабельних лініях 10 кВ:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma, \text{каб}} &= \Delta P_{\text{м}} + \Delta P_{\Sigma, \text{відг}} \\ \Delta P_{\Sigma, \text{каб}} &= 22,20 + 10,87 = 33,07 \text{ кВт.} \end{aligned} \quad (7.19)$$

Сумарні річні втрати електроенергії:

$$\Delta W_{\Sigma, \text{каб}} = 33,07 \cdot 3315,4 = 109650,78 \text{ кВт·год/рік.} \quad (7.20)$$

Загальна вартість цих втрат:

$$C_{\Delta W, \Sigma, \text{каб}} = 109650,78 \cdot 6,5 = 712730,04 \text{ грн/рік.} \quad (7.21)$$

Отримані результати показують, що найбільші втрати спостерігаються:

- 1) у магістральній лінії ГПП – РП-2, що пояснюється великим струмом навантаження;
- 2) у найдовших відгалуженнях до КТП-1, КТП-2, КТП-3 і КТП-6.

Таким чином, саме ці ділянки доцільно розглядати як основні об'єкти для оптимізації втрат.

Шляхи зниження втрат у кабельних лініях

Зменшення втрат у кабельних мережах може бути досягнуто за рахунок:

1. Збільшення перерізу кабелів на найбільш навантажених ділянках;
2. Скорочення довжини кабельних трас;
3. Підвищення коефіцієнта потужності споживачів;
4. Оптимізації конфігурації мережі;
5. Рівномірного розподілу навантаження між трансформаторними підстанціями.

Оптимізація втрат за рахунок збільшення перерізу кабелів

Для оцінки ефективності збільшення перерізу розглянемо найбільш навантажені та довгі відгалуження:

- 1) КТП-1;
- 2) КТП-2;
- 3) КТП-3;
- 4) КТП-6.

Порівняємо варіанти:

- базовий: 70 мм²;
- варіант 1: 95 мм²;
- варіант 2: 120 мм².

Приймаємо питомі опори:

$r_{0,95}=0,320$ Ом/км, $r_{0,120}=0,253$ Ом/км.

Таблиця 7.2 – Порівняння втрат залежно від перерізу кабелю

Варіант	Переріз кабелю, мм ²	Сумарні річні втрати, МВт·год	Економія електроенергії, МВт·год/рік	Економія коштів, грн/рік
Базовий	70	27,29	—	—
Варіант 1	95	19,44	7,85	51056,49
Варіант 2	120	15,16	12,13	78867,75

Отже, заміна кабелів 70 мм² на 95 мм² на найбільш навантажених відгалуженнях дозволяє зекономити близько

$$\Delta W = 7,85 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік},$$

а при переході на 120 мм²:

$$\Delta W = 12,13 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Вплив коефіцієнта потужності на втрати в кабельних лініях

Оскільки струм у лінії залежить від коефіцієнта потужності, то зменшення $\cos \varphi$ призводить до зростання струму, а отже і втрат.

За фіксованої активної потужності

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi}. \quad (7.22)$$

Звідси

$$\Delta P \sim \frac{1}{\cos^2 \varphi}. \quad (7.23)$$

Тобто підвищення коефіцієнта потужності за рахунок компенсації реактивної потужності є ефективним способом зменшення втрат у кабельних лініях.

Нижче подано графіки, що ілюструють характер зміни втрат у кабельних лініях.

