

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
канд. техн. наук, професор
_____ Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Проектування системи електропостачання
підприємства з технічного обслуговування і ремонту»**

**« Design of the power supply system of a maintenance
and repair enterprise »**

Виконав здобувач вищої освіти
IV курсу групи ЕЕ-22мб
ОПП «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка» спеціальності
141«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Денис КОНДРАТЬЄВ
« ____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи
асистент

Оксана СПІВАК
« ____ » _____ 2025 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ П. Плєшков

« ____ » _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Кондратьєва Дениса Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи: Проектування системи електропостачання підприємства з технічного обслуговування і ремонту

Design of the power supply system of a maintenance and repair enterprise

2. Керівник роботи Снівак Оксана Володимирівна, асистент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту _____

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи. Метою роботи є розроблення системи електропостачання підприємства з технічного обслуговування і ремонту. Для цього вирішуємо наступні завдання:

1. Провести розрахунок електричних навантажень підприємства.

2. Побудувати графіки електричних навантажень підприємства з технічного обслуговування і ремонту.

3. Показати картограму навантажень підприємства.

4. Провести техніко-економічне обґрунтування схем внутрішнього електропостачання заводу та схему зовнішнього електропостачання.

5. Провести розрахунок режимів реактивної потужності, обрати кількість, потужності та місце розташування пристроїв компенсації.

6. Провести розрахунок струмів коротких замкнень та здійснити вибір обладнання.

8. Провести розрахунок спеціального розділу роботи.

9. Зробити висновки по роботі.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>канд. техн. наук, доц. Н. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>8.05.2025</i>	
2	<i>Побудувати графіки електричних навантажень</i>	<i>11.05.2025</i>	
3	<i>Картограма навантажень підприємства з технічного обслуговування і ремонту</i>	<i>13.05.2025</i>	
4	<i>Провести техніко-економічне обґрунтування схем внутрішнього електропостачання та зовнішнього електропостачання підприємства.</i>	<i>14.05.2025</i>	
5	<i>Провести розрахунок режимів реактивної потужності.</i>	<i>15.05.2025</i>	
6	<i>Обрати кількість, потужності та місце розташування КУ.</i>	<i>17.05.2025</i>	
7	<i>Провести розрахунок струмів коротких замкнень та здійснити вибір обладнання.</i>	<i>19.05.2025</i>	
8	<i>Провести розрахунок спеціального розділу роботи.</i>	<i>20.05.2025</i>	
9	<i>Зробити висновки по роботі</i>	<i>24.05.2025</i>	
10	<i>Оформлення пояснювальної записки кваліфікаційної роботи</i>	<i>25.05.2025</i>	
11	<i>Оформлення презентаційної частини кваліфікаційної роботи</i>	<i>31.05.2025</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Оксана СПІВАК

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Денис КОНДРАТЬЄВ

З М І С Т

	ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	7
	ВСТУП	8
1.	Розрахунок електричних навантажень	9
1.1.	Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В	9
1.2.	Розрахунок освітлювальних навантажень заводу з виробництва машин для агропромислового комплексу	9
13.	Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В	10
1.4	Побудова графіків електричних навантажень підприємства	11
2	Побудова картограми електричних навантажень та вибір місця розташування ЦРП	19
3.	Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства	21
3.1.	Схема приєднання та вибір напруги живлення	21
3.2.	Вибір напруги і схеми внутрішнього електропостачання	25
4.	Компенсація реактивної потужності	30
4.1	Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації	30
4.2.	Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації реактивної потужності	32
5.	Трансформаторні підстанції	34
6.	Розрахунок струмів КЗ	35
6.1.	Розрахунок струмів короткого замикання та вибір струмопроводів	35
6.2	Вибір високовольтного обладнання	38
7	Застосування джерел безперебійного живлення (ДБЖ) для критичних електроприймачів підприємства з технічного обслуговування і ремонту	48
7.1	Питання актуальності застосування безперебійних джерел живлення на підприємстві	48
7.2.	Класифікація та типи ДБЖ	50
7.3.	Розрахунок рекомендованої потужності ДБЖ для підприємства	54
7.4.	Основні правила експлуатації ДБЖ	60
7.5.	Економічне обґрунтування впровадження джерел безперебійного живлення (ДБЖ)	63
7.6.	Підключення батарейного блоку	63
	ВИСНОВКИ	64
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	66

