

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Проектування системи електропостачання та електрозбереження заводу будівельних виробів»

Виконав здобувач вищої освіти
IV курсу, групи ЕЕ-20-Зск,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Максим БУРАВЧЕНКО
« ____ » _____ 2023 р.

Керівник роботи
старший викладач
_____Тетяна ВЕЛИЧКО
« ____ » _____ 2023 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2023 р.

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

Буравченко Максима Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Проектування системи електропостачання та електрозбереження заводу будівельних виробів

Development of the power supply system for the reinforced concrete products plant

2. Керівник роботи Величко Тетяна Володимирівна, старший викладач
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 01.06.2023 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи розрахунок електричних навантажень; побудова графіків та картограм електричних навантажень; вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; розрахунок режимів реактивної потужності; вибір трансформаторів; розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж; розрахунок спеціального розділу кваліфікаційної роботи

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ.</i>	<i>10.04-12.04</i>	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>13.04-23.04</i>	
3	<i>Побудова графіків електричних навантажень</i>	<i>24.04-26.04</i>	
4	<i>Побудова картограми електричних навантажень</i>	<i>27.04-1.05</i>	
5	<i>Вибір напруги і електричних схем</i>	<i>2.05-5.05</i>	
6	<i>Режими реактивної потужності</i>	<i>6.05-9.05</i>	
7	<i>Вибір трансформаторів</i>	<i>10.05-13.05</i>	
8	<i>Розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>14.05-16.05</i>	
9	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>17.05-28.05</i>	
10	<i>Оформлення презентаційної частини БКР</i>	<i>29.05-30.05</i>	
11	<i>Оформлення пояснювальної записки БКР</i>	<i>31.05-1.06</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Тетяна ВЕЛИЧКО

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

Максим БУРАВЧЕНКО

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 74 с.; 13 рис.; 41 табл.; 7 джерел

Буравченко М.С. Проектування системи електропостачання та електрозбереження заводу будівельних виробів. – Рукопис.

Кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2023 рік.

Робота присвячена розробці сучасної системи електропостачання заводу будівельних виробів, яка задовольняє вимогам економічності та надійності роботи. З цією метою було проведено основні техніко-економічні розрахунки: електричних навантажень, режимів реактивної потужності, струмів коротких замикань. Здійснено вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання станції, трансформаторних підстанцій, конденсаторних установок, струмопроводів, високовольного обладнання.

У спеціальному розділі роботи проаналізовано заходи з електрозбереження, викладені питання аналізу і розрахунку втрат електричної енергії, наводяться окремі практичні методи розрахунку втрат в електричних мережах, розглядаються заходи щодо зниження втрат електричної енергії.

Ключові слова: електричні навантаження, трансформаторна підстанція, реактивна потужність, струми короткого замикання, електричне обладнання, втрати електричної енергії, електричні мережі

ABSTRACT

Qualification work: 74 p.; 13 Fig.; 41 tables; 7 sources

Buravchenko M. Design of the system of electricity supply and electrical preservation of the construction products factory. – Manuscript.

Qualification work thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2023.

The work is devoted to the development of a modern power supply system for a construction products factory that meets the requirements of economy and reliability of operation. For this purpose, basic technical and economic calculations were carried out: electrical loads, reactive power modes, short-circuit currents. The selection of external and internal power supply schemes for the station, transformer substations, capacitor units, power lines, high-voltage equipment was made.

In a special section of the work, measures for energy conservation are analyzed, the issues of analysis and calculation of electrical energy losses are outlined, separate practical methods of calculating losses in electrical networks are given, and measures to reduce electrical energy losses are considered.

Key words: electrical loads, transformer substation, reactive power, shortcircuit currents, electrical equipment, loss of electrical energy, electrical networks

ЗМІСТ

1.	Вступ. Коротка характеристика технологічного процесу	7
2.	Розрахунок електричних навантажень заводу будівельних виробів	8
2.1.	Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В	8
2.2.	Розрахунок освітлювальних навантажень	8
2.3.	Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В	9
3.	Побудова графіків електричних навантажень заводу будівельних виробів	17
4.	Побудова картограми електричних навантажень заводу будівельних виробів та вибір місця розташування ГЗП	23
5.	Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання заводу будівельних виробів	25
6.	Компенсація реактивної потужності на заводі будівельних виробів	30
6.1.	Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації	30
6.2.	Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв	32
7.	Вибір кількості та потужності трансформаторів на заводі будівельних виробів	39
7.1.	Вибір кількості та потужності трансформаторів головної знижувальної підстанції	39
7.2.	Вибір кількості та потужності трансформаторів та місця розташування цехових підстанцій (ТП)	39
8.	Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання, електроустановок та силових мереж системи електропостачання	42
8.1.	Розрахунок струмів короткого замикання	42
8.2.	Вибір високовольтного обладнання	46
9.	Розробка системи електрозбереження на заводі будівельних виробів	54
9.1.	Розрахунок втрат електричної енергії	55
9.2.	Втрати електричної енергії в елементі електричної мережі	58
9.3.	Практичні методи розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії	60
9.4.	Метод числа годин найбільших втрат потужності	60
9.5.	Заходи щодо зниження втрат електричної енергії	62
10.	Висновки	72
11.	Перелік посилань	74

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проектування системи електропостачання та електрозбереження заводу будівельних виробів	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Буравченко						5	74
Перевірив	Величко							
Н.контр.	Величко					ЦНТУ, гр.ЕЕ-20-Зск		
Затв.	Плешков							

Перелік скорочень

ГЗП – головна знижувальна підстанція

ЦРП – центральний розподільчий пункт

БК – батареї конденсаторів

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

КЗ - коротке замикання

КТП - комплектна трансформаторна підстанція

КЛ – кабельна лінія

КП – компенсуючи пристрої

ПЛ - повітряна лінія електропередачі

ПС - підстанція

РП - розподільний пункт

ТП - трансформаторна підстанція

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

ТВП – трансформатор власних потреб

1. ВСТУП. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ

Основними галузями виробництва будівельних виробів є цементна промисловість і виробництво будівельних конструкцій і комплектуючих. Цементна промисловість є однією з найважливіших галузей промисловості будівельних матеріалів, а підприємства, які виробляють різні види цементу, є «хлібом» будівельної галузі.

При проектуванні системи електропостачання заводу з будівельних виробів необхідно забезпечити раціональне використання електроенергії. Це визначається в першу чергу техніко-економічними показниками системи електропостачання.

Велика увага при розробці уділяється питанням надійності та економічності системи електропостачання, безпеці та зручності експлуатації. Система електропостачання повинна забезпечити можливість розширення при розвитку підприємства без значного ускладнення та подорожчення першопочаткового варіанта.

Важливою вимогою до проектування є застосування сучасного комплектного обладнання, що скорочує термін монтажу та вводу до експлуатації підприємства.

З урахуванням вищенаведених вимог, в роботі ставиться задача проектування системи електропостачання та електрозбереження заводу будівельних виробів.

Основною частиною заводу є виробничі цеха, а також приміщення власних потреб для нормальної роботи підприємства.

Живлення може бути здійснено від підстанції енергосистеми напругою 35/10 кВ. Відстань від підстанції до заводу 6 км. Вартість електроенергії системи визначається згідно діючих тарифів на електричну енергію. Підприємство працює в дві зміни.

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

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЗАВОДУ БУДІВЕЛЬНИХ ВИРОБІВ

2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В

Розрахункові електричні навантаження електроприймачів визначаються згідно з методом “Упорядкованих діаграм” [2, 3].

Завод будівельних виробів. Пічний цех. Холодна половина цеху

$n_{ел}=20$; $P_{н.мах}=50$ кВт; $P_{н.мін}=3$ кВт;

$P_{сум}=470$ кВт; $Kи=0,7$; $\cos\varphi=0,8$; $\tg\varphi=0,75$

$P_{см}=Kи \cdot P_{сум}=0,7 \cdot 470=329$ кВт

$Q_{см}=P_{см} \cdot \tg\varphi=329 \cdot 0,75=246,75$ квар

Знаходимо $n_e = \frac{2 \cdot \sum P_H}{P_{Hmax}} = 2 \cdot 470/50 = 19$

Коефіцієнт максимуму $K_m=1,134$

$P_p=P_{см} \cdot K_m=329 \cdot 1,134=372,93$ кВт

$Q_p=Q_{см}=246,75$ квар

Результат розрахунку силового навантаження заводу будівельних виробів приведений в таблиці 2.1., всі обчислення виконувалися із застосуванням програми Microsoft Excel.

2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень

Освітлювальне навантаження для заводу будівельних виробів розраховується відповідно до питомої потужності освітлювального навантаження на одиницю площі, що використовується у виробничій ділянці [2, 3].

Пічний цех. Холодна половина цеху

$F=2536$ м², $P_o=10$ Вт/м², $K_c=0,95$

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

Встановлена потужність

$$P_y = P_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 10 \cdot 2536 \cdot 10^{-3} = 25,36 \text{ кВт}$$

Розрахункове активне навантаження

$$P_{\text{рос}} = K_1 \cdot K_C \cdot P_y = 1,2 \cdot 0,95 \cdot 25,36 = 28,91 \text{ кВт}$$

Розрахункове реактивне навантаження

$$Q_p = P_p \cdot \tan \phi = 28,91 \cdot 0,48 = 13,88 \text{ квар}$$

Розрахунок освітлювальних навантажень заводу будівельних виробів по іншим підрозділам аналогічний, який зведений в таблицю 2.2.

2.3. Визначення електричних навантажень у силових мережах вище 1000 В

Для підстанції КТП1.

$$P_p = 1253,23 \text{ кВт}; \quad Q_p = 873,29 \text{ квар}$$

Освітлювальне навантаження

$$P_{p.ou} = 119,22 \text{ кВт}; \quad Q_{p.ou} = 79,45 \text{ квар}$$

Всього сумарне навантаження:

$$P_{\Sigma} = 1253,23 + 119,22 = 1372,45 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 873,29 + 79,45 = 952,74 \text{ квар}$$

Для даної підстанції, виходячи з повної компенсації реактивної потужності, обираємо два трансформатори типу ТМЗ 1000/10, коефіцієнт їх завантаження складає:

$$K_3 = \frac{P_{\Sigma}}{n \cdot S_{HT}} = \frac{1372,45}{2 \cdot 1000} = 0,69$$

Технічні дані трансформатора ТМЗ 1000/10.

$$U_K = 5,5\%, \Delta P_K = 11 \text{ кВт}, \Delta P_X = 2,1 \text{ кВт}, I_X = 1,4\%$$

Втрати потужності в трансформаторах КТП1

$$\Delta P = n(\Delta P_X + \Delta P_K \cdot K_3^2) = 2 \cdot (2,1 + 11 \cdot 0,69^2) = 14,56 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = n \left(\frac{I_X}{100} S_H + \frac{U_K}{100} S_H \cdot K_3^2 \right) = 2 \cdot \left(\frac{1,4}{100} 1000 + \frac{5,5}{100} 1000 \cdot 0,69^2 \right) = 79,8 \text{ квар}$$

						Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункове навантаження вище 1000 В для підстанції КТП1 заводу

$$P_p = 1372,45 + 14,56 = 1387,01 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 952,74 + 79,8 = 1032,54 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{1387,01^2 + 1032,54^2} = 1729,14 \text{ кВА}$$

Розрахунок навантажень вище 1000 В для інших підстанцій заводу будівельних виробів наведений в таблиці 2.3.

Сумарне активне навантаження заводу будівельних виробів дорівнює 3475,89 кВт, а реактивне – 3020,64 квар.

						Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Змн.																			
Арк.																			
№ докум.																			
Підпис																			
Дата																			

Змн.			Таблиця 2.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В																	
Арк.			Назва групи споживачів	Кіль- ть ЕС	Родного, кВт			Рсум, кВт	m	K _н	cosφ	tgφ	Середнє навантаження		п _{сф}	K _м	Розрахункове навантаження			
№ докум.					min		max						Р _{см} , кВт	Q _{см} , квар			Р _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
Підпис	Дата		1	2	3			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
			ТП№1																	
			Пічний цех. Холодна половина цеху																	

продовження таблиці 2.3.																
1	2	3			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всього на шинах 10 кВ ТП1														1387,01	1032,54	1729,14
ТП№2																
Відділення сировинних млинів																
силова	50	10	-	50	1500	5	0,7	0,7	1,02	1050,00	1071,21	50	1,077	1130,82	1071,21	1557,64
освітлювальна														36,20	17,37	
Всього														1167,01	1088,59	
Шлам-басейн																
силова	11	3	-	30	125	10	0,5	0,8	0,75	62,5	46,88	8	1,427	89,17	51,56	103,00
освітлювальна														2,45	1,18	
Всього														91,62	52,74	
Горизонтальний шлам-басейн																
силова	12	3	-	50	165	17	0,4	0,75	0,88	66,00	58,21	7	1,594	105,17	64,03	123,13
освітлювальна														25,86	12,41	
Всього														131,03	76,44	
Автогараж																
силова	4	1	-	10	15	10	0,5	0,7	1,02	7,5	7,65	3	1,850	13,87	8,42	16,23
освітлювальна														3,63	1,74	
Всього														17,50	10,16	
Склад сировини																
силова	5	8	-	20	70	3	0,6	0,8	0,75	42,00	31,50	5	1,441	60,54	34,65	69,75
освітлювальна														8,40	4,03	
Всього														68,94	38,68	
Всього по ТПП№2																
силова	82	1		50	1875		0,7	0,7	0,99	1228,0	1215,45	75	1,07	1318,72	1215,45	1793,41
освітлювальна														76,53	36,73	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП2														1395,25	1252,18	1874,75
Втрати в трансформаторах														14,91	81,53	
Кількість трансформаторів:	2															
Номінальна потужність, кВА:	1000															
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,70															
Всього на шинах 10 кВ ТП2														1410,15	1333,72	1940,96

3. ПОБУДОВА ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЗАВОДУ БУДІВЕЛЬНИХ ВИРОБІВ

На підставі замірів на заводі відбудовуються добові зимовий і літній графіки навантажень $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ з урахуванням кількості робочих і вихідних днів. На основі добових графіків будується на заводі річний графік за тривалістю.

Для заводу будівельних виробів обчислення проводилися по програмі для побудови графіків „*Grafik.exe*”. Результати приводяться в таблицях 3.1.-3.3., графіки на рисунках 3.1.-3.5.

Таблиця 3.1. Добовий графік навантажень P , Q , %

№	Робочі дні		Вихідні дні	
	P , %	Q , %	P , %	Q , %
1	75	85	45	65
2	75	85	45	65
3	75	85	45	65
4	75	90	45	65
5	85	90	45	65
6	85	90	45	65
7	85	90	45	65
8	85	90	40	60
9	100	100	40	60
10	100	100	40	60
11	75	85	40	60
12	90	85	40	60
13	90	95	40	60
14	100	100	40	60
15	93	95	40	60
16	93	95	40	60
17	93	95	40	60
18	93	95	45	65
19	75	90	45	65
20	75	90	45	65
21	75	90	45	65
22	75	90	45	65
23	75	90	45	65
24	75	90	45	65

Таблиця 3.2.