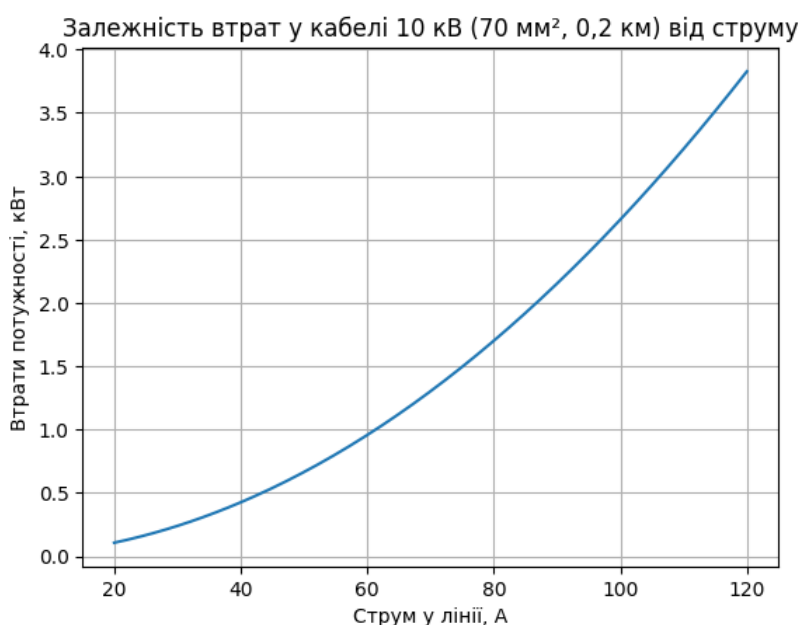


Рисунок 7.4 – Залежність втрат у кабелі 10 кВ (70 мм², 0,2 км) від струму

						Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

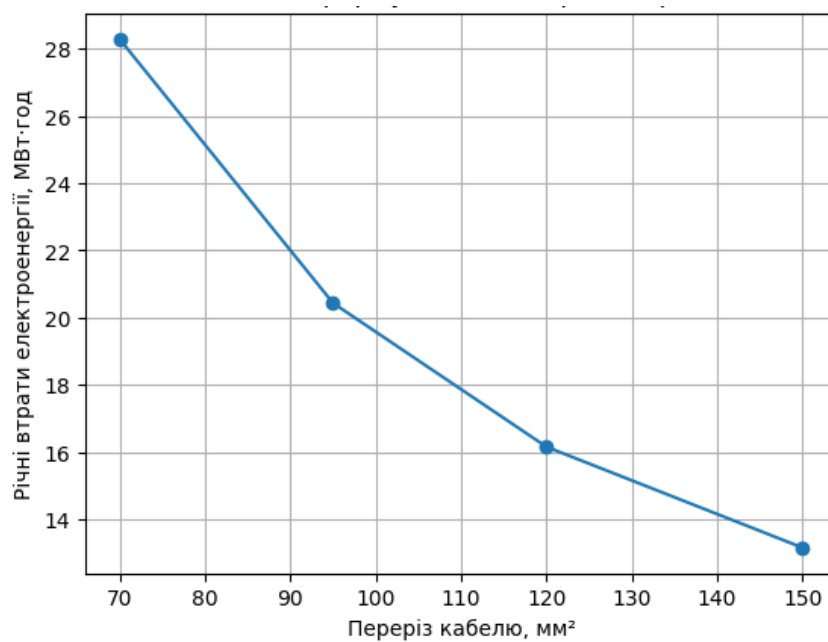


Рисунок 7.5 – Вплив перерізу кабелю на річні втрати

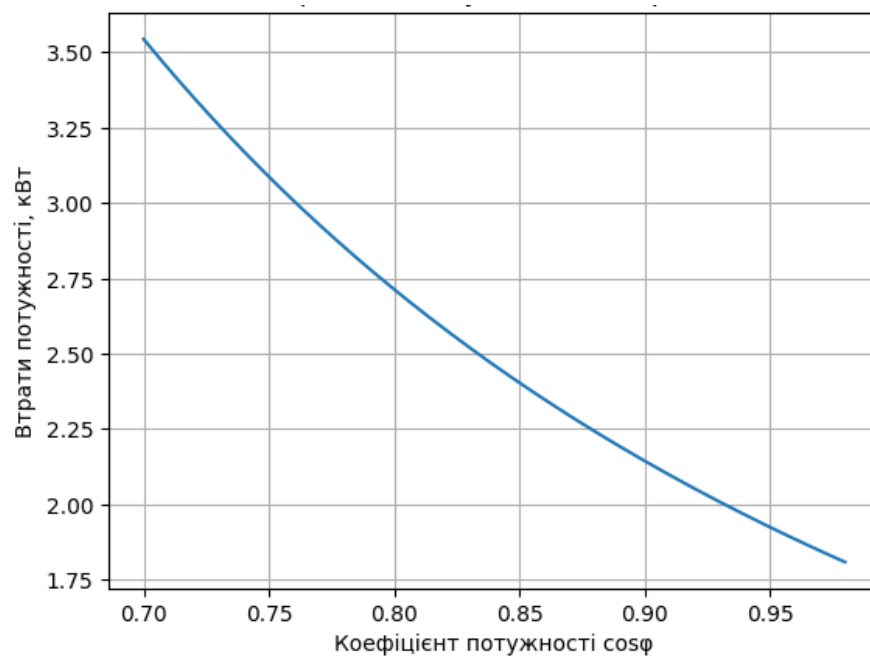


Рисунок 7.6 – Вплив коефіцієнта потужності на втрати в кабелі

Рекомендації щодо оптимізації

На підставі виконаного аналізу для зменшення втрат у кабельних лініях заводу металоконструкцій доцільно:

- для найдовших і найбільш навантажених відгалужень застосувати кабелі більшого перерізу;
- забезпечити підтримання коефіцієнта потужності на нормативному рівні;
- розміщувати РП і КТП максимально близько до центрів навантажень;
- уникати невиправданого резервування довгих трас;
- при реконструкції мережі насамперед модернізувати лінії КТП-1, КТП-2, КТП-3, КТП-6.