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
Розробив		Кондратьєв Д.		
Перевірив		Співак О.В.		
Н.контр.		Співак О.В.		
Затв.		Плещков П.		
Проектування системи електропостачання підприємства з технічного обслуговування і ремонту			Літ.	Аркуш
				6
			ЦНТУ, гр.ЕЕ-22мб	
			Аркушів	66

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АКБ – Акумуляторна батарея

БСК – Батарея статичних конденсаторів

ДБЖ – джерело безперебійного живлення

КЗ – коротке замкнення

ТП – трансформаторна підстанція

ПЛ – повітряна лінія (електропередачі)

КТП – Комплектна трансформаторна підстанція

ЦРП – Центральний розподільчий пункт

						7

1.4. Побудова графіків електричних навантажень підприємства

У цьому розділі представлено добові графіки навантажень, побудовані окремо для зимового та літнього сезонів функціонування підприємства, з урахуванням робочих і вихідних днів. Для побудови використано типові профілі споживання електроенергії, характерні для різних напрямків промислового виробництва. Окрім того, створено графік розподілу навантаження за тривалістю його дії протягом доби.

Річні витрати активної та реактивної енергії:

$$W^P = \sum_1^{24} P_{з,i}^{роб} \cdot 147 + \sum_1^{24} P_{з,i}^{сик} \cdot 65 + \sum_1^{24} P_{л,i}^{роб} \cdot 105 + \sum_1^{24} P_{л,i}^{сик} \cdot 48 = 2450,722 + 3007,030 + 14880,180 + 1887,936 = 4,428 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

$$V^P = \sum_1^{24} Q_{з,i}^{роб} \cdot 147 + \sum_1^{24} Q_{з,i}^{сик} \cdot 65 + \sum_1^{24} Q_{л,i}^{роб} \cdot 105 + \sum_1^{24} Q_{л,i}^{сик} \cdot 48 = 3667,797 + 648,570 + 1887,936 + 406,560 = 0,696 \cdot 10^7 \text{ кВар} \cdot \text{г}$$

Розрахуємо час використання максимуму навантаження нижче:

$$T_M = \frac{\sqrt{(4,42 \cdot 10^7)^2 + (0,69 \cdot 10^7)^2}}{8506} = 5270 \text{ г}$$

Також покажемо час найбільших втрат:

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{5270}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3712,6 \text{ г}$$

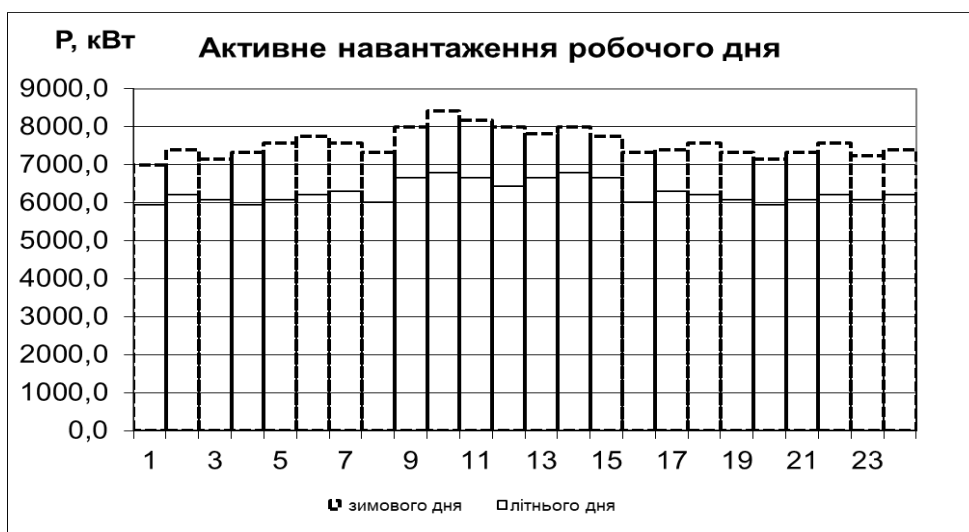


Рисунок 1.1 – Графік активного навантаження робочого зимового та літнього дня підприємства з технічного обслуговування і ремонту