Добовий графік навантажень P, Q, S

№	Зимові дні						Літні дні					
	Робочі дні			Вихідні дні			Робочі дні			Вихідні дні		
	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА
1	2607	2568	3659	1564	1963	2510	2216	2182	3110	1330	1669	2134
2	2607	2568	3659	1564	1963	2510	2216	2182	3110	1330	1669	2134
3	2607	2568	3659	1564	1963	2510	2216	2182	3110	1330	1669	2134
4	2607	2719	3767	1564	1963	2510	2216	2311	3202	1330	1669	2134
5	2955	2719	4016	1564	1963	2510	2511	2311	3413	1330	1669	2134
6	2955	2719	4016	1564	1963	2510	2511	2311	3413	1330	1669	2134
7	2955	2719	4016	1564	1963	2510	2511	2311	3413	1330	1669	2134
8	2955	2719	4016	1390	1812	2284	2511	2311	3413	1182	1541	1942
9	3476	3021	4605	1390	1812	2284	2955	2568	3915	1182	1541	1942
10	3476	3021	4605	1390	1812	2284	2955	2568	3915	1182	1541	1942
11	2607	2568	3659	1390	1812	2284	2216	2182	3110	1182	1541	1942
12	3128	2568	4047	1390	1812	2284	2659	2182	3440	1182	1541	1942
13	3128	2870	4245	1390	1812	2284	2659	2439	3608	1182	1541	1942
14	3476	3021	4605	1390	1812	2284	2955	2568	3915	1182	1541	1942
15	3233	2870	4323	1390	1812	2284	2748	2439	3674	1182	1541	1942
16	3233	2870	4323	1390	1812	2284	2748	2439	3674	1182	1541	1942
17	3233	2870	4323	1390	1812	2284	2748	2439	3674	1182	1541	1942
18	3233	2870	4323	1564	1963	2510	2748	2439	3674	1330	1669	2134
19	2607	2719	3767	1564	1963	2510	2216	2311	3202	1330	1669	2134
20	2607	2719	3767	1564	1963	2510	2216	2311	3202	1330	1669	2134
21	2607	2719	3767	1564	1963	2510	2216	2311	3202	1330	1669	2134
22	2607	2719	3767	1564	1963	2510	2216	2311	3202	1330	1669	2134
23	2607	2719	3767	1564	1963	2510	2216	2311	3202	1330	1669	2134
24	2607	2719	3767	1564	1963	2510	2216	2311	3202	1330	1669	2134

Таблиця 3.3.

Річний графік за тривалістю Р, Q

№	Р, кВт	Т, днів	Т*Р	Т	№	Р, кВт	Т, днів	Т*Р	Т
1	3476	147	510972	147	29	2607	147	383229	3885
2	3476	147	510972	294	30	2607	147	383229	4032
3	3476	147	510972	441	31	2607	147	383229	4179
4	3233	147	475251	588	32	2607	147	383229	4326
5	3233	147	475251	735	33	2607	147	383229	4473
6	3233	147	475251	882	34	2511	105	263655	4578
7	3233	147	475251	1029	35	2511	105	263655	4683
8	3128	147	459816	1176	36	2511	105	263655	4788
9	3128	147	459816	1323	37	2511	105	263655	4893
10	2955	105	310275	1428	38	2216	105	232680	4998
11	2955	105	310275	1533	39	2216	105	232680	5103
12	2955	105	310275	1638	40	2216	105	232680	5208
13	2955	147	434385	1785	41	2216	105	232680	5313
14	2955	147	434385	1932	42	2216	105	232680	5418
15	2955	147	434385	2079	43	2216	105	232680	5523
16	2955	147	434385	2226	44	2216	105	232680	5628
17	2748	105	288540	2331	45	2216	105	232680	5733
18	2748	105	288540	2436	46	2216	105	232680	5838
19	2748	105	288540	2541	47	2216	105	232680	5943
20	2748	105	288540	2646	48	2216	105	232680	6048
21	2659	105	279195	2751	49	1564	65	101660	6113
22	2659	105	279195	2856	50	1564	65	101660	6178
23	2607	147	383229	3003	51	1564	65	101660	6243
24	2607	147	383229	3150	52	1564	65	101660	6308
25	2607	147	383229	3297	53	1564	65	101660	6373
26	2607	147	383229	3444	54	1564	65	101660	6438
27	2607	147	383229	3591	55	1564	65	101660	6503
28	2607	147	383229	3738	56	1564	65	101660	6568
57	1564	65	101660	6633	86	1330	48	63840	8280
58	1564	65	101660	6698	87	1182	48	56736	8328
59	1564	65	101660	6763	88	1182	48	56736	8376
60	1564	65	101660	6828	89	1182	48	56736	8424
61	1564	65	101660	6893	90	1182	48	56736	8472
62	1564	65	101660	6958	91	1182	48	56736	8520
63	1390	65	90350	7023	92	1182	48	56736	8568
64	1390	65	90350	7088	93	1182	48	56736	8616
65	1390	65	90350	7153	94	1182	48	56736	8664
66	1390	65	90350	7218	95	1182	48	56736	8712
67	1390	65	90350	7283	96	1182	48	56736	8760
68	1390	65	90350	7348					
69	1390	65	90350	7413					
70	1390	65	90350	7478					
71	1390	65	90350	7543					
72	1390	65	90350	7608					
73	1330	48	63840	7656					
74	1330	48	63840	7704					
75	1330	48	63840	7752					
76	1330	48	63840	7800					
77	1330	48	63840	7848					
78	1330	48	63840	7896					
79	1330	48	63840	7944					
80	1330	48	63840	7992					
81	1330	48	63840	8040					
82	1330	48	63840	8088					
83	1330	48	63840	8136					
84	1330	48	63840	8184					
85	1330	48	63840	8232					

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

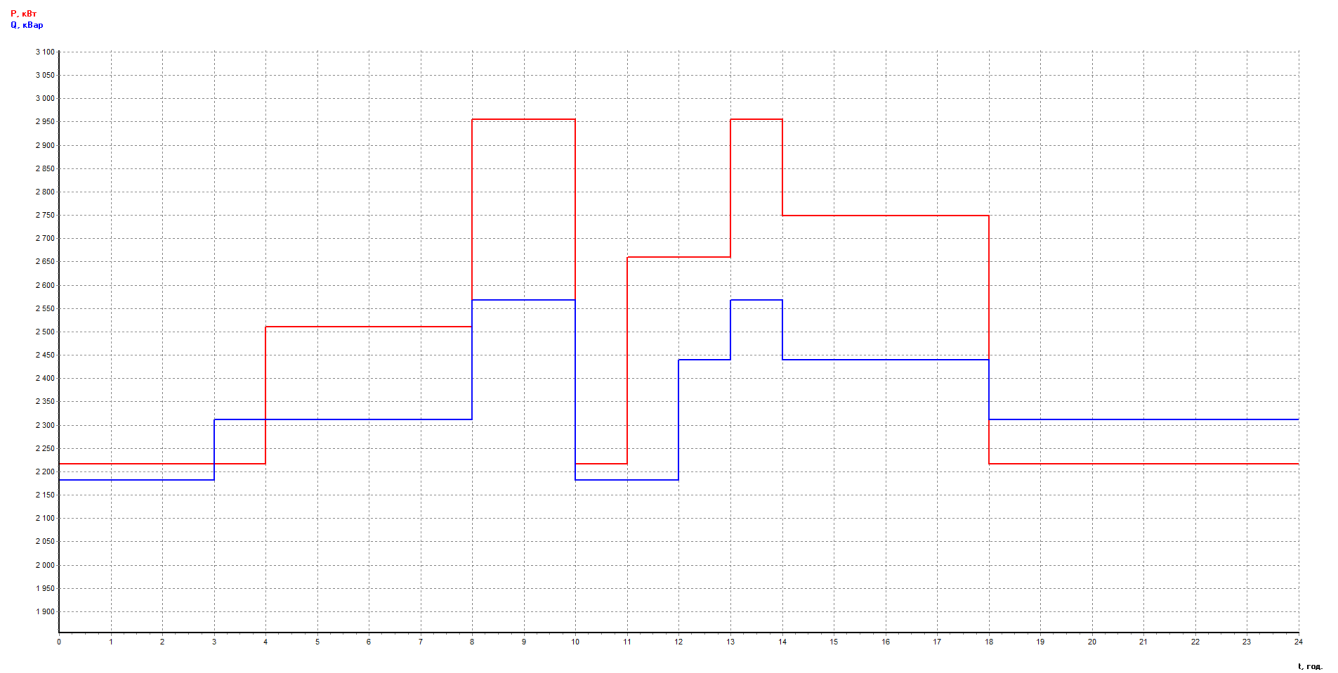


Рис.3.1. Добовий графік навантаження Р, Q (літні робочі дні)

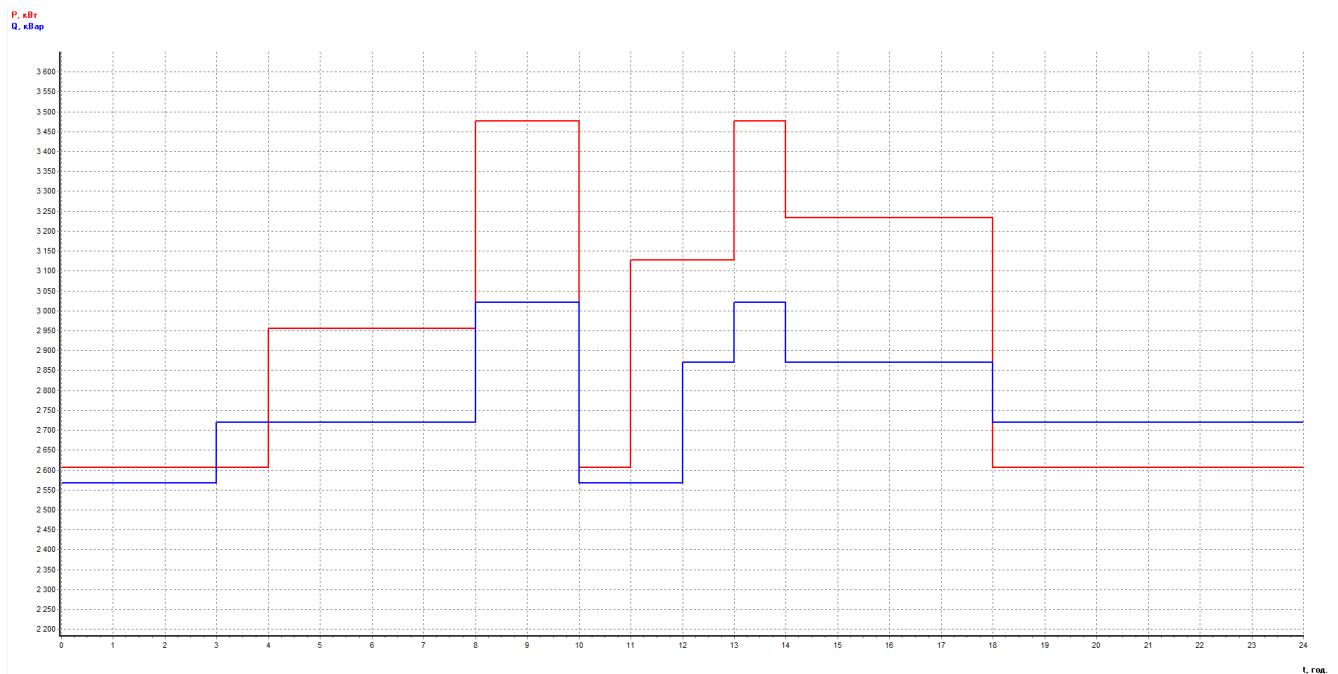


Рис.3.2. Добовий графік навантаження Р, Q (зимові робочі дні)

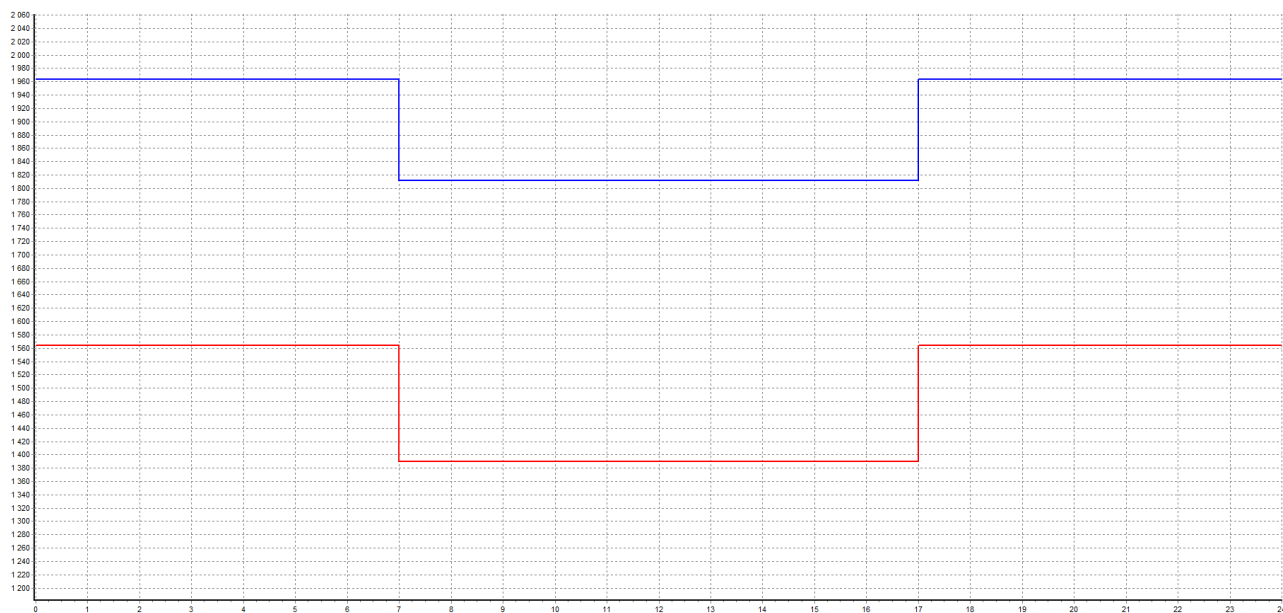
Р, кВт
Q, кВар



т. год.

Рис.3.3. Добовий графік навантаження Р, Q (літні вихідні дні)

Р, кВт
Q, кВар



т. год.

Рис.3.4. Добовий графік навантаження Р, Q (зимові вихідні дні)

						Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

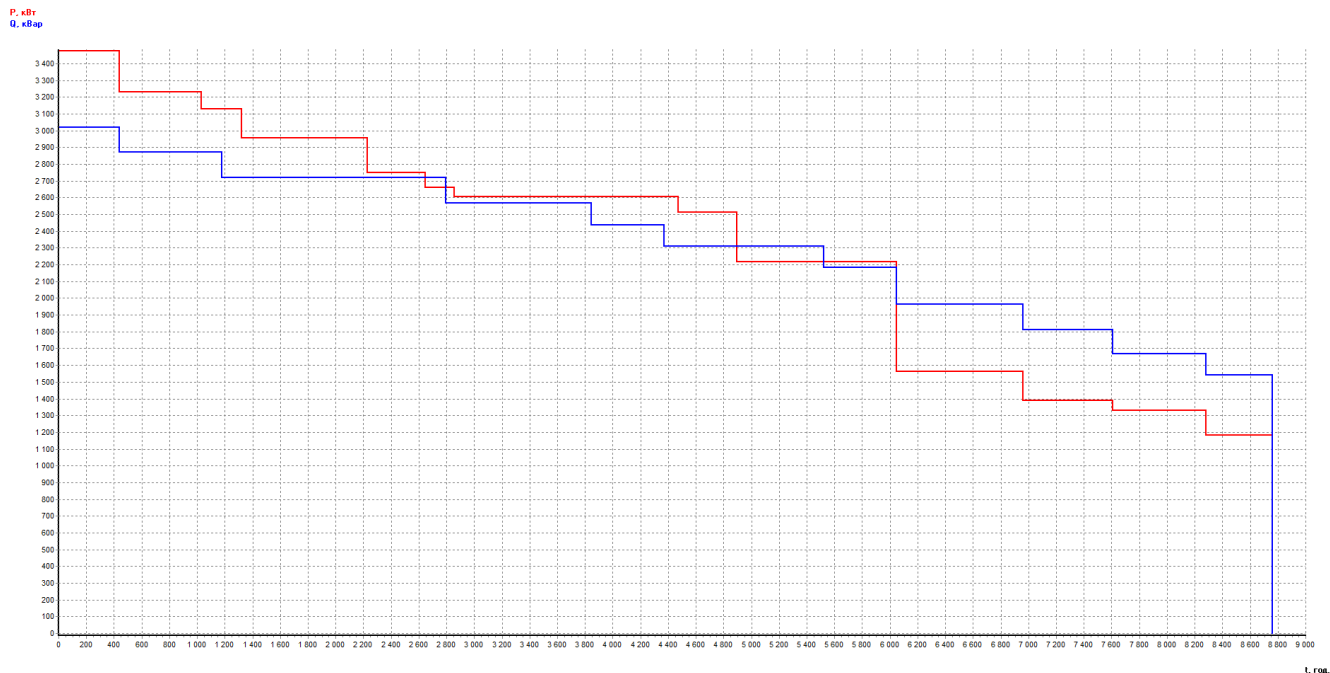


Рис.1.5. Річний графік навантаження P, Q

Розрахункові величини графіка електричних навантажень

S_p	=	4605,01	МВА
$W_{з.р.}$	=	10306611	кВт год.
$V_{з.р.}$	=	9725814	кВар год.
$W_{з.в.}$	=	2326740	кВт год.
$V_{з.в.}$	=	2964130	кВар год.
$W_{л.р.}$	=	6257475	кВт год.
$V_{л.р.}$	=	5904150	кВар год.
$W_{л.в.}$	=	1461120	кВт год.
$V_{л.в.}$	=	1861248	кВар год.
W_p	=	20351946	кВт год.
V_p	=	20455342	кВар год.
T_{max}	=	6266,051	год.
τ	=	4935,455	год.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	22

4. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЗАВОДУ БУДІВЕЛЬНИХ ВИРОБІВ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП

Для визначення місця розташування ГЗП на генеральний план заводу будівельних виробів наноситься картограма електричних навантажень.