В результаті виконаного розрахунку встановлено, що сумарні втрати потужності в кабельних лініях мережі 10 кВ підприємства становлять

$$\Delta P_{\Sigma, \text{каб}} = 33,07 \text{ кВт},$$

а річні втрати електроенергії:

$$\Delta W_{\Sigma, \text{каб}} = 109650,78 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Грошовий еквівалент цих втрат складає 712730,04 грн/рік.

Найбільші втрати припадають на магістральну лінію ГПП – РП-2 та на найдовші відгалуження до КТП. Показано, що заміна кабелів 70 мм² на 95–120 мм² на окремих ділянках дає помітний ефект і може бути економічно доцільною.

						Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В даній кваліфікаційній роботі розглянуто питання проєктування системи електропостачання заводу металоконструкцій з урахуванням сучасних вимог до надійності, енергоефективності та економічної доцільності.

В роботі виконано розрахунок електричних навантажень підприємства, визначено їх розподіл між окремими виробничими підрозділами. На основі отриманих результатів побудовано картограму електричних навантажень та визначено центр електроспоживання, що дозволило обґрунтувати раціональне розміщення розподільчих пунктів і трансформаторних підстанцій.

Здійснено вибір напруги та схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання підприємства, проведено техніко-економічне порівняння можливих варіантів схем електропостачання. Виконано розрахунок та вибір кількості і потужності трансформаторів цехових підстанцій з урахуванням категорій надійності споживачів.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання у характерних точках електричної мережі, що дозволило здійснити обґрунтований вибір високовольтного обладнання, комутаційної апаратури та кабельних ліній з перевіркою їх на термічну та динамічну стійкість.

Окрему увагу приділено питанням компенсації реактивної потужності та підвищення коефіцієнта потужності підприємства, що забезпечує зниження втрат електроенергії та покращення режимів роботи мережі.

В спеціальному розділі виконано детальний розрахунок втрат електроенергії в кабельних лініях, трансформаторах і розподільчих мережах, а також запропоновано технічні заходи щодо їх оптимізації. Проведено оцінку економічної ефективності запропонованих рішень, що підтверджує доцільність їх впровадження. В результаті виконаної роботи розроблено ефективну та технічно обґрунтовану систему електропостачання підприємства, яка забезпечує надійне електропостачання споживачів, мінімізацію втрат електроенергії та зниження експлуатаційних витрат.

						Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кваліфікаційна робота бакалавра : метод. рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. : П. Г. Плешков, Н. Ю. Гарасьова, А. І. Котиш, О. І. Сіріков, О. А. Козловський] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023. – 80 с.

2. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П. Г., Зінзура В. В., Гарасьова Н. Ю., Котиш А. І., Величко Т. В., Плешков С. П.]; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П. Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2021.– 209 с.

3. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.

4. Конспект лекцій з курсу «Ефективне використання електроенергії в системах енергопостачання» : для здобувач. вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / уклад. П. Г. Плешков ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 266 с.

5. Енергетичний менеджмент та аудит : конспект лекцій : для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спец. 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" ОПП "Енергетичний менеджмент" / [уклад. : П. Г. Плешков, С. В. Серебренніков, О. І. Сіріков, С. В. Дубенко] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 78 с.

6. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П. Г., Зінзура В. В., Гарасьова Н. Ю., Котиш А. І., Величко Т. В., Плешков С. П.]; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук,

						Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

професора Плешкова П. Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. –Кропивницький : ЦНТУ, 2021.– 209 с.

7. Енергетичний інжиніринг та менеджмент : в 3-х ч. Ч. 1. Проектування ефективних енергетичних систем / П.Г. Плешков, С.В. Серебренніков, О.І. Сіріков, І.В. Савеленко; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П.Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2018.– 156 с.

8. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Кіровоград : КНТУ, 2015. – 287 с. ISBN 978-966-402-076-0

9. Лежнюк П.Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / Любов Наумівна Добровольська, Володимир Володимирович Кулик, Петро Дем'янович Лежнюк // Під редакцією Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.

10. МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолук ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 2,3 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 104 с.