Таблиця 1.1 - Розрахунок електричних навантажень електроприймачів до 1000 В підприємства з технічного обслуговування і ремонту

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кількість ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	Кв	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну, кВт, квар		p _{еф}	K _м	Розрахункова потужність, кВт, квар, кВА		
			Одного	Сум.					P _{ср}	Q _{ср}			P _р	Q _р	S _р
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Головний механічний цех	144	1,1 - 150	4584	136	0,21	0,7	1,02	1008,5	1028,86	61	1,26	1279,72	1028,84	1642,06
2	Складальний підрозділ	85	1,0 - 250	2614	250	0,37	0,7	1,02	993,3	1013,39	21	1,32	1312,51	1013,37	1658,22
3	Цех гарячої обробки металу	90	5 - 250	625	50	0,64	0,90	0,484	406,3	196,76	5	1,37	558,32	216,44	598,82
4	Дільниця лиття металів	36	3 - 25	538	8	0,61	0,85	0,62	322,8	200,05	36	1,13	366,03	200,06	417,15
5	Дільниця стисненого повітря														
6	Цех механічного відновлення	80	7,5 - 250	2712	33	0,33	0,75	0,882	922,1	813,20	22	1,34	1240,2	813,22	1483,13
7	Корпус управління	15	1 - 10	78	10	0,76	0,85	0,62	58,5	36,26	15	1,11	65,21	36,23	74,65
8	Склад готової продукції	10	5 - 10	80	2	0,71	0,80	0,75	56,0	42,00	10	1,19	66,91	46,23	81,33
9	Термічний цех	47	5 - 250	2494	50	0,66	0,90	0,48	1621,1	785,13	20	1,16	1878,73	785,14	2036,16
10	Експериментальний цех підприємства	56	1 - 400	2494	400	0,21	0,70	1,02	553,7	564,85	12	1,68	929,92	564,86	1088,07
	Всього на шинах 0,4 кВ підприємства	563	1,0 - 400	16219	400	0,41	0,79	0,79	5942,2	4680,5	81	1,15	6863,13	4680,52	8307,24

Таблиця 1.2 - Розрахунок освітлювальних навантажень підприємства з підприємства з технічного обслуговування і ремонту

№	Найменування	F, м ²	p _о , Вт/м ²	P _в , кВт	K _с	T _г φ	K ₁	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	Головний механічний цех	5720	15	85,82	0,8	0,48	1,2	82,38	39,88	91,53
2	Складальний підрозділ	3180	15	47,74	0,8	1,73	1,12	42,75	73,95	85,42
3	Цех гарячої обробки металу	1814	13	23,57	0,9	1,73	1,12	23,76	41,14	47,54
4	Дільниця лиття металів	2240	13	29,14	0,8	0,48	1,2	27,95	13,56	31,08
5	Дільниця стисненого повітря	1000	8	8,03	0,9	0,48	1,2	8,63	4,19	9,62
6	Цех механічного відновлення	2250	15	33,76	0,95	1,73	1,12	35,92	62,14	71,78
7	Корпус управління	1730	24	41,53	0,85	0,48	1,2	42,36	20,52	47,04
8	Склад готової продукції	8760	10	87,66	0,8	0,48	1,2	84,12	40,74	93,45
9	Термічний цех	900	13	11,75	0,9	0,48	1,2	12,66	6,14	14,06
10	Експериментальний цех підприємства	2740	15	41,12	0,85	1,73	1,12	39,14	67,71	78,19
11	Територія заводу	121200	0,1	12,17	1	1,73	1,12	13,58	23,46	27,14
	Всього							413,23	393,27	570,45