Проводячи аналогію між масами і електричними навантаженнями цехів P_i координати їх центра (X , Y) для заводу можна визначити за виразами (4.1):

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (4.1)$$

де X_i та Y_i – координати центрів електричного навантаження i -го цеху.

$$X_0 = \frac{1673522,44}{3762,36} = 444,81 \text{ м} \quad Y_0 = \frac{791625,7}{3762,36} = 210,41 \text{ м}$$

Координати центру на генплані заводу $X=14,827$ см, $Y=7,014$ см.

З конструктивних міркувань та з метою зменшення перетоків потужності місце спорудження ГЗП зміщуємо в сторону джерела живлення.

Приклад розрахунку R та α для відділення цементних млинів: при масштабі навантаження $m=0,2$ кВт/мм² радіус кола, яке зображує силове та освітлювальне навантаження:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{380,67}{3,14 \cdot 0,2}} = 24,61 \text{ мм}$$

$$\alpha = \frac{P_{\text{осв}} \cdot 360^0}{\pi \cdot R^2 \cdot m} = \frac{20,68 \cdot 360^2}{3,14 \cdot 24,61^2 \cdot 0,2} = 19,56^0$$

Розрахунки для інших цехів заводу проводяться аналогічно, отримані результати приведені в таблиці 4.1.

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

Таблиця 4.1. Дані для побудови картограми електричних навантажень та розрахунку умовного центру електричних навантажень

№ по плану	Найменування	P ^{0,4} сил, кВт	P _р осв, кВт	P _р , кВт	m	R, мм	a	x, м	y, м	P*х, кВт м	P*у, кВт м
1	Пічний цех. Холодна половина цеху	372,93	28,91	401,84	0,2	25,29	25,90	330,00	360,00	132605,98	144661,07
2	Пічний цех. Гаряча половина цеху	442,79	22,16	464,95	0,2	27,20	17,16	516,00	360,00	239913,31	167381,38
3	Горизонтальний шлам-басейн	105,17	25,86	131,03	0,2	14,44	71,04	525,00	180,00	68789,65	23585,02
4	Склад сировини	60,54	8,40	68,94	0,2	10,47	43,86	690,00	60,00	47565,34	4136,12
5	Відділення сировинних млинів	1130,82	36,20	1167,01	0,2	43,10	11,17	540,00	90,00	630188,06	105031,34
6	Склад клінкера	44,50	12,52	57,02	0,2	9,53	79,05	330,00	300,00	18815,30	17104,81
7	Відділення цементних млинів	359,99	20,68	380,67	0,2	24,61	19,56	345,00	156,00	131332,06	59384,93
8	Сушильне відділення	422,12	29,55	451,67	0,2	26,81	23,55	510,00	300,00	230353,25	135501,91
9	Шлам-басейн	89,17	2,45	91,62	0,2	12,08	9,62	675,00	120,00	61842,90	10994,29
10	Цементні силоси	125,68	15,07	140,75	0,2	14,97	38,53	246,00	186,00	34624,72	26179,67
11	Матеріальний склад	113,23	5,44	118,68	0,2	13,74	16,51	135,00	180,00	16021,18	21361,58
12	Склад ПММ	32,43	4,98	37,41	0,2	7,72	47,90	66,00	360,00	2468,75	13465,90
13	Склад вогнестійких матеріалів	45,29	2,33	47,63	0,2	8,71	17,63	144,00	369,00	6858,10	17573,88
14	Склад готової продукції	24,21	4,20	28,41	0,2	6,72	53,20	66,00	270,00	1875,32	7671,76
15	Насосна	101,94	4,15	106,09	0,2	12,99	14,07	39,00	180,00	4137,56	19096,42
16	Автогараж	13,87	3,63	17,50	0,2	5,28	74,64	663,00	180,00	11604,59	3150,57
17	Заводоуправління	42,86	8,29	51,15	0,2	9,02	58,38	675,00	300,00	34526,37	15345,05
	Всього по заводу	3527,55	234,81	3762,36						1673522,44	791625,7

X₀= 444,81 14,827 CM

$$Y_0 = 210,41 \quad 7,014 \text{ CM}$$

5. ВИБІР НАПРУГИ І ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ БУДІВЕЛЬНИХ ВИРОБІВ

Джерелом живлення електричною енергією заводу будівельних виробів з розрахунковим навантаженням $S_p = 4605,01$ кВА – є системна підстанція з двома трансформаторами 35/10 кВ. Відстань між підстанцією і заводом $L=6$ км.

Виходячи з взаємного розташування заводу та підстанції 35/10 кВ, що живлює, намічаємо два можливих варіанта електропостачання.

Варіант I. Електропостачання можливе дволанцюговою повітряною лінією 35 кВ зі спорудженням підстанції 35/10 кВ на території заводу. Відстань від системної підстанції до заводу 6 км (рис.5.1,а).

Варіант II. Електропостачання можливе кабельними лініями 10 кВ, які прокладені в троншеї. На території заводу споруджується ЦРП 10 кВ. Відстань від системної підстанції до заводу теж 6 км (рис.5.1,б).

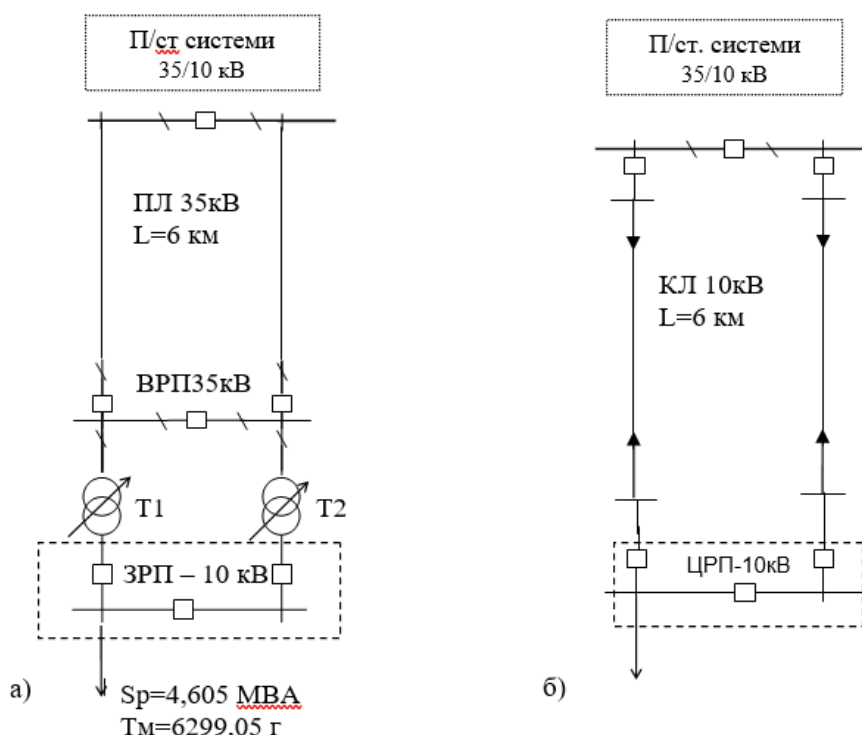


Рис. 5.1. Схеми зовнішнього електропостачання заводу будівельних виробів

					Арк.
					25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Варіант І.

Вибір перерізу проводу.

Розрахунковий струм в лінії

$$I_M = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{4605,01}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 37,98 \text{ А.}$$

$$I_p = \alpha_l \alpha_T I_M = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 37,98 = 39,88 \text{ А}$$

Вибираємо провід АС 120/19, залізобетонні опори, $I_{доп} = 380 \text{ А}$, втрати потужності $\Delta P_{л0} = 140 \text{ кВт/км}$.

По короні провід на 35 кВ не перевіряється.

$$\text{Перевірка на нагрів: } I_{ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 39,88 = 79,76 \text{ А}$$

$79,76 \text{ А} < 380 \text{ А}$, провід АС 120/19 задовольняє умовам перевірки.

Коефіцієнт завантаження лінії в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_{MAX}}{I_{доп}} = \frac{39,88}{380} = 0,1$$

Вибір трансформаторів на підстанції. Приймаємо, що частка споживачів І та ІІ категорії складає 80%, тоді

$$S_{p.m} \geq \frac{S_{max} \cdot K_{1,2}}{K_{як}(n-1)} = \frac{4,605 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 2,6 \text{ МВА}$$

Приймаємо до встановлення два трансформатора ТМН 2500/35. Коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_3 = \frac{S_{max}}{n \cdot S_{ном}} = \frac{4,605}{2 \cdot 2,5} = 0,92$$

Технічні дані трансформатора:

$$U_{ВН} = 35 \text{ кВ}; \quad U_{ВН} = 11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_K = 23,5 \text{ кВт}; \quad \Delta P_X = 5,1 \text{ кВт}; \quad U_K = 6,5\%; \quad I_X = 1,1\%$$

Розрахунок втрат електроенергії

Втрати потужності в лінії:

$$\Delta P_{л} = \Delta P_{1 км} l_{\Sigma} K_3^2 = 140 \cdot 12 \cdot 0,01 = 16,8 \text{ кВт}$$

						Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати електричної енергії в лініях

$$\Delta W_L = \Delta P_L \cdot \tau = 16,8 \cdot 4935,45 = 82915,56 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_x t + \Delta P_x K_s^2 \tau) = 2 \cdot (5,1 \cdot 8760 + 23,5 \cdot 0,85 \cdot 4935,45) = 286116,05$$

кВт·год

Сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta W_I = \Delta W_L + \Delta W_T = 82915,56 + 286116,05 = 369031,61 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість втрат електроенергії при $C_0=5,29$ грн/кВт·г по 1 класу напруги

$$C = C_0 \cdot \Delta W_I = 5,29 \cdot 369031,61 \cdot 10^{-3} = 1952,18 \text{ т.грн.}$$

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 5.1. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Оди- ниця	Кількість	Вартість	Всього
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	6	316,725	1900,35
	ВРП 35 кВ	шт.	1	320	320
	2 х ТМН-2500/35	шт.	2	1400	2800
Всього					5020,35

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 5.2. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	К _ж , тис.грн.	Р _{аж} , %	С _{аж} , тис.грн.	Р _{эж} , %	С _{эж} , тис.грн.	С _ж , тис.грн.
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	1900,35	5	95,017	5	95,017	190,035
	ВРП 35 кВ	320	15	48	5	16	64
	2 х ТМН-2500/35	2800	15	420	5	140	560
Всього							814,035

Розрахункові витрати по I варіанту

$$Z_I = E_n K_i + C_i + C_{\text{втр } i} = 0,12 \cdot 5020,35 + 814,035 + 1952,18 = 3368,657 \text{ т.грн.}$$

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

Варіант II.

Вибір перерізу кабеля.

Розрахунковий струм в лінії

$$I_M = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4605}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 132,935 \text{ А}$$

Площа перерізу кабельної лінії визначається за економічною щільністю струму (при $T_M = 6266,05$ год $j_{ек}=1,2 \text{ А/мм}^2$)

$$F_{РОЗР} = \frac{I_M}{j_{ек}} = \frac{132,935}{1,2} = 110,78 \text{ мм}^2$$

Приймаємо два кабеля АСБ (3х120) з припустимим струмом 240 А.

Перевіряємо кабель на нагрів

$$I_{ав.р} \leq I_{доп},$$

$$\text{де } I_{ав.р} = 2 \cdot I_M = 2 \cdot 132,94 = 265,88 \text{ А}$$

$$I'_{доп} = K_1 \cdot K_{ас.л} \cdot I_{доп} = 1,0 \cdot 1,25 \cdot 240 = 300 \text{ А}$$

Кабель марки АСБ (3х120) задовольняє умовам перевірки.

Коефіцієнт завантаження кабельної лінії в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_M}{I_{доп}} = \frac{132,94}{240} = 0,55$$

Розрахунок втрат електроенергії

Втрати потужності в кабельній лінії:

$$\Delta P_L = \Delta P_{1км} l_{\Sigma} K_3^2 = 54 \cdot 12 \cdot 0,3025 = 196,02 \text{ кВт}$$

$$\text{де } \Delta P_{1км} = 54 \text{ кВт/км}$$

Втрати електричної енергії в кабельній лінії:

$$\Delta W_L = \Delta P_L \cdot \tau = 196,02 \cdot 4935,45 = 967446,91 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість втрат електроенергії при $C_0 = 6,56$ грн/кВт·г по 2 класу напруги

$$C = C_0 \cdot \Delta W_L = 6,56 \cdot 967446,91 \cdot 10^{-3} = 6346,45 \text{ т.грн.}$$

						Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 5.3. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
2	КЛ 10 кВ	км	12	142,675	1712,1
	Траншея	км.	6	50,8	304,8
	Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	98,5	197
Всього					2213,9

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 5.4. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	К _ж , тис.грн.	Р _{аж} , %	С _{аж} , тис.грн.	Р _{эж} , %	С _{эж} , тис.грн.	С _ж , тис.грн.
2	КЛ 10 кВ	1712,1	5	85,605	5	85,605	171,21
	Траншея	304,8	5	15,24	5	15,24	30,48
	Шафи КРП серії КУ-10	197	15	29,55	5	9,85	39,4
Всього							241,09

Розрахункові витрати по II варіанту

$$З_{II} = E_{\kappa} K_i + C_i + C_{\text{втр } i} = 0,12 \cdot 2213,9 + 241,09 + 6346,45 = 6853,21 \text{ т.грн.}$$

В таблиці 5.5 порвнюються основні техніко-економічні показники варіантів.

Таблиця 5.5. Техніко-економічні показники варіантів.

№ пп	Показники	Одиниця виміру	Варіанти	
			I (35кВ)	II (10 кВ)
1	Капітальні вкладення	т.грн.	5020,35	2213,9
2	Поточні витрати	т.грн.	814,035	241,09
3	Вартість втрат електроенергії	т.грн.	1952,18	6346,45
4	Зведені витрати	т.грн.	3368,657	6853,21

Аналіз результатів розрахунку показав, що варіант живлення заводу будівельних виробів на напругу 10 кВ має більші розрахункові витрати. Оптимальним варіантом електропостачання споживачів є варіант електропостачання повітряними лініями 35 кВ (рис.5.1,а).

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

6. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ЗАВОДІ БУДІВЕЛЬНИХ ВИРОБІВ

6.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Сумарна потужність компенсуючих пристроїв, що входять до системи в електромережі, визначається так::

$$Q_{\text{КП}} = Q_P - Q_C, \quad (4.1)$$

де Q_P – розрахункове реактивне навантаження знаходиться в максимальному режимі;

Q_C – реактивна потужність економічно обґрунтованої системи, яка може передаватися споживачу в режимі максимального активного навантаження, згідно технічних вимог.