Таблиця 1.3 - Розрахунок силових навантажень в мережі вище 1000 В

Назва групи споживачів	Кіль-ть ЕС	Р _{одного} , кВт		Р _{сум} , кВт	m	K _н	cosφ	tgφ	Середнє навантаження		K _м	Розрахункове навантаження			
		min	max						Р _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар		Р _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП№1															
Дільниця лиття металів	36	3	25	538		0,6	0,85	0,62	322,8	200,53	36	1,134	366,3	200,5	417,2
Всього освітлювальна													27,6	13,53	
Всього													393,7	213,58	448,4
Експериментальний цех підприємства	56	1	400	2494		0,22	0,7	1,02	553,6	564,8	12	1,68	929,91	564,85	1088,5
Всього освітлювальна													39,13	67,69	
Всього													969,07	632,54	1157,4
Всього по ТПП№1	92	1	400	3032		0,3	0,8	0,87	876,5	764,9	15	1,49	1304,8	764,9	1512,51
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1													67,82	81,2	
Втрати в трансформаторах													1371,9	846,3	1611,84
Кількість трансформаторів:	2												14,5	79,76	
Номінальна потужність, кВА:	1000														
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,69														
Всього на шинах 10 кВ ТП1													1386,6	925,9	1667,3
ТП№2															
Складальний підрозділ	85	1	250	2614		0,38	0,7	1,02	993,3	1013,3	21	1,32	1312,5	1013,9	1658,21
Всього освітлювальна													42,7	73,94	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП2													1355,2	1087,3	1737,5
Втрати в трансформаторах													14,3	78,5	
Кількість трансформаторів:	2														
Номінальна потужність, кВА:	1000														
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,68														
Всього на шинах 10 кВ ТП2													1369,5	1165,8	1798,5

продовження таблиці 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП№3														
Головний механічний цех														
силова	144	1,1	150	4584	0,22	0,7	1,02	1008,4	1028,8	61	1,29	1279,7	1028,8	1642,37
освітлювальна												82,37	39,87	
Всього на шинях 0,4 кВ ТПЗ												1362,11	1068,72	1731,33
Втрати в трансформаторах												14,40	79,02	
Кількість трансформаторів: 2														
Номінальна потужність, кВА: 1000														
Коефіцієнт завантаження $K_3 = 0,68$														
Всього на шинях 10 кВ ТПЗ												1376,51	1147,74	1792,24
ТП№4														
Цех механічного відновлення														
силова	80	7,5	250	2712	0,34	0,75	0,88	922,18	813,20	22	1,35	1240,39	813,20	1483,19
освітлювальна												35,91	62,12	
Всього												1276,3	875,32	1547,62
Корпус управління														
силова	15	1	10	78	0,75	0,85	0,62	58,51	36,26	15	1,15	65,24	36,26	74,63
освітлювальна												42,35	20,50	
Всього												107,59	56,75	121,64
Всього по ТП№4														
силова	95	1	250	2790	0,4	0,8	0,87	980,61	849,45	22	1,3	1306,85	849,45	1558,66
освітлювальна												78,26	82,62	
Всього на шинях 0,4 кВ ТП4												1385,11	932,08	1669,52
Втрати в трансформаторах												14,75	80,76	
Кількість трансформаторів: 2														
Номінальна потужність, кВА: 1000														
Коефіцієнт завантаження $K_3 = 0,69$														
Всього на шинях 10 кВ ТП4												1399,86	1012,83	1727,84
ТП№5,6														
Цех гарячої обробки металу														
силова	47	5	250	2494	0,65	0,9	0,48	1621,13	785,13	20	1,19	1878,6	785,1	2036,12
освітлювальна												12,64	6,12	

продовження таблиці 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всього												1891,2	791,25	
Склад														
	силова	10	5	-	10	80								
	освітлювальна						0,7	0,8	0,75	56	42	10	1,195	66,94
Всього														81,34
														40,7
														86,9
Дільниця стисненого повітря														
	силова													
	освітлювальна													
Всього														
Всього по ТП5,6	силова	57	5	250	2574		0,7	0,9	0,49	1677,1	827,1	21	1,16	1937,6
	освітлювальна													827,13
Всього на шинах 0,4 кВ ТП5,6														51,00
Втрати в трансформаторах														2043
Кількість трансформаторів:	3													21,6
Номінальна потужність, кВА:	1000													118,52
Коефіцієнт завантаження $K_3 =$	0,68													
Всього на шинах 10 кВ ТП5,6														2064,6
ТП№7														
Цех гарячої обробки металу														
	силова	90	5	-	250	625	0,65	0,9	0,48	406,25	196,7	5	1,374	558,3
	освітлювальна+територія													216,43
Всього на шинах 0,4 кВ ТП7														37,3
Втрати в трансформаторах														595,67
Кількість трансформаторів:	1													6
Номінальна потужність, кВА:	1000													33,51
Коефіцієнт завантаження $K_3 =$	0,60													
Всього на шинах 10 кВ ТП7														
Всього														
	силова	563	1	-	400	16219	0,37	0,79	0,79	5942,2	4680,5	81	1,15	6863,2
	освітлювальна													413,7
														393,5
														678,9
														8307,12

продовження таблиці 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всього												7276,2	5073,7	8870,5
Втрати в трансформаторах												85,62	470,08	
Всього по підприємству												7361,9	5543,8	9215,8
Високовольтне навантаження														
Компресорна (10 кВ)	2,0	750	-	750	1500	0,7	0,48	1050	508,51			1050	-508,5	1166,7
Всього на шинах 10 кВ підприємства										tgφ=	0,599	8411,9	5035,3	9803,7
													-3773,5	
Всього на шинах 10 кВ підприємства										tgφ=	0,150	8411	1261,7	8506

РОЗДІЛ 2

Побудова картограми електричних навантажень та вибір місця розташування ЦРП

На прикладі умов цеху механічного відновлення покажемо розрахунок картограми електричних навантажень. Прийmemo масштаб $m = 0,6 \text{ кВт/мм}^2$, радіус кола, яке зображує силове та освітлювальне навантаження:

$$R = \sqrt{\frac{P_{pc} + P_{po}}{\pi m}} = \sqrt{\frac{1240,2 + 35,9}{3,14 \cdot 0,2}} = 45,071 \text{ мм,}$$

$$\alpha = \frac{P_{po} \cdot 360^\circ}{\pi R^2} = \frac{35,9 \cdot 360}{3,14 \cdot 45,07^2} = 10,3^\circ$$

Подібні розрахунки для інших цехів підприємства з технічного обслуговування і ремонту проводимо аналогічно і зводимо до таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Основні розрахунки для визначення координат центру електричних навантажень

Найменування	$P_{\text{сил}}$, кВт	$P_{\text{осв}}$, кВт	P_p , кВт	m	R , мм	α , °
Головний механічний цех	1279,72	82,38	1362,1	0,6	26,89	13,06
Складальний підрозділ	1312,51	42,75	1355,26	0,6	26,82	6,81
Цех гарячої обробки металу	558,32	23,76	582,08	0,6	17,58	8,82
Дільниця лиття металів	366,03	27,95	393,98	0,6	14,46	15,32
Дільниця стисненого повітря		8,63	8,63	0,6	2,14	216,1
Цех механічного відновлення	1240,2	35,92	1276,12	0,6	26,03	6,08
Корпус управління	65,21	42,36	107,57	0,6	7,56	85,06
Склад готової продукції	66,91	84,12	151,03	0,6	8,95	120,31
Термічний цех	1878,73	12,66	1891,39	0,6	31,68	1,45
Експериментальний цех	929,92	39,14	969,06	0,6	22,68	8,72
<i>Всього</i>			8097,3			

Таблиця 2.2 - Розрахунок координат центру електричних навантажень

Найменування	х, см	у, см	Р·х, кВт·м	Р·у, кВт·м
Головний механічний цех	5	4	6810,5	5448,4
Складальний підрозділ	6	8	8131,56	10842,08
Цех гарячої обробки металу	5	8	2910,4	4656,64
Дільниця лиття металів	7	13	2757,86	5121,74
Дільниця стисненого повітря	6	15	51,78	129,45
Цех механічного відновлення	9	4	11485,08	5104,48
Корпус управління	4	12	430,28	1290,84
Склад готової продукції	6	8	906,18	1208,24
Термічний цех	9	6	17022,51	11348,34
Експериментальний цех	6	8	5814,36	7752,48
<i>Всього</i>			83912,5	72685,9

Розрахунок координат центра електричних навантажень.

$$X_0 = \frac{83912,5}{8097,33} = 10,3 \text{ см}$$

$$Y_0 = \frac{72685,9}{8097,33} = 8,9 \text{ см}$$

Центр електричних навантажень, згідно з розрахунками, розташовується в районі дільниці лиття металів. Однак, з урахуванням конструктивних особливостей та необхідності зниження втрат енергії, розміщення центрального розподільчого пункту (ЦРП) було зміщено у напрямку джерела живлення до координат $X=10,3$ см, $Y=8,98$ см.

$$I_M = \frac{8506}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 245,6 \text{ А}$$

При $T_{\max} = 5270 \geq 5000$ год, враховуємо $j_{\text{ек}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$

$$F_{\text{РОЗР}} = \frac{I_M}{j_{\text{ек}}} = \frac{245,6}{1,2} = 204,6 \text{ мм}^2$$

Приймаємо до встановлення чотири кабеля АСБУ (3x120) зі струмом 240 А.