Реактивна потужність Q_C розраховується за такою формулою:

$$Q_C = P_P \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (4.2)$$

де P_P – розрахункове активне навантаження в максимальному режимі.

Розрахунок балансу активної та реактивної потужності.

Сумарне низьковольтне електричне навантаження:

$$P_n = \sum P_{\text{ТП}} = 3438,34 \text{ кВт} \quad Q_n = \sum Q_{\text{ТП}} = 2815,38 \text{ кВАр}$$

Сумарні втрати в цехових ТП:

$$\Delta P_m = \sum \Delta P_{\text{ТП}} = 37,55 \text{ кВт} \quad \Delta Q_m = \sum \Delta Q_{\text{ТП}} = 205,27 \text{ кВАр}$$

Сумарне високовольтне навантаження:

$$P_\varepsilon = \sum P_{\text{ВН}} = 0 \text{ кВт} \quad Q_\varepsilon = \sum Q_{\text{ВН}} = 0 \text{ кВАр}$$

Сумарне споживання активної та реактивної потужностей:

$$P_p = P_n + \Delta P_m + P_\varepsilon = 3438,34 + 37,55 + 0 = 3475,89 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_n + \Delta Q_m + Q_\varepsilon = 2815,38 + 205,27 + 0 = 3020,65 \text{ кВАр}$$

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

Реактивна потужність, яка споживається від системи:

$$Q_c = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_c = 3475,89 \cdot 0,15 = 521,38 \text{ квар}$$

Сумарна потужність компенсуючих пристроїв

$$Q_{KP} = Q_p - Q_c = 3020,65 - 521,38 = 2499,27 \text{ квар}$$

Вартість установки підстанції на промисловому підприємстві дуже висока, і кількість встановлених трансформаторів має велике значення при виборі компенсаційних заходів. У деяких випадках оптимальним є мінімальна кількість трансформаторів, яке розраховується за формулою:

$$N_o = \frac{P}{K_3 \cdot S_{ном}} = \frac{3438,34}{0,7 \cdot 1000} = 4,91$$

де P – сумарна активна потужність, яка споживається у мережах до 1000 В, МВт (сума розрахункових навантажень по цеховим ТП); K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів; $S_{ном}$ – номінальна потужність одного трансформатора, МВА. Отримана величина повинна бути округлена до найближчого більшого цілого значення, $N_o = 5$.

Надалі будуть розглядатися варіанти компенсації при кількості трансформаторів $N = N_o$, $N = N_o + 1$, $N = N_o + 2$.

Варіант 1. $N = N_o = 5$ шт. Реактивна потужність, яка може бути передана із мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{ном})^2 - (P_n + \Delta P_m)^2} = \sqrt{(5 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 3475,89^2} = 410,11 \text{ кВАр}$$

Потужність КП, що встановлюються в мережі до 1000 В Q_{KH} , визначається із умови балансу реактивної потужності на шинах ТП:

$$Q_{KH} = (Q_n + \Delta Q_m) - Q_1 = 3020,65 - 410,11 = 2610,54 \text{ кВАр}$$

Потужність компенсуючих пристроїв, що встановлюються в мережі 10 кВ, Q_{KB} , визначається із умови балансу реактивної потужності на шинах 10 кВ:

$$Q_{KB} = Q_{KP} - Q_{KH} = 2499,27 - 2610,54 = -111,27 \text{ кВАр}$$

Розрахунок варіантів $N = N_o + 1$, $N = N_o + 2$ виконується аналогічно.

Результати розрахунку зведено в таблицю 6.1.

						Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.1. Розрахунок потужності компенсуючих пристроїв

№ варіанту	Кількість тр-торів	$Q_1, \text{кВАр}$	$Q_{KH}, \text{кВАр}$	$Q_{KB}, \text{кВАр}$
1	5	410,11	2610,54	-111,27
2	6	2357,58	663,07	1836,2
3	7	3453,72	0	2499,27

6.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

Потужності БК, які встановлюються на шинах 0,4 кВ цехових підстанцій, залежать від реактивної потужності на шинах цієї підстанції і від пропускної здатності трансформатора.

Приклад розрахунку потужності батареї конденсаторів на шинах 0,4 кВ цехової підстанції.

КТП 1.

$P_{HH}=1372,45 \text{ кВт};$ $Q_{HH}=952,74 \text{ квар};$ $S_{НОМ}=1000 \text{ кВА};$

$N_T=2$ $K_3=0,7$

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1372,45^2} = 276,37 \text{ вар}$$

$$Q_{кп} = Q_{HH} - Q_1 = 952,74 - 276,37 = 676,37 \text{ квар}$$

До встановлення приймаємо стандарті батареї конденсаторів

2хКРМ-0,4-300 (сумарна потужність БК – 300 квар). Аналогічно розраховуємо потужності батарей конденсаторів на 0,4 кВ для інших підстанцій. Результати зводимо в таблиці 6.2, 6.3 та 6.4.

В таблиці 6.5 приведений розрахунок витрат на генерацію реактивної потужності з урахуванням вартості стандартних БК і цехових підстанцій і з урахуванням втрат потужності в елементах системи електропостачання.

В таблиці 6.6. приведені результати розрахунку електричного навантаження заводу будівельних виробів вище 1000 В з урахуванням стандартних БК.

Розрахунковий $\text{tg}\varphi_p$ складає $\text{tg}\varphi_p = 0,123$

Таким чином, при встановленні вибраних БК на 0,4 кВ забезпечується баланс реактивної потужності в системі електропостачання заводу.

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

Таблиця 6.2. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів N = 5 шт.

№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{np}, \text{кВАр}$	$Q_{кп}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт.·кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{кп}-Q_{бк}, \text{кВАр}$	K_3	$S_p, \text{кВА}$
1	2	1372,45	952,74	276,37	676,37	2·300;	600	76,37	0,71	1417,05
2	2	1395,25	1252,18	115,23	1136,95	2·200; 2·250;	900	236,95	0,72	1439,01
3	1	737,71	593,29	0	593,29	2·250;	500	93,29	0,74	743,585

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 2000 кВАр.

Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: 2·300; сумарна потужність БК 10 кВ складає 600 кВАр.

Таблиця 6.3. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів N = 6 шт.

№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{np}, \text{кВАр}$	$Q_{кп}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт.·кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{кп}-Q_{бк}, \text{кВАр}$	K_3	$S_p, \text{кВА}$
1	2	1372,45	952,74	276,37	676,37	2·300;	600	76,37	0,71	1417,05
2	2	1395,25	1252,18	115,23	1136,95	2·200; 2·250;	900	236,95	0,72	1439,01
3	2	737,71	593,29	1189,87	0		0	0	0,47	946,683

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 1500 кВАр.

Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: 2·450; 2·150; сумарна потужність БК 10 кВ складає 1200 кВАр.

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

Таблиця 6.4. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів N = 7 шт.

№ КТП	К-сть т-рів	P_p , кВт	Q_p , кВАр	Q_{np} , кВАр	$Q_{кп}$, кВАр	Кількість та потужність БК, шт. кВАр	Сума $Q_{БК}$, кВАр	$Q_{кп} - Q_{бк}$, кВАр	K_3	S_p , кВА
1	2	1372,45	952,74	276,37	676,37	2·300;	600	76,37	0,71	1417,05
2,3	3	1395,25	1252,18	1569,48	0		0	0	0,62	1874,75
4	2	737,71	593,29	1189,87	0		0	0	0,47	946,683

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 600 кВАр.

Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ: 2·450; 2·300; сумарна потужність БК 10 кВ складає 1500 кВАр.

Варіант 1. N = 5 шт.

Втрати активної потужності в КП:

$$\Delta P_{KH} = P_{ПИТ}^{KH} \cdot Q_{KH} = 0,0045 \cdot 2000 = 9 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{KB} = P_{ПИТ}^{KB} \cdot Q_{KB} = 0,003 \cdot 600 = 1,8 \text{ кВт}$$

Втрати активної потужності при передачі через трансформатори реактивної потужності:

$$\Delta P_{ТП} = \frac{P_{HH}^2 + Q_1^2}{U_H^2} R_T \cdot 10^{-3} = \frac{3438,34^2 + 410,11^2}{10^2} \cdot 0,22 \cdot 0,001 = 26,38 \text{ кВт}$$

де

$$R_{екв} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{N \cdot S_{НОМ}^2} \cdot 10^3 = \frac{11 \cdot 10^2}{5 \cdot 1000^2} \cdot 1000 = 0,22 \text{ Ом}$$

Вартість КП на стороні 0,4 кВ:

$$K_{KH} = \sum_{i=1}^n N_{KH i} \cdot K_{KH i} =$$

$$= 2 \cdot 23,8 + 4 \cdot 26,9 + 2 \cdot 29,73 = 214,66 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КП на стороні 10 кВ:

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB i} \cdot K_{KB i} = 2 \cdot 29,73 = 59,46 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КТП:

$$K_{КТП} = N_{КТП(2)} \cdot K_{КТП(2)} + N_{КТП(1)} \cdot K_{КТП(1)} =$$
$$= 2 \cdot 638 + 1 \cdot 337,5 = 1613,5 \text{ тис.грн.}$$

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

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності:

$$\begin{aligned}
 Z &= E_H (K_{KH} + K_{KB} + K_{KTP}) + C_0 \tau (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{TP}) = \\
 &= 0,12 \cdot (214,66 + 59,46 + 1613,5) + 5,29 \cdot 4935,45 \cdot (9 + 1,8 + 26,38) \cdot 10^{-3} = \\
 &= 1197,23 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

Розрахунок двох інших варіантів проводиться аналогічно. Результати розрахунку приведені в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5. Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності

№ вар.	$Q_{KH},$ кВАр	$\Delta P_{KH},$ кВт	$Q_{KB},$ кВАр	$\Delta P_{KB},$ кВт	$N_{TP},$ шт.	$R_{екв},$ Ом	$S_{пр},$ кВА	$\Delta P_{TP},$ кВт	$K_{KH},$ тис. грн.	$K_{KB},$ тис. грн.	$K_{KTP},$ тис. грн.	$Z,$ тис. грн.
1	2000	9	600	1,8	5	0,22	3462,7	26,38	214,66	59,46	1614	1197
2	1500	6,75	1200	3,6	6	0,18	4169	31,28	160,86	108,2	1914	1349
3	600	2,7	1500	4,5	7	0,16	4873,4	38	59,46	132,8	2252	1473

Таблиця 6.6. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В з урахуванням КП

[illegible]

продовження таблиці 6.6.

1		2	3			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Номинальна потужність, кВА:	1000																
Коефіцієнт завантаження K _c =	0,74																
Всього на шинах 10 кВ ТПЗ															745,89	137,70	758,50
Всього по заводу будівельних виробів																	
силова		208	1	-	100	4545	100	0,7	0,7	0,9	2989,50	2671,91	91	1,066	3185,75	2671,91	4157,89
освітлювальна															252,59	143,47	
Всього															3438,34	2815,38	4443,93
БК 0,4 кВ																-2000	
Втрати в трансформаторах															39,02	212,58	
Всього по заводу															3477,35	1027,95	3626,11
БК 10 кВ																-600,00	
Всього на шинах 10 кВ заводу													tgφ=	0,123	3477,35	427,95	3503,59

7. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ЗАВОДІ БУДІВЕЛЬНИХ ВИРОБІВ

7.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів головної знижувальної підстанції

Споживачі I, II категорій у складі навантаження заводу складають 80%.

Максимальне навантаження цементного заводу $S_{\max}=3503,59$ кВА

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{TP,P} = \frac{S_{MAX} \cdot K_{I,II}}{1,4} = \frac{3,503 \cdot 0,8}{1,4} = 2,0 \text{ МВА}$$

Обираємо 2*ТМН 2500/35, $S_{H,T}=2500$ кВА

$U_{BH}=35$ кВ $U_{HH}=11$ кВ $\Delta P_K=23,5$ кВт $U_K=6,5\%$

$\Delta P_X=5,1$ кВт $I_X=1,1\%$

В нормальному режимі трансформатори будуть працювати з коефіцієнтом завантаження

$$K_3 = \frac{S_{MAX}}{n \cdot S_{H,T}} = \frac{3,503}{2 \cdot 2,5} = 0,7$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в аварійному режимі

$$K_{3,AB} = \frac{S_{MAX}}{S_{H,T}} = \frac{3,503}{2,5} = 1,4012, \text{ тому потрібно відключення споживачів III}$$

категорії в аварійному режимі.

7.2. Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів, та місця розташування цехових підстанцій (ТП)

При виборі місця, кількості, потужності та типу трансформаторів враховуються такі фактори:

- розрахункове навантаження;
- категорія споживачів за безперебійністю електропостачання;
- перевантажувальна здатність трансформаторів;

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

- екологічні умови;
- питома густина навантаження;
- встановлюючи компенсуючи пристрої;
- архітектурні міркування.

Цехові підстанції з двома трансформаторами застосовуються при перевазі електроприймачів I та II категорій, для усунення небезпеки для життя через технічні вимоги виробничого процесу або, наприклад, в енергоємних сферах, які використовуються, коли необхідне безперебійне живлення заводу з високою питоною щільністю навантажень цехів $S_{пит}$.

Потужність трансформаторів підстанцій визначається із системи нерівностей:

- 1) із умови обмеження штовкового навантаження

$$S_{ном} > 0,25 S_{п1}$$

- 2) із умови систематичного перевантаження

$$S_{ном} \geq S_p / K_1$$

- 3) із умови аварійного перевантаження

$$S_{ном} \geq S_p / K_2$$

При двозмінному режимі роботи $K_1=1,08$, коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження при тривалості перевантаження 8-24 год $K_2=1,4$.

На заводі будівельних виробів приймаємо до встановлення комплектні трансформаторні підстанції КТП – 10/0,4 кВ вбудованого типу, трансформатори завантажені рівномірно.

Для ТП №1: вибираємо потужність силових трансформаторів:

$S_{тр\ p} = S_p / 1,4(n - 1) = 1417,06 / (2-1)*1,4 = 1012,18$ кВА - приймаємо трансформатор з найближчою більшою потужністю: ТМН - 1000/10. Приймаємо до встановлення КТП 10/0,4 Хмельницького заводу трансформаторних підстанцій.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$$K_3 = S_p / (n S_{тр}) = 1417,06 / (2 \cdot 1000) = 0,71$$

Аналогічно проводимо розрахунки для інших заводських ТП, результати зводимо в таблицю 7.1. В таблиці 7.2. приведений вибір трансформаторів заводу.

						Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.1. Вибір потужності та місця розташування цехових ТП

№ ТП	Рр	Qр	Sp	Вид ТП	Nтр	Стр	Кз	Категорія за ПБ	Місце розташування	% обмеження споживачів III категорії	Категорія споживачів
ТП1	1372,45	352,74	1417,06	вбуд.	2	х 1000	0,71	Д	Сушильне відділення	1,20	I,II,III
ТП2	1395,25	352,18	1439,01	вбуд.	2	х 1000	0,72	Д	Відділення сировинних млинів	2,71	I,II,III
ТП3	737,71	93,29	743,59	вбуд.	1	х 1000	0,74	Д	Цементні силоси	5,86	I,II,III

Таблиця 7.2. Вибір трансформаторних підстанцій

№ ТП	N шт	Spоз, кВА	Марка	Кз	Sном≥ Sp/K ₁	Sном≥ Sp/K ₂	Тип КТП
ТП№1	2	1417,06	TM31000/10	0,71	656,04	506,09	вбудов.
ТП№2	2	1439,01	TM31000/10	0,72	666,21	513,93	вбудов.
ТП№3	1	743,59	TM31000/10	0,74	688,51	531,13	вбудов.

8. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ, ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

8.1. Розрахунок струмів короткого замикання

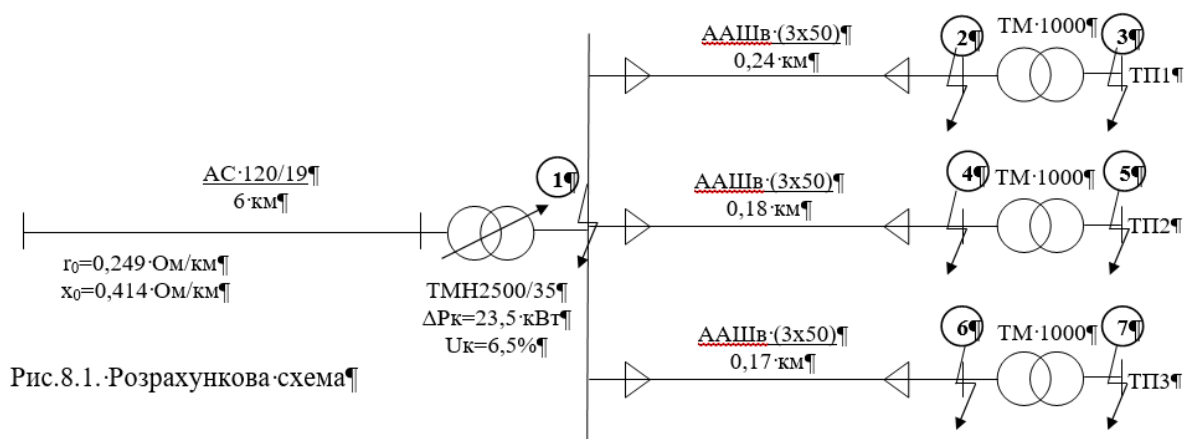
Для розрахунку струмів короткого замикання складається розрахункова схема в однолінійному зображенні. В неї вводяться всі джерела, які приймають участь в живленні місця КЗ, та всі елементи системи електропостачання (трансформатори, лінії), які розташовані між ними та місцем КЗ.

Для розрахунку струмів короткого замикання в системі 10 кВ заводу будівельних виробів необхідно обрати кабелі до цехових підстанцій.

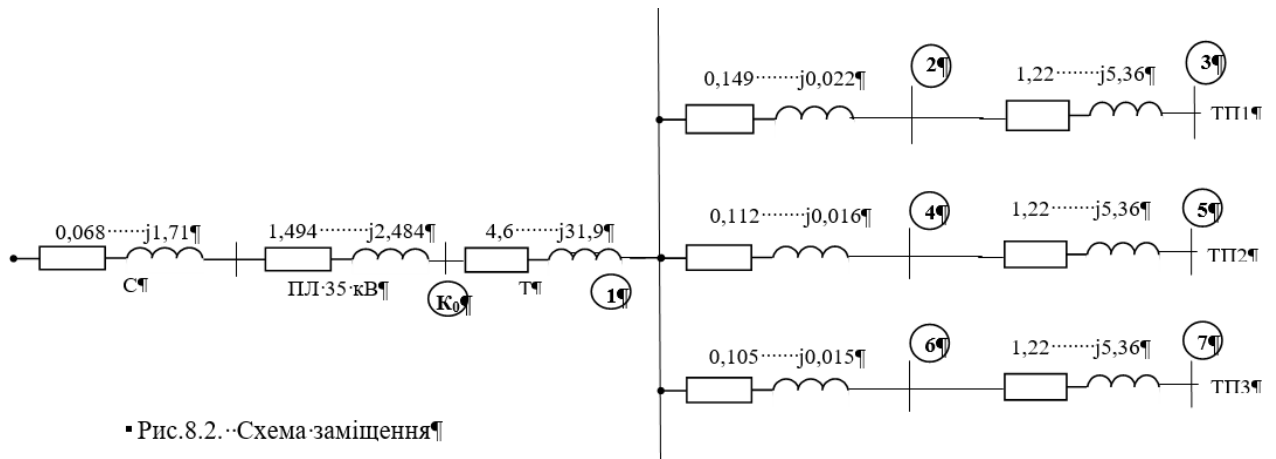
Перед обчисленням струмів КЗ складається розрахункова схема, що приведена на рисунку 8.1. На схемі позначаються точки, в яких треба розрахувати струми короткого замикання.

По розрахунковій схемі складається схема заміщення (рис. 8.2), на якій всі елементи показані у вигляді опорів.

Вихідними даними для розрахунку є схема живлячої мережі та потужність КЗ на шинах 35 кВ підстанції 35/10 кВ $S''_c=800\text{MVA}$.



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



Розрахунок опорів елементів схеми.

$$X_C = \frac{U_{CP1}^2}{S_C''} = \frac{37^2}{800} = 1,71 \text{ Ом}$$

$$R_C = \frac{X_C}{25} = \frac{1,71}{25} = 0,068 \text{ Ом}$$

Лінія Л1 35 кВ, провод АС120/19, $r_0=0,249 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,414 \text{ Ом/км}$

$$R_L=0,249 \cdot 6=1,494 \text{ Ом} \quad X_L=0,414 \cdot 6=2,484 \text{ Ом}$$

Трансформатор на п/ст, $S_{ном}=2500 \text{ кВА}$

$$\Delta P_K=23,5 \text{ кВт}, \quad U_K=6,5\%$$

$$R_T = \frac{23,5 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{2500^2} = 4,6 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{6,5 \cdot 35^2 \cdot 10}{2500} = 31,9 \text{ Ом}$$

Опір до шин ВН, точка “К0”

$$R_{K0}=R_C+R_L=0,068+1,494=1,562 \text{ Ом}$$

$$X_{K0}=X_C+X_L=1,71+2,484=4,194 \text{ Ом}$$

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

Струм КЗ на шинах ВН

$$I''_{KO} = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{KO}^2 + X_{KO}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,562^2 + 4,194^2}} = 4,77 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{KO}}{\omega \cdot R_{KO}} = \frac{4,194}{314 \cdot 1,562} = 0,008 \text{ с}$$

Ударний струм в точці К_О

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,77 \cdot (1 + e^{-0,01/0,008}) = 8,678 \text{ кА}$$

Розрахунковий струм КЗ на шинах НН (точка К₁)

$$R_{K1} = R_{KO} + R_T = 1,562 + 4,6 = 6,162 \text{ Ом}$$

$$X_{K1} = X_{KO} + X_T = 4,194 + 31,9 = 36,094 \text{ Ом}$$

Струм КЗ в точці К₁, приведений до високої сторони

$$I''_{K1} = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,162^2 + 36,094^2}} = 0,583$$

Дійсний струм КЗ у вузлі 1

$$I''_{K1(\phi)} = I''_{K1} \cdot \frac{37}{11} = 0,583 \cdot \frac{37}{11} = 1,962 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{36,094}{314 \cdot 6,162} = 0,018 \text{ с}$$

Ударний струм на шинах НН ГЗП

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,962 \cdot (1 + e^{-0,01/0,018}) = 4,366 \text{ кА}$$

В таблиці 8.1. приведений розрахунок струму КЗ в вузлах схеми.

					Арк. 44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 8.1. Струми КЗ п/ст 35/10

КЗ	$I_{к''}$, кА	I_y , кА	T_a , с
ВН(0)	4,77	8,678	0,008
НН(1)	1,962	4,366	0,018

Приклад розрахунку вибору кабеля до КТП1

$$S_p = 1454,57 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{1454,57}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 42,04 \text{ А}$$

$$F_p = 42,04/1,2 = 35,03 \text{ мм}^2. \text{ Приймаємо кабель ААШв (3х50), } I_{доп} = 140 \text{ А}$$

Мінімальний переріз кабеля в мережі 10 кВ при струмі КЗ $I_{к1}'' = 1,962 \text{ кА}$

$$t_{отк} = t_{p,з} + t_{o,в} + \Delta t = 0,1 + 0,065 + 1,2 = 1,365 \text{ с}$$

$$B_k = 1,962^2 (1,365 + 0,018) = 5,323 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{5,323 \cdot 10^3}}{94} = 25,54 \text{ мм}^2$$

Мінімальний переріз кабеля по термічній стійкості дорівнює ААШв(3х35), $I_{доп} = 115 \text{ А}$. Вибір кабелів приведений в таблиці 8.2.

Таблиця 8.2. Вибір кабелів 10 кВ мережі заводу

№ пп	Найменування КЛ	№ тр	S_p , кВА	I_p , А	F_p , мм ²	$F_{ст}$, мм ²	$F_{мин}$ Т.У., мм ²	$I_{доп}$, А	$I_{ав.р}$, А	$I_{доп'}$, А
1	ГЗП-ТП1	2	1454,57	42,04	35,03	50	35	140	84,08	170,1
2	ГЗП-ТП2	2	1477,00	42,69	35,57	50	35	140	85,38	170,1
3	ГЗП-ТП3	1	758,50	43,84	36,54	50	35	140	-	-

Розрахунок струмів КЗ для всієї мережі 10 кВ зведений в таблицю 8.3.

Таблиця 8.3. Струми КЗ в мережі 10 кВ заводу, приведені до ВН

Точка КЗ	1	2	3	4	5	6	7
$I_{к''}$, кА	1,962	1,854	0,1438	1,855	0,1439	1,855	0,1439

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

8.2. Вибір високовольтного обладнання

Вибір вимикачів. Область застосування тих чи іншого типу вимикача залежить від конкретних умов їх експлуатації. При плануванні слід вибирати новітні типи вимикачів вітчизняного та зарубіжного виробництва. В таблиці 8.4 наведені умови вибору вимикача.

Таблиця 8.4 Вибір вимикачів на ВРП 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР35НС-20/1600
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС}=57,86$ А	$I_{ном}=1600$ А
3. $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт}=I''=4,77$ кА	$I_{отк.ном}=20$ кА
4. $\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1+\beta_n)$	$\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат}=\sqrt{2} \cdot 4,77+0=$ $=6,74$ кА	$\sqrt{2}I_{отк.ном}(1+0)=\sqrt{2} \cdot 20(1+0,4)=$ $=39,5$ кА
5. $I'' \leq I_{пр.с}$	$I''=4,77$ кА	$I_{пр.с}=20$ кА
6. $i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=8,678$ кА	$i_{пр.с}=52$ кА
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k=10,98$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}=20^2 \cdot 3=$ $=1200$ кА ² с

$$S_p=3503,59 \text{ кВА}$$

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3503,59}{\sqrt{3} \cdot 35} = 57,86 \text{ А}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/Ta} = \sqrt{2} \cdot 4,55 \cdot e^{-0,06/0,007} = 0$$

$$t = t_{р.з \text{ мин}} + t_{с.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$B_k = 4,77^2 (0,475 + 0,008) = 10,98 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{Где } t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,01 + 0,065 + 0,4 = 0,475 \text{ с}$$

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3503,59}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 28,93 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР-35НС-20/1000. На вимикачах використовується електромагнітний привод.

Таблиця 8.5

Вибір роз'єднувачів на ВРП 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		РНДЗ-35
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС}=57,86$ А	$I_{ном}=1000$ А
3. $i_y \leq I_{дин}$	$i_y=8,678$ кА	$I_{дин}=64$ кА
4. $B_k \leq B_T$	$B_k=10,98$ кА ² с	$B_T=1600$ кА ² с
Тип привода		ПРН-110М

Таблиця 8.6

Вибір вимикачів на шинях 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР1-20/630
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС}=241,93$ А	$I_{ном}=630$ А
3. $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт}=I''=2,17$ кА	$I_{отк.ном}=20$ кА
4. $\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1+\beta_n)$	$\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат}=\sqrt{2} \cdot 2,17+0=3,068$ кА	$\sqrt{2} \cdot 20(1+40/100)=39,48$ кА
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I''=2,17$ кА	$I_{дин}=20$ кА
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y=4,773$ кА	$i_{дин}=52$ кА
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k=6,507$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}=20^2 \cdot 3=1200$ кА ² с

$S_p=3503,59$ МВА

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3503,59}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202,52 \text{ А}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/T_a} = \sqrt{2} \cdot 1,962 \cdot e^{-0,1/0,018} = 0 \text{ кА}$$

$$t = t_{р.з} \text{ мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с}$$

$$B_k = 1,962^2(1,365 + 0,018) = 5,323 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{Где } t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,1 + 0,065 + 1,2 = 1,365 \text{ с}$$

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3503,59}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 101,26 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630 на який вбудований електромагнітний привод.

Вибираємо вимикач на відходящих лініях до КТП-1.

Таблиця 8.7.

Вибір вимикачів на шинах 10 кВ до КТП-1

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР1-20/630
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС} = 83,97 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
3. $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = I'' = 1,854 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$
4. $\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} * 1,854 + 0 = 2,62 \text{ кА}$	$\sqrt{2} * 20(1 + 40/100) = 39,48 \text{ кА}$
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 1,854 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 4,12 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 4,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1454,57}{\sqrt{3} \cdot 10} = 83,97 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630.

Вибираємо вимикач до БК 300 квар

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{Q_{БК}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 17,32 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630.

Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб.

Власні потреби (ВП) підстанції є одним з найбільш відповідальних споживачів, тому що їх робота визначає нормальне функціонування всієї підстанції, а як наслідок, і надійність електропостачання споживачів.

Таблиця 8.8.

Вибір трансформаторів власних потреб

Електроприймачі	Встановлена потужність, кВт	Кіл-ть	Р, кВт	Q, кВар
1. Електродвигуни обдуву транс-ра	8	2	16	10
2. Обігрів вимикачів	1,2	3	3,6	-
3. Опалення та освітлення приміщення	5,5	1	5,5	-
4. Зовнішнє освітлення	4,5	1	4,5	-
5. Навантаження, яке споживається оперативними ланцюгами	2,0	1	2,0	-
Всього			31,6	10

$$S_{НАВ} = 31,6 - j 10 \text{ кВА}$$

$$|S_{НАВ}| = 33,13 \text{ кВА}$$

З урахуванням коефіцієнта попиту $K_c=0,7$ приймаємо два трансформатора ТМ25/10. Завантаження трансформаторів складає $K_z=33,13/50=0,66$

Вибір розрядників. Обладнання підстанції від прямих ударів блискавки захищають тросовими та стрижневими блискавковідводами.

На вводах високої напруги 35/10 кВ встановлюємо розрядник типу РВС-35, на низькій стороні РВО-10.

Вибір електричних схем підключення лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги.

Схеми підключення лічильника типу Меркурій приведені на рис.8.3 та 8.4.

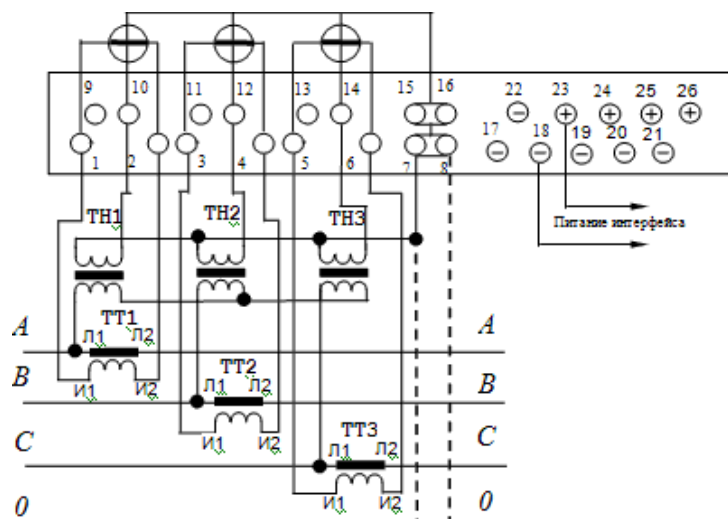


Рис.8.3. Схеми підключення лічильника типу Меркурій від трьох ТС

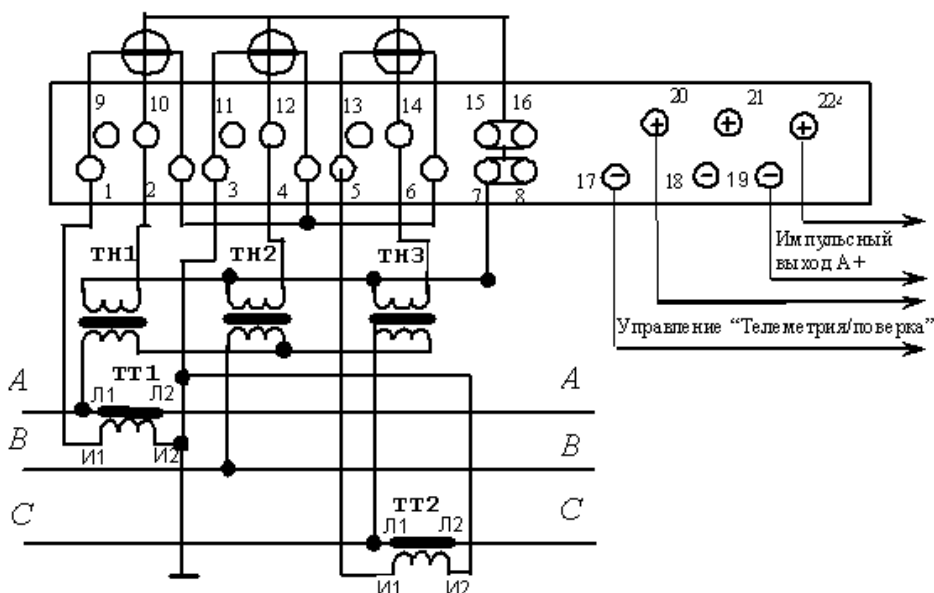


Рис 8.4. Схеми підключення лічильника типу Меркурій від двох ТС

На вводі 35 кВ приймемо до установки трансформатор струму типу ТФЗМ-35АУ1. Перелік приладів на вводі 35 кВ приведений в таблиці 8.9.

Таблиця 8.9. Розрахунок вторинного навантаження ТС

Прилад	Клас точності	Навантаження, В · А фази		
		А	В	С
Лічильник активної та реактивної електроенергії Меркурій ART2	0,5	2	2	2
Амперметр Е-335	1,0	0,5	-	-
Всього		2,5	2	2

З таблиці 8.9 видно, що найбільш завантажений трансформатор фази А.

Загальний опір приладів:

$$R_{\text{прил}} = S_{\text{прил}}/I_2^2 = 2,5/5^2 = 0,1 \text{ Ом}$$

Допустимий опір проводу:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}} = 2 - 0,1 - 0,1 = 1,8 \text{ Ом},$$

За умовами міцності міді проводу та розрахункового перерізу приймаємо провід перерізом 2,5 мм². Опір з'єднувальних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot l_{\text{розрах}}/F = 0,0175 \cdot 45/2,5 = 0,315 \text{ Ом}$$

Приймаємо опір контактних з'єднань $Z_{\text{к}} = r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$

$$Z_2 \approx Z_{\text{к}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}} = 0,1 + 0,315 + 0,1 = 0,515 \text{ Ом}$$

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$0,515 \text{ Ом} \leq 2,0 \text{ Ом}. \text{ Умова } Z_2 < Z_{2\text{ном}} \text{ виконується.}$$

Перевірка ТС за умовами вибору приведена в таблиці 8.10.

Таблиця 8.10. Вибір трансформатора струму на 35 кВ

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ТС типу ТФЗМ-35АУ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.форс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{роб.форс}} = 57,86 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}} = 8,678 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.ст}} = 84 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{ТН}}^2 \cdot t_{\text{ТН}}$	$B_{\text{к}} = 10,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТН}}^2 \cdot t_{\text{ТН}} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 1,294 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 2,0 \text{ Ом}$

На вводі 10 кВ приймемо до установки трансформатори струму типу ТЛК-10-300У3.

					Арк.
					50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 8.11. Перевірка ТС за умовами вибору на ввіді від трансформатора ГЗП до КРП 10 кВ.

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ТЛК 10-УЗ
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС}=202,52$ А	$I_{ном}=300$ А
3. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y=11,14$ кА	$i_{дин}=52$ кА
4. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k=39,94$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}=31,5^2 \cdot 1=992,25$ кА ² с
5. $Z_2 \leq Z_{2Н}$	$Z_2=0,266$ Ом	$Z_{2Н}=0,4$ Ом

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3503,59}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202,52 \text{ А}$$

Для перевірки трансформатора струму за вторинним навантаженням, користуючись схемою включення та каталожними даними приладів, визначаємо навантаження по фазах.

На лініях, що відходять встановлюємо трансформатори струму типу ТЛК-10 УЗ ($K_T = 100/5$).

Таблиця 8.12. Вибір трансформатора струму на 10 кВ для ліній, що відходять

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
83,97 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	150 А
4,12 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	52 кА
4,75 кА ² с	$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$20^2 \cdot 1 = 400$ кА ² с

Перевіряємо ТС за вторинним навантаженням, розрахунки зведено до таблиці 8.13.

Таблиця 8.13. Розрахунок вторинного навантаження ТС

Прилад	Клас точності	Навантаження, ВА фази		
		А	В	С
Лічильник активної та реактивної електроенергії Меркурій АРТ	0,5	0,3	0,3	0,3
Амперметр Е-335	1,0	0,5	-	-
Всього		0,8	0,3	0,3

З таблиці 8.13 видно, що найбільш завантажений трансформатор фази А.
Опір приладів визначаємо:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} = \frac{0,8}{5^2} = \frac{0,8}{25} = 0,032 \text{ Ом}$$

Допустимий переріз проводів:

$$F = \frac{S \cdot \ell_{\text{розр}}}{Z_{\text{прил}}}$$

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}} = 0,4 - 0,032 - 0,1 = 0,268 \text{ Ом},$$

де $Z_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – опір контактів.

Приймаємо кабель з мідними жилами ($\rho = 0,0175 \text{ мм}^2$) з приблизною довжиною 5 м.

Розрахункова довжина проводів $\ell_{\text{розр}}$, залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму, при включенні в неповну зірку $\ell_{\text{розр}} = 3l$. Де l – відстань від місця розташування ТС до вимірювальних приладів. Вона може бути прийнята для ліній 6-10 кВ споживачів $3,5 \div 5 \text{ м}$.

Трансформатори струму з'єднані зіркою, тому $\ell_{\text{розр}} = 15 \text{ м}$, тоді переріз проводу:

$$F = \frac{0,0175 \cdot 15}{0,268} = 0,98 \text{ мм}^2$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу (для мідних проводів $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, для алюмінієвих - $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$).

За умовами міцності міді проводу та розрахункового перерізу приймаємо провід перерізом $2,5 \text{ мм}^2$, тому $F = 2,5 \text{ мм}^2$

$$Z_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{розр}}}{\varnothing} = \frac{0,0175 \cdot 15}{2,5} = 0,105 \text{ Ом}$$

$$Z_2 \approx r_2 = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}} = 0,032 + 0,105 + 0,1 = 0,237 \text{ Ом}$$

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$0,237 \text{ Ом} \leq 0,4 \text{ Ом}$$

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

Вибір трансформаторів напруги. На шинах 35 кВ підстанції 35/10 кВ приймаємо до встановлюємо трансформатори напруги типу НАМИ-35, які в класі точності 0,5 мають номінальну потужність 200 В·А. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги зводимо до таблиці 8.14.

Таблиця 8.14. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Кіл-ть	S, В·А	Загальна потужність	
				ΣP, Вт	ΣQ, вар
Вольтметр (шини 10 кВ)	Е335	1	2	2	-
Лічильник на вводі	Меркурій ART2	1	7,5	0,5	7,48
Лічильник на відходящих лініях	Меркурій ART	4	7,5	2	29,9
Всього:				4,5	37,38

Перевіряємо трансформатори напруги по вторинному навантаженню.

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P^2 + \Sigma Q^2)} = \sqrt{(4,5 + 37,38^2)} = 37,65 \text{ В·А}$$

Оскільки номінальна потужність трансформатора в класі точності 0,5 $S_{2\text{ном}}=200 \text{ ВА} > 37,65 \text{ ВА}$, то трансформатор напруги задовольняє умовам вибору.

На шинах 10 кВ встановлюємо трансформатори напруги типу НАМИ-10, які в класі точності 0,5 мають номінальну потужність 120 В·А. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги приведений до таблиці 8.15.

Таблиця 8.15. Розрахунок вторинного навантаження ТН секції шин 10 кВ.

Прилад	Тип	Кіл-ть	S, В·А	Загальна потужність	
				Σ P, Вт	ΣQ, вар
Вольтметр (шини 10кВ)	Е335	1	2	2	-
Лічильник на вводі	Меркурій ART2	1	2	2	4
Лічильник на відходящих лініях	Меркурій ART	4	45,2	8	39,2
Всього:				12	43,2

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2H}=12 - j 43,2 \text{ ВА} \quad | S_{2H}| = 44,83 \text{ ВА}$$

Як видно з розрахунку вторинне навантаження менше номінального, тому ТН будуть працювати в обраному класі точності. На другій секції вибір ТН здійснюється аналогічно.

9. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗБЕРЕЖЕННЯ НА ЗАВОДІ БУДІВЕЛЬНИХ ВИРОБІВ

Економія електроенергії в усіх сферах її споживання дозволяє вивільнити наявні генеруючі потужності та відтермінувати введення нових енергоблоків на електростанціях, що будуються. Зменшення втрат електроенергії при її передачі та споживанні призводить до енергозбереження та підвищення енергоефективності енергетичного та промислового обладнання.

В Україні прийнято закони «Про енергозбереження» та «Про електроенергетику». Метою Законів є створення правових, економічних та організаційних засад стимулювання енергозбереження та підвищення енергоефективності.

Підпрограма «Енергозбереження та підвищення енергоефективності в електроенергетиці» в частині енергомережевого господарства передбачає підвищення технічного рівня, розширення розробки та впровадження нових енергоефективних інноваційних технологій, розробку проектних рішень на основі їх.

Необхідною умовою реалізації завдань енергозбереження та підвищення енергоефективності в електроенергетиці є освоєння вітчизняною енергетикою нових технологій та освоєння виробництва нової техніки.

Основні технічні заходи щодо енергозбереження та підвищення енергоефективності в електромережевому господарстві спрямовані на зменшення втрат електроенергії та вдосконалення системи комерційно-технічного обліку електроенергії в електричних мережах та у споживачів.

Планується провести реконструкцію електричних мереж з метою підвищення їх надійності та ефективності. Реалізація заходів має забезпечити зниження втрат в електричних мережах до 8-10 відсотків.

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

9.1. Розрахунок втрат електричної енергії

Втрати електричної енергії в електричних мережах виникають у будь-якому обладнанні, підключеному до електричної напруги. При цьому частина втрат залежить від потужності, що передається елементами мережі, а частина не залежить від навантаження, а визначається іншими факторами, такими як прикладена напруга, частота змінного струму, погодні умови тощо.

Виходячи з фізичної природи та специфіки методів визначення фактичні втрати електричної енергії поділяються на чотири основні групи:

1) технічні втрати, зумовлені фізичними процесами, що відбуваються під час передачі електричної енергії мережею;

2) витрати електричної енергії на власні потреби (ВП) підстанцій, необхідні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та умов для роботи обслуговуючого персоналу;

3) втрати електричної енергії, зумовлені допустимою похибкою системи обліку електричної енергії (втрати через недооблік електричної енергії, метрологічні втрати);

4) комерційні збитки (збитки нетехнічного характеру), спричинені недосконалою організацією та контролем за споживанням та розкраданням електричної енергії.

Перші три групи втрат можуть бути розраховані на основі законів електротехніки, фізики та статистичних даних, отриманих вимірюванням і розрахованих на основі даних про метрологічні характеристики та режими роботи приладів, що використовуються для вимірювання електричної енергії. Комерційні збитки можна отримати лише як різницю між фактичними збитками та сумою перших трьох складових.

Перші три групи - технічні втрати, споживання ВП підстанцій і втрати внаслідок допустимої похибки системи обліку називаються технологічними втратами електричної енергії. У кожній групі технологічних втрат електричної

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

енергії виділяють втрати в різному обладнанні та зумовлені різними фізичними процесами. Крім того, зовнішні чинники впливають на втрати електричної енергії, що відображається в назвах видів втрат і методах розрахунку втрат.

На рис. 9.1 наведено структуру втрат електричної енергії в електричних мережах.

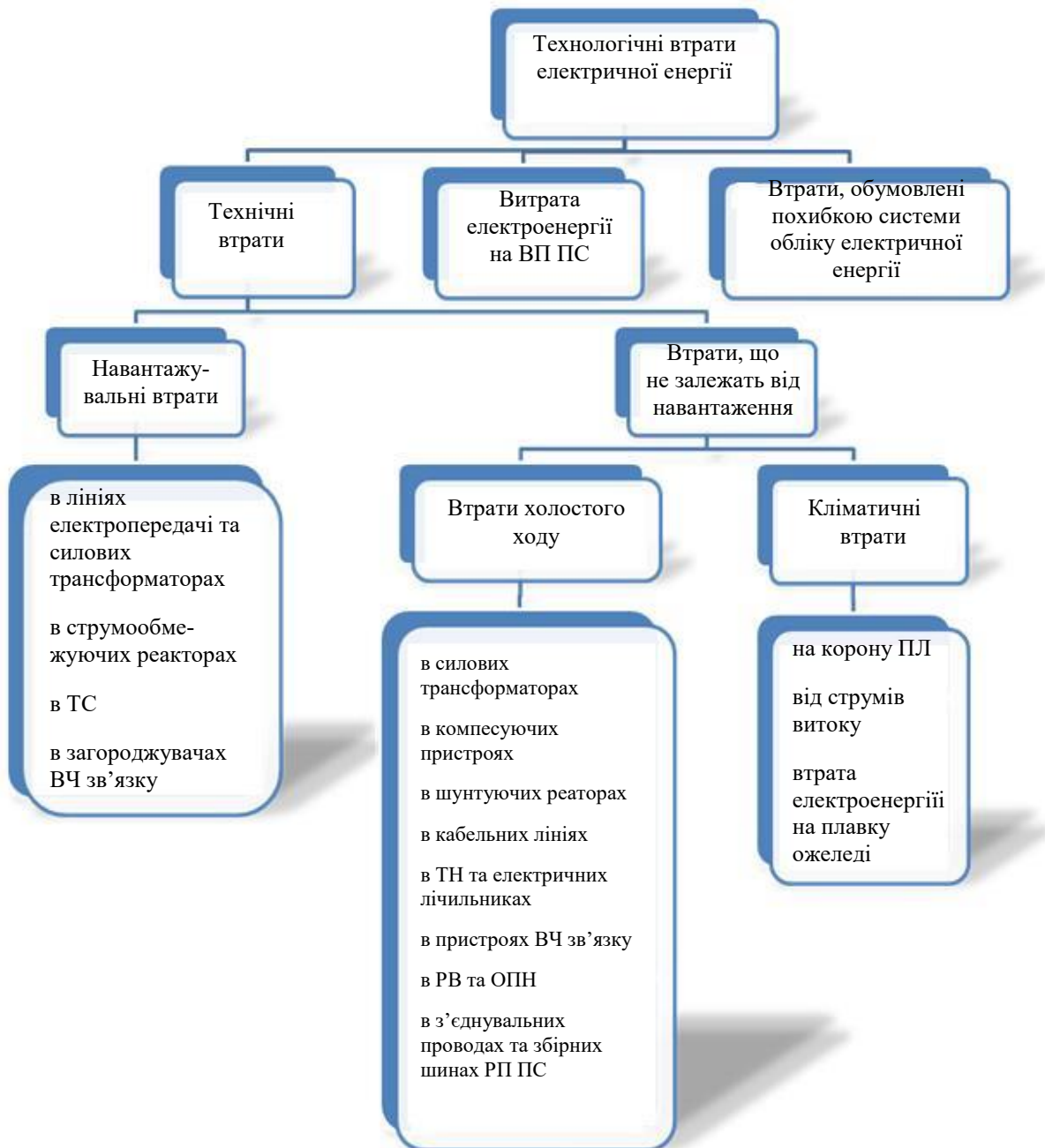


Рис.9.1. Структура технологічних втрат електричної енергії

Технічні втрати в електричних мережах в основному мають місце в ЛЕП і силових трансформаторах. На рис.9.2 наведено розподіл втрат за видами електрообладнання електричних мереж України з поділом на навантажувальні втрати і втрати, не залежні від навантаження.