Перевіримо обраний кабель на нагрів за наступною умовою:

$$I_{\text{ав.р}} \leq I_{\text{доп.}}$$

маємо $I_{\text{ав.р}} = 2 \cdot I_M = 2 \cdot 245,6 = 491,12 \text{ А}$

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_{\text{ав.л}} \cdot I_{\text{доп}} = 2 \cdot 0,8 \cdot 1,35 \cdot 240 = 518,4 \text{ А}$$

Врахуємо вартість кабельних ліній, вартість шаф серії КУ-10, вартість траншеї для КЛ на сьогоднішній день нижче:

$$K_{\text{КЛ}} = K_{\text{КЛ}0} \cdot \ell_{\Sigma} = 440 \cdot 4 \cdot 0,8 = 1408,0 \text{ тис.грн}$$

$$K_{\text{КРУ}} = 2 \cdot 53,5 = 107 \text{ тис. грн}$$

$$K_{\text{ТРАНШ}} = 0,8 \cdot 71,5 = 57,2 \text{ тис. грн}$$

То ж, сумарні витрати по II варіанту отримаємо нижче:

$$K_{\text{II}} = 1465,2 + 107 = 1572,2 \text{ тис.грн}$$

Відрахування на амортизацію, ремонт та обслуговування по варіанту:

$$C_a = 0,1 \cdot 1465,2 + 0,2 \cdot 107 = 167,92 \text{ тис. грн.}$$

Покажемо втрати енергії в кабельних лініях з врахуванням $\Delta P_{\text{КЛ}0} = 54 \text{ кВт/км}$:

$$\Delta W_{\text{л}} = 54 \cdot 4 \cdot 0,8 \cdot 0,51^2 \cdot 3712,6 = 167879,26 \text{ кВт·год}$$

$$K_3 = \frac{245,55}{2 \cdot 240} = 0,51$$

Вартість втрат електроенергії для другого варіанта

$$C = 7,55 \cdot 167879,2 \cdot 10^{-3} = 1267,487 \text{ млн.грн.}$$

Розрахункові витрати по II варіанту

$$Z_{\text{II}} = 167,92 + 1267,487 + 0,12 \cdot 1572,2 = 1267,844 \text{ млн.грн}$$

Таблиця 3.1 - Потужності навантаження на п/ст підприємства з технічного обслуговування і ремонту

№ пп	№ ТП	Рр, кВт	Qр, кВт	Qбск, кВт	Qр-Обск, кВт	Sp, кВт	Ст.ном, кВт	N	Кз
1	ТП1	1371	846	500	346	1415	1000	2	0,71
2	ТП2	1355	1087	700	387	1409	1000	2	0,71
3	ТП3	1377	1151	700	451	1449	1000	2	0,72
4	ТП4	1400	1016	550	466	1476	1000	2	0,74
5	ТП5	1376	666	300	333	1416	1000	2	0,71
6	ТП6	688	333	150	183	709	1000	1	0,71
7	ТП7	602	318	-	318	681	1000	1	0,68
Всього		8172	5421	2760	2487	8543		12	

Таблиця 3.2 - Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В з урахуванням КП підприємства з технічного обслуговування і ремонту