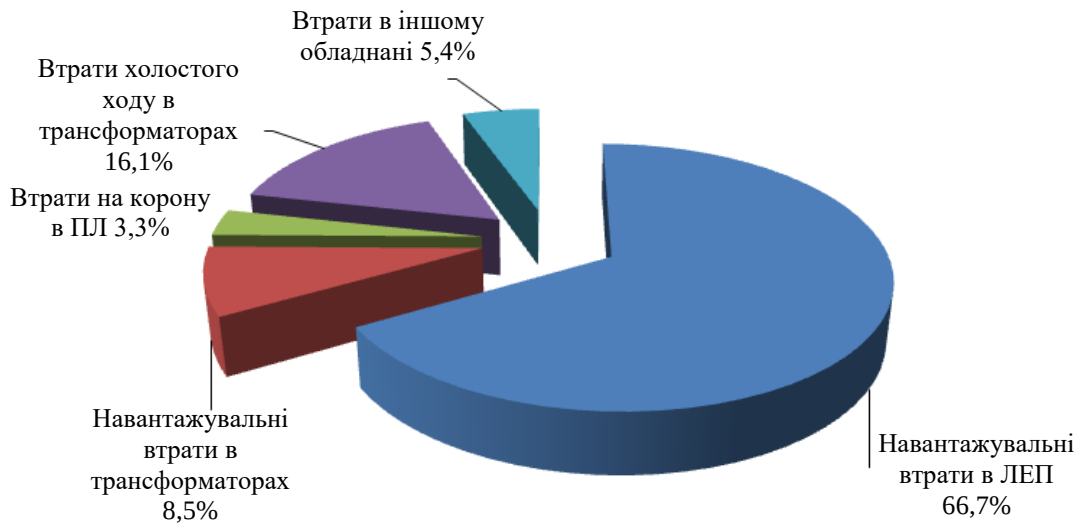


Рис.9.2. Розподіл втрат електричної енергії за видами електрообладнання електричних мереж

Загальний розмір втрат залежить від багатьох факторів, які визначаються на етапі проектування мережі та в процесі її експлуатації. Вважається, що кількість втраченої електричної енергії при її передачі повинна бути на порядок меншою, ніж передана енергія. У цьому випадку доречна передача електричної енергії.

Електричні мережі нашої країни поділяються на два основних комплекси електромереж - магістральний і розподільний. До магістральних електричних мереж належать магістральні системоутворюючі мережі та міжсистемні лінії електропередачі 220 кВ і вище.

Близько 78% усіх втрат електроенергії в електричних мережах припадає на розподільний комплекс, інші 22% - на магістральні електричні мережі.

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

Зменшення втрат електроенергії в електричних мережах є складною і комплексною проблемою, яка потребує значних капітальних вкладень, необхідних для оптимізації розвитку електричних мереж, удосконалення системи обліку електроенергії, впровадження нових інформаційних технологій в енергопостачальну діяльність та управління режимами мереж, навчання та оснащення персоналу. із засобами перевірки вимірювальних приладів електроенергії тощо.

На втрати електроенергії впливають і соціальні фактори, такі як рівень життя населення, внутрішня політика держави, кризові явища тощо.

Із загальної величини технічних втрат близько 78% припадає на електричні мережі 110 (150) кВ і нижче, у тому числі 33,5% - на мережі 0,38-10 кВ.

В електричних мережах різних рівнів напруг втрати електричної енергії мають бути не більше:

- 330 кВ і вище - 2...4%;
- 110 (150) кВ - 4...6%;
- 35 кВ - 6...8%;
- 6-10 кВ - 8...10%;
- до 1 кВ - 10...14%.

9.2. Втрати електричної енергії в елементі електричної мережі

При протіканні струму по елементу електричної мережі в трифазній системі змінного струму з опором R в ньому виникають втрати потужності

$$\Delta P = I_A^2 R + I_B^2 R + I_C^2 R = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) R, \quad (9.1)$$

де I_A , I_B і I_C - діючі значення змінного струму в фазах А , В і С елемента мережі.

Втрати електричної енергії за інтервал часу T при постійному струмі і однаковою завантаженні фаз $I_A = I_B = I_C = I$ будуть рівні:

						Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W = \Delta P T = 3I^2 R T. \quad (9.2)$$

При зміні струму протягом інтервалу часу T

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt = 3R \int_0^T I^2(t) dt. \quad (9.3)$$

Площа під кривою $\Delta P(t)$ буде дорівнює площі прямокутника зі сторонами $\Delta P_{\text{ср}}$ і T , де $\Delta P_{\text{ср}}$ - середні за інтервал часу T втрати потужності,

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} T. \quad (9.4)$$

Величина $\Delta P_{\text{ср}}$ виходить як

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta P(t) dt = \frac{3R}{T} \int_0^T I^2(t) dt, \quad (9.5)$$

де $\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt$ є середнє значення квадрата струму на інтервалі часу T .

Методами розрахунку навантажувальних втрат, викликаних протіканням струму навантаження за елементами електричної мережі зведені в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1. Основні методи розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії

Метод розрахунку втрат електричної енергії	Визначальні величини
По середньоквадратичному струму $\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 R T.$	$I_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i^2}$
Середніх навантажень $\Delta W = 3I_{\text{ср}}^2 k_{\phi}^2 R T,$	$I_{\text{ср}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i; k_{\phi}^2 = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{ср}}^2}$
Часу найбільших втрат $\Delta W = 3I_{\text{max}}^2 \tau_0 R T$	$I_{\text{max}} = \max_i(I_i), i = 1, 2, \dots, N; \tau_0 = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{max}}^2}$

9.3. Практичні методи розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії

При розрахунках втрат електричної енергії часто доводиться рахуватися з відсутністю тієї чи іншої інформації, необхідної для розрахунків. Це призводить до застосування різних способів її заміщення і відновлення. Звідси відбулася поява численних практичних методів розрахунку втрат електричної енергії. Розглянемо методи розрахунку навантажувальних втрат, які пропонуються для використання інструкцією з організації роботи щодо розрахунку та обґрунтування нормативів технологічних втрат електроенергії при її передачі по електричних мережах.

Навантажувальні втрати електроенергії в електричній мережі за Т годин (Д днів) можуть бути розраховані одним з шести наступних методів залежно від обсягу наявної інформації про схеми і навантаження мереж (методи розташовані в порядку зниження точності розрахунку):

- 1) оперативних розрахунків;
- 2) розрахункових доби;
- 3) середніх навантажень;
- 4) числа годин найбільших втрат потужності;
- 5) оцінки втрат за узагальненою інформацією про схеми і навантаження мережі;
- 6) оцінки втрат електроенергії в лініях 0,4 кВ в залежності від величини втрат напруги.

9.4. Метод числа годин найбільших втрат потужності

У методі числа годин найбільших втрат потужності розрахунок втрат електричної енергії виконують за формулою:

						Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W = \Delta P_{\max} T \tau_0 k_k k_l, \quad (9.6)$$

де $\Delta P_{\max}$ - втрати потужності в режимі найбільшого навантаження ; τ_0 - відносне число годин найбільших втрат потужності, визначене за графіком сумарного навантаження мережі за розрахунковий інтервал T .

Відносне число годин найбільших втрат потужності визначається за формулою:

$$\tau_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{P_{\max}^2 T}, \quad (9.7)$$

де $P_{\max}$ - найбільше значення з m значень P_i в розрахунковому інтервалі T .

Коефіцієнт k_k у формулі (9.6) приймається рівним 1,03. Для мереж 6...20 кВ і радіальних ліній 35 кВ замість значень P_i і $P_{\max}$ у формулі (9.7) можуть використовуватися значення струму головної ділянки схеми мережі I_i і $I_{\max}$. У цьому випадку коефіцієнт k_k приймається рівним 1,0.

Допускається визначати відносне число годин найбільших втрат потужності за розрахунковий інтервал за формулою:

$$\tau_0 = \tau_{0,c} \tau_{0,m} \tau_{0,N}, \quad (9.8)$$

де $\tau_{0,c}$ - відносне число годин найбільших втрат потужності, розраховане за формулою (9.7) для добового графіка дня контрольних замірів; значення $\tau_{0,m}$ і $\tau_{0,N}$ розраховується за формулами:

$$\tau_{0,m} = \frac{D_p + k_w^2 D_{n,p}}{D_m}; \quad (9.9)$$

$$\tau_{0,N} = \sum_{i=1}^N \frac{W_{mi}^2}{W_{m,p}^2 N} \quad (9.10)$$

де $W_{m,p}$ - відпуск електричної енергії в мережу в розрахунковому (базовому) місяці; N - число місяців у розрахунковому інтервалі.

За відсутності графіка навантаження значення τ_0 визначається за формулою:

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

$$\tau_0 = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}. \quad (9.11)$$

Приклад. Виконаємо розрахунок втрат електричної енергії в ЛЕП.

Максимальне навантаження в день зимових контрольних замірів по дорівнює $P_{\max}=55,0$ МВт і $Q_{\max}=33,0$ Мвар.

Втрати потужності в режимі максимальних навантажень:

$$\Delta P_{\max} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{ном}}^2} R = \frac{55^2 + 33^2}{110^2} 10 = 3,4 \text{ МВт}$$

Відносне число годин найбільших втрат потужності для добового графіка зимового дня контрольних замірів, розраховане за формулою (9.7) для $m=24$, $\Delta t_i=1$ год і $T=24$ год дорівнює 0,562.

Відносне число годин найбільших втрат потужності для місячного графіка базового зимового місяця, розрахованого за формулою (9.9) дорівнює 0,835. У розрахунку було прийнято кількість робочих і неробочих днів у грудні, відповідно 23 і 8, $D_m=31$. Ставлення електричної енергії, спожитої в неробочий день до електричної енергії, спожитої в робочий день грудня, прийнято $k_w=0,6$.

Відносне число годин найбільших втрат потужності для графіка місячних відпусток електроенергії в мережу, розраховане за формулою (9.10) дорівнює 0,53.

Загальне відносне число годин найбільших втрат потужності за річний інтервал T по (9.8) дорівнює

$$\tau_0 = \tau_{0.c} \tau_{0.m} \tau_{0.N} = 0,562 \cdot 0,835 \cdot 0,53 = 0,249.$$

Втрати електричної енергії за рік дорівнюють, (9.6):

$$\Delta W = \Delta P_{\max} T \tau_0 k_k k_l = 3,4 \cdot 8760 \cdot 0,249 \cdot 1,02 \cdot 1,03 = 7791,5 \text{ тис.кВт*год},$$

що у відсотках стосовно до відпустки в мережу становить 1,95%.

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

9.5. Заходи щодо зниження втрат електричної енергії

Структура заходів щодо зниження втрат електричної енергії

Зниження втрат електричної енергії є цільовим показником енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності відповідних програм. Цільовим індикатором зниження втрат електричної енергії в Державній програмі є частка втрат в електричних мережах.

Основні технічні заходи з енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності в електромережному господарстві спрямовані на зниження втрат електроенергії та вдосконалення системи комерційного та технічного обліку електроенергії в електричних мережах і у споживачів. Планується виконання великомасштабних робіт з реконструкції електричних мереж з метою підвищення їх надійності та ефективності.

Зазвичай заходи щодо зниження втрат ділили на три групи: організаційні, технічні та заходи щодо вдосконалення системи обліку електричної енергії. Інше поділ - на безвитратні (що не вимагають капітальних вкладень) і витратні (маловитратні, середньовитратні і багатовитратні). По класах вирішуваних завдань цілком доречно ділити заходи на такі, які:

- покращують (оптимізують) режими роботи електричних мереж та їх обладнання;
- знижують втрати, за рахунок реконструкції електричних мереж і установки нового енергозберігаючого обладнання;
- вдосконалюють засоби і системи обліку та здійснюють профілактику розкрадань електричної енергії.

До першого класу відносяться задачі оптимального управління режимами роботи електричних мереж, другий клас - завдання реконструкції, модернізації та проектування і, третій, - завдання вдосконалення способів і засобів обліку електричної енергії на основі автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем.

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

Заходи, що покращують режими роботи електричних мереж та визначальні чинники зниження втрат, наведені в таблиці 9.2.

Таблиця 9.2. Заходи, що поліпшують режими роботи електричних мереж та їх обладнання

№ пп	Найменування заходу	Визначальний чинник
1	Оптимальне управління по напрузі і потужності в мережі 110 (150) кВ і вище	Зниження навантажувальних втрат потужності в кожному розглянутому режимі
2	Оптимальне управління за місцем розмикання мереж з двостороннім живленням 6...110 (150) кВ	Зниження навантажувальних втрат електроенергії на кожному розглянутому інтервалі часу
3	Проведення перемикань в схемі мережі, що забезпечують зниження втрат електроенергії, за рахунок перерозподілу її потоків по лініях електропередачі	Зниження навантажувальних втрат електроенергії при кожному стані схеми на розглянутому інтервалі часу
4	Здійснення регулювання напруги в центрах живлення мереж 6...110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії	Зниження навантажувальних втрат електроенергії при кожному стані дискретних засобів регулювання напруги (при безперервному управлінні - відповідно до заданим законом регулювання)
5	Введення в роботу невикористовуваних засобів автоматичного регулювання напруги (АРН) на трансформаторах з РПН	Зниження навантажувальних втрат електроенергії на кожному розглянутому інтервалі часу
6	Відключення в режимах малих навантажень одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами	Зниження суми навантажувальних втрат і втрат ХХ трансформаторів
7	Відключення трансформаторів на підстанціях з сезонною навантаженням	Зниження втрат ХХ в періоді відключення
8	Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ	Зниження сумарних навантажувальних втрат потужності та електричної енергії по фазах і нейтральному провіднику на тривалий період
9	Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження	Зниження добових навантажувальних втрат електричної енергії
10	Зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій	Зменшення електроспоживання

Таблиця 9.3. Заходи, пов'язані з реконструкцією електричних мереж

№ пп	Найменування заходу	Визначальний чинник
1	Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистеми	Поява можливості зниження навантажувальних втрат потужності в кожному розглянутому сталому режимі
2	Заміна проводів на перевантажених лініях	Зниження навантажувальних втрат електроенергії
3	Заміна відгалужень від ПЛ 0,4 кВ до будівель	Зниження навантажувальних втрат електроенергії
4	Заміна перевантажених, установка і введення в експлуатацію додаткових силових трансформаторів на діючих підстанціях	Зниження навантажувальних втрат електроенергії
5	Заміна недовантажених силових трансформаторів	Зниження втрат ХХ
6	Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу	Зниження навантажувальних втрат електроенергії
7	Розукрупнення розподільних ліній 0,4-35кВ	Зниження навантажувальних втрат електроенергії

Таблиця 9.4. Заходи з модернізації електричних мереж з супутнім ефектом зниження втрат електричної енергії

№ пп	Найменування заходу	Обладнання та технології
1	Заміна застарілого і неекономічного обладнання	1. Провід для ПЛ з підвищеною пропускну здатністю 2. Трансформатори з зниженим рівнем навантажувальних втрат і втрат ХХ 3. Інтелектуальні лічильники
2	Впровадження нових технологій та обладнання в розподільних електричних мережах	Мала розподілена енергетика Мережеві накопичувачі електричної енергії Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену Високотемпературні надпровідникові кабелі, трансформатори, компенсатори і індуктивні накопичувачі енергії Динамічне управління електромережами (smart grid) Інтегровані АСДТУ/АИИС КУЕ (ТУЕ)
3	Впровадження нових технологій та обладнання в передавальних (магістральних) електричних мережах	Керовані (гнучкі) лінії електропередачі змінного струму (пристрої FACTS): - УШР, СТК, СТАТКОМ, ФПУ, УУПК Вставки постійного струму Цифрові підстанції
4	Поліпшення якості електричної енергії	Моніторинг, контроль і аналіз показників якості електричної енергії Автоматизовані ПС в мережах всіх класів напруг Фільтрокомпенсуючі пристрої Регулювальні трансформатори
5	Підвищення рівня експлуатації об'єктів електричних мереж	Повноцінна система моніторингу стану обладнання та проведення його ремонту Оцінка технічного стану кабелів без виведення КЛ з роботи

Нижче розглядаються основні заходи, що поліпшують режими роботи електричних мереж та їх обладнання з метою підвищення їх енергоефективності, а також заходи щодо зниження втрат, за рахунок реконструкції електричних мереж і установки нового енергозберігаючого обладнання. Для чисельної оцінки ефективності заходів потрібні параметри, як нового обладнання, так і відпрацьованого більшу частину нормативного терміну служби.