Назва групи споживачів	Кількість ЕС	Родного, кВт		Р _{сум} , кВт	m	K _н	cosφ	tgφ	Середнє навантаження		K _н	Розрахункове навантаження		
		min	max						Р _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар		Р _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15
ТП№1														
силова	92	1	400	3032		0,31	0,80	0,87	876,5	764,9	1,49	1304,8	764,9	1512,5
освітлювальна												67,1	81,2	
БК 0,4 кВ													-500	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1												1371,9	346,1	1414,9
Втрати в трансформаторах												15,2	83,1	
Кількість трансформаторів:	2													
Номінальна потужність, кВА:	1000													
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,7													
Всього на шинах 10 кВ ТП1												1387,1	429,2	1452,1
ТП№2														
силова	85	1	250	2614		0,381	0,70	1,02	993,3	1013,4	1,321	1312,5	1013,4	1658,2
освітлювальна												42,7	73,9	
БК 0,4 кВ													-700	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП2												1355,2	387,3	1409,5
Втрати в трансформаторах												15,1	82,6	
Кількість трансформаторів:	2													
Номінальна потужність, кВА:	1000													
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,7													
Всього на шинах 10 кВ ТП2												1370,3	469,96	1448,7
ТП№3														
силова	144	1,1	150	4584		0,221	0,70	1,02	1008,5	1028,9	1,269	1279,7	1028,9	1642,1
освітлювальна												82,4	39,9	
БК 0,4 кВ													-700	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП3												1362,1	368,7	1411,1
Втрати в трансформаторах												15,2	82,7	
Кількість трансформаторів:	2													
Номінальна потужність, кВА:	1000													

продовження таблиці 3.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Коефіцієнт завантаження $K_3 = 0,7$														
Всього на шинях 10 кВ ТПЗ												1377,3	451,5	1449,4
ТП№4														
силова	95	1	250	2790	0,4	0,8	0,87	980,6	849,5	22	1,33	1306,9	849,5	1558,7
освітлювальна												78,3	82,6	
БК 0,4 кВ													-550	
Всього на шинях 0,4 кВ ТП4												1385,1	382,1	1436,8
Втрати в трансформаторах												15,6	84,8	
Кількість трансформаторів: 2														
Номінальна потужність, кВА: 1000														
Коефіцієнт завантаження $K_3 = 0,7$														
Всього на шинях 10 кВ ТП4												1400,7	466,9	1476,4
ТП№5,6														
силова	57	5	250	2574	0,7	0,9	0,49	1677,2	827,1	21	1,16	1937,6	827,1	2106,8
освітлювальна												105,4	51	
БК 0,4 кВ													-450	
Всього на шинях 0,4 кВ ТП5,6												2043	428,1	2087,4
Втрати в трансформаторах												22,3	121,8	
Кількість трансформаторів: 3														
Номінальна потужність, кВА: 1000														
Коефіцієнт завантаження $K_3 = 0,7$														
Всього на шинях 10 кВ ТП5,6												2065,3	550,1	2137,3
ТП№7														
силова	90	5	250	625	0,7	0,9	0,48	406,3	196,76	5	1,37	558,3	216,4	598,8
освітлювальна												37,4	64,6	
Всього на шинях 0,4 кВ ТП7												595,7	281,1	658,6
Втрати в трансформаторах												6,8	37,9	
Кількість трансформаторів: 1														
Номінальна потужність, кВА: 1000														
Коефіцієнт завантаження $K_3 = 0,7$														
Всього на шинях 10 кВ ТП7												602,5	318,9	681,7

продовження таблиці 3.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всього по ремонтно-механічному заводу														
силова	563	1	16219	0,37	0,79	0,79	0,79	5942,2	4680,51	81	1,15	6863,1	4680,5	8307,2
освітлювальна												413,1	393,2	
Всього												7276,2	5073,75	8870,6
БК 0,4 кВ													-2900	
Втрати в трансформаторах												90,19	492,9	
Всього по заводу												7366,4	2666,7	7834,3
Високовольтне навантаження														
Компресорна (10 кВ)	2,0	750	1500,0	0,70	0,90	0,90	0,48	1050	508,51			1050	-508,5	1166,7
БК 10 кВ													-900,00	
Всього на шинях 10 кВ заводу										тгр=	0,149	8416,5	1258	8510

РОЗДІЛ 4

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Вартість КТП, які найчастіше застосовуються на промислових об'єктах, є досить вартісною. Тому при визначенні доцільного варіанту засобів компенсації ключову роль має кількість трансформаторів, що передбачається до встановлення. У багатьох ситуаціях економічно обґрунтованим виявляється рішення з мінімальною необхідною кількістю трансформаторів, яка визначається згідно з відповідною формулою