Економічний режим роботи трансформаторів

В умовах експлуатації трансформаторів слід передбачити економічно доцільний режим роботи, суть якого полягає в тому, що при наявності на підстанції кількох трансформаторів, що можуть працювати на загальній шині, число включених трансформаторів визначається умовно, що забезпечує мінімум втрат потужності в цих трансформаторах при їх роботі по заданому графіку навантаження. При цьому повинні враховуватися не лише втрати активної потужності в самих трансформаторах, але й втрати активної потужності, що викликані перетоками реактивної потужності в системі електропостачання по всьому ланцюгу живлення від генераторів електростанцій до трансформаторів, що розглядаються. Ці втрати називаються зведеними на відміну від втрат в самих трансформаторах і визначаються за виразом

$$\Delta P'_T = \Delta P'_x + K_z^2 \Delta P'_k, \quad (9.12)$$

де $\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{mn} \Delta Q_x$ - зведені втрати потужності х.х. трансформатора, що враховують втрати активної потужності як в самому трансформаторі, так і ті що створюються їм в елементах системи електропостачання в залежності від реактивної потужності, що споживає трансформатор; $\Delta P'_k = \Delta P_k + K_n \Delta Q_k$ - зведені втрати КЗ; ΔP_x – втрати потужності х.х. (в розрахунках наближено приймають $\Delta P_x = \Delta P_{ст}$); ΔP_k – втрати потужності к.з. (втрати в обмотках трансформатора); $K_{пп}$ – коефіцієнт зміни втрат; $K_z = S_{ф.т.} / S_{ном.т.}$ – коефіцієнт завантаження; $S_{ф.т.}$ – фактичне навантаження трансформатора (або розрахункове при проектуванні);

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

$S_{ном.т.}$ – номінальна потужність трансформатора; $\Delta Q_{xx} = S_{ном.тр.} \frac{I_{xx}}{100}$ - реактивна потужність х.х. трансформатора; $\Delta Q_k = S_{ном.тр.} \frac{U_k}{100}$ - реактивна потужність к.з. трансформатора; I_{xx} – струм х.х. трансформатора; U_k – напруга к.з. трансформатора.

Залежність зведених втрат потужності трансформатора $\Delta P'_T$ від навантаження $S_{ф.т.}$ показана на рис. 7.1.

Вираз (7.12) можна представити в іншій формі

$$\Delta P'_T = \Delta P'_x + \frac{\Delta P'_k}{S_{ном.тр.}^2} S_{ф.т.}^2 \quad (9.13)$$

Для спрощення запису позначимо $\Delta P' = a$; $\frac{\Delta P'_k}{S_{ном.тр.}^2} = \epsilon$, тоді отримаємо:

$$\Delta P'_T = a + \epsilon \cdot S_{ф.т.}^2 \quad (9.14)$$

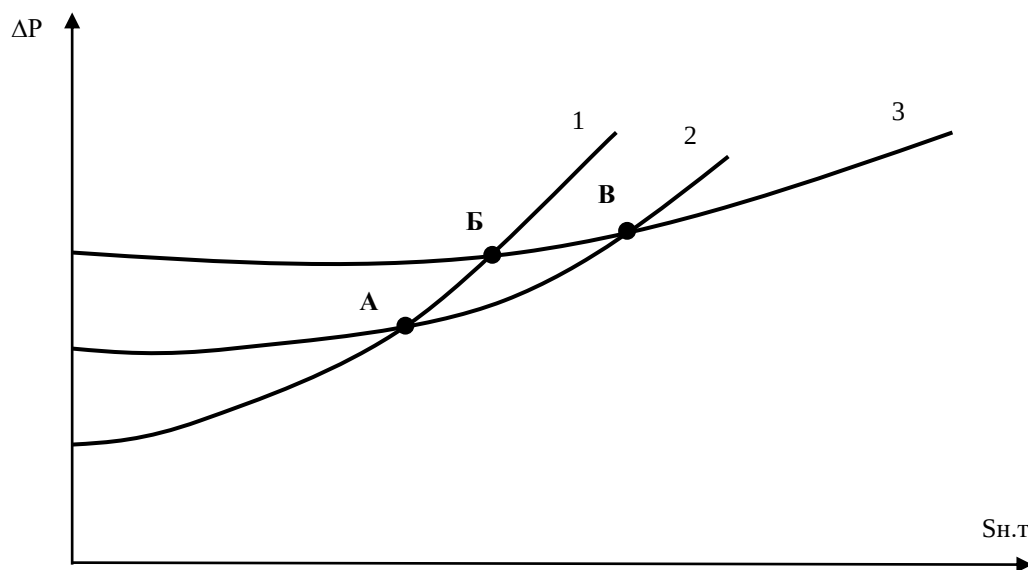


Рис.9.4. Залежність приведених втрат активної потужності в трансформаторах

Це рівняння параболи. На рис.9.4 точки перетину кривих А,Б,В відповідають навантаженням $S_{ф.т.А}$, $S_{ф.т.В}$, $S_{ф.т.С}$ та кожна з них одночасно

належить двом параболам. Їх координати, наприклад, для точки А задовольняють сумісному вирішенню рівнянь $\Delta P'_{T1A} = a_1 + e_1 \cdot S_{\phi.mA}^2$ та $\Delta P'_{T2A} = a_2 + e_2 \cdot S_{\phi.mA}^2$. В цих рівняннях індекси 1,2 відповідають цифровим позначенням кривих на рис.7.4. В загальному випадку це може бути будь-яка пара подібних кривих, притому кожна з них належить кількості паралельно включених трансформаторів.

Для точки А дійсне рівняння

$$\Delta P'_{T1A} = \Delta P'_{T2A},$$

тобто

$$a_1 + e_1 \cdot S_{\phi.mA}^2 = a_2 + e_2 \cdot S_{\phi.mA}^2,$$

звідки

$$S_{\phi.mA} = \sqrt{\frac{a_2 - a_1}{b_1 - b_2}},$$

або, що однаково

$$S_{\phi.mA} = \sqrt{\frac{a_1 - a_2}{b_{12} - b_1}} \quad (9.15)$$

З виразу (7.15) для трансформаторів однакової потужності отримуємо

$$S_{\phi.mA} = S_{ном.тр} \sqrt{n(n-1) \cdot \frac{\Delta P'_x}{\Delta P'_k}} \quad (9.16)$$

Вираз (9.15) використовується не лише для визначення економічного доцільного режиму роботи 2 трансформаторів, що працюють паралельно, але й скажімо для визначення економічної доцільності приєднання до групи ще одного трансформатора.

Проведемо розрахунок економічної ефективності відключення одного трансформатора на КТПЗ. В таблиці 9.5 приведені потужності навантаження (добовий графік) на шинах даної КТП. У зв'язку з тим, що відсутній дійсний графік навантаження на підстанції, зміна потужностей прийнято подібним річному графіку. Графік навантаження усереднений та прийнято всього десять ступіней, причому коефіцієнти завантаження приймалися в сторону зменшення, що декілька знизить очікувану економічну ефективність від відключення трансформатора. Як показано вище, трансформатор доцільно відключати при

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

$K_3 < 0,65$. Втрати в обмотках трансформатора на кожній ступіні розраховуємо по формулі:

- один трансформатор $\Delta P_{T1i} = K_{3i}^2 \Delta P'_k$

- два трансформатора $\Delta P_{T2i} = 2 \cdot K_{3i(0,5)}^2 \Delta P'_k$,

тут $K_{3i(0,5)}$ – новий коефіцієнт завантаження за рахунок ділення навантаження пополам між двома однаковими трансформаторами.

Сумарні приведені втрати потужності в одному трансформаторі

$$\Delta P_{T\Sigma} = \Delta P'_x + \Delta P_{T1i};$$

в двох трансформаторах

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2 \cdot \Delta P'_x + \Delta P_{T2i}$$

Втрати енергії на кожній ступіні розраховуємо по виразу:

- для двох паралельно працюючих трансформаторів

$$\Delta W_{T2i} = 2 \cdot \Delta P'_x \cdot 8760 + \Delta P_{T2i} \cdot T_i$$

- для одного трансформатора

$$\Delta W_{T1i} = \Delta P'_x \cdot T_{1\Sigma} + \Delta P_{T1i} \cdot T_i$$

Приклади розрахунку втрат потужності та енергії

$N=2$, ступінь 9.

$$K_3=0,54; \quad \Delta P'_x=3,5 \text{ кВт}, \quad \Delta P'_k=16,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{T2(9)} = 2 \cdot 0,54^2 \cdot 16,5 = 9,62 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{T2(6)\Sigma} = 2 \cdot 3,5 + 9,62 = 16,62 \text{ кВт}$$

Втрати енергії на цій ступіні при $T_5=840$ г

$$\Delta W_{T2(6)} = 9,623 \cdot 840 = 8083,15 \text{ кВт г}$$

Аналогічно приводимо розрахунки для інших ступенів навантаження при $N_t=2$, а також при $N_t=1$. Результати розрахунків зводимо в таблицю 9.5. та 9.6.

						Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 9.5. Втрати потужності та електроенергії в двох трансформаторах

№ ступені навантаження	Тривалість ступеню навантаження Т, год	$K_{3(0,5)}$	Втрати потужності в обмотках трансформатора ΔP_{T2} , кВт	Сумарні втрати в трансформаторах, $\Delta P_{T2\Sigma}$, кВт	Втрати енергії в обмотках трансформаторі в ΔW_{T2} , кВт г
1	480	0,251	2,08	9,08	997,94
2	650	0,296	2,89	9,89	1879,36
3	672	0,322	3,42	10,42	2299,3
4	910	0,379	4,74	11,74	4313,54
5	735	0,41	5,55	12,55	4077,27
6	210	0,439	6,36	13,36	2335,86
7	672	0,459	6,95	13,95	4672,06
8	1701	0,51	8,58	15,58	14600,2
9	840	0,54	9,62	16,62	8083,2
10	315	0,576	10,95	17,95	3448,81
11	840	0,606	12,12	19,12	10179,8
12	147	0,641	13,56	20,56	1993,18
13	441	0,677	15,13	22,13	6670,06
14	147	0,713	16,78	23,78	2466,1
Всього	8760				67016,3

Таблиця 9.6. Втрати потужності та електроенергії в одному трансформаторі

№ ступені навантаження	Тривалість ступеню навантаження Т, год	K_3	Втрати потужності в обмотках трансформатора ΔP_{T1} , кВт	Сумарні втрати в трансформаторі, $\Delta P_{T1\Sigma}$, кВт	Втрати енергії в обмотках трансформатора ΔW_{T1} , кВт г
1	480	0,502	4,16	7,66	1995,9
2	650	0,592	5,78	9,28	3758,73
3	672	0,644	6,84	10,34	4598,6
Всього	1802				10353,19

Сумарні втрати електроенергії в двох паралельно працюючих трансформаторах ТМ1000/10

$$\Delta W_{T2\Sigma} = 67016,3 + 2 \cdot 3,5 \cdot 8760 = 128336,3 \text{ кВт г}$$

Сумарні втрати електроенергії при відключенні одного трансформатора при $K_3 \leq 0,561$

$$\Delta W_{T1\Sigma_T2\Sigma} = \sum_{i=3}^{10} \Delta W_{2i} + 2\Delta P_x \sum_{i=3}^{10} T_{2i} + \Delta W_{T1} + \Delta P_x \sum_{i=1}^3 T_{1i} =$$

$$= (4313,54 + 4077,27 + 1335,56 + 4672,06 + 14600,6 + 8083,2 + 3448,81 +$$

$$+ 10179,8 + 1993,18 + 6670,06 + 2466,1) + 2 \cdot 3,5 \cdot (910 + 735 + 210 + 672 +$$

$$+ 1701 + 840 + 315 + 840 + 147 + 441 + 147) + 10353,19 + 3,5 \cdot 1802 = 127205,9 \text{ кВт}_\text{г}$$

Зниження втрат електроенергії при відключенні одного трансформатора складає

$$\Delta \Delta W = 128336,3 - 127205,9 = 1130,4 \text{ кВт}_\text{г}$$

Економічна ефективність від зниження втрат електроенергії складає за рік:

$$C = C_o \cdot \Delta \Delta W = 5,29 \cdot 1130,4 = 5979,82 \text{ грн.}$$

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

10. ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розроблена система електропостачання заводу будівельних виробів.

В роботі виконаний розрахунок електричних навантажень споживачів заводу. Розрахункове навантаження споживачів складає 3,5 МВт. На основі техніко-економічного розрахунку вибрана оптимальна схема зовнішнього електропостачання: живлення повітряними лініями 35 кВ довжиною 6 км. На території заводу споруджується ГЗП 35/10 кВ з трансформаторами ТМН 2500/35 кВ.

Важливим питанням при проектуванні систем електропостачання є компенсація реактивної потужності. На заводі будівельних виробів воно вирішено за рахунок встановлення батарей конденсаторів на 10 кВ потужність 600 квар та 0,4 кВ 2000 квар. В системі електропостачання прийнято до встановлення три комплектні трансформаторні підстанції з трансформаторами потужністю 1000 кВА. Електропостачання цехових підстанцій виконується по радіальній схемі з використанням кабелів ААШв (3х50).

На основі розрахунків струмів короткого замикання вибрано та перевірено високовольтне обладнання ГЗП. До встановлення прийняті вакуумні вимикачі на 35 кВ ВР35НС-20/1600 на номінальний струм 1600 А, на 10 кВ ВР1-20/630 на номінальний струми 630 А.

Для комерційного обліку електроенергії передбачається встановлення багатофункціональних лічильників типу Меркурій АРТ2, які здійснюють облік електроенергії у двох напрямках. Для технічного обліку електричної енергії на підприємстві планується встановити лічильники Меркурій АРТ, які вимірюють активну та реактивну електричну енергію в одному напрямку. Лічильники підключаються через трансформатори струму та напруги.

В спеціальному розділі роботи запропоновані заходи електрозбереження щодо зниження втрат енергії в електричних мережах.

						Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розглянуто теоретичні та практичні методи розрахунку втрат електричної енергії, що застосовуються при нормуванні втрат електричної енергії. Наводиться перелік типових заходів щодо зниження втрат електричної енергії і даються приклади оцінки їх ефективності.

В ході виконання роботи були максимально використані діючі нормативні документи та інструкції. Всі технічні рішення мають економічне обґрунтування. При проектуванні використані комп'ютерні програми.

В цілому можна відмітити, що спроектована система електропостачання заводу будівельних виробів задовольняє вимогам надійності, економічності та безпеки обслуговування.

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

11. ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посіб. / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський [та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
2. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.
3. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.]; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.
4. Правила улаштування електроустановок. Відокремлений підрозділ «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» (НПЦР ОЕС України). Наказ Міністерства енергетики України від 21.07.2017 №476, 2017. – 617 с.
5. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
6. Енергетичний інжиніринг та менеджмент. Проектування ефективних енергетичних систем: навч. посіб. / П. Г. Плешков, С. В. Серебренніков, О. І. Сіріков, І. В. Савеленко; ред.: Плешков П. Г. – Кропивницький : ЦНТУ, 2018.– 156 с.
7. Кваліфікаційна робота бакалавра : метод. рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роб. для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. : П. Г. Плешков, Н. Ю. Гарасьова, А. І. Котиш та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023. – 80 с.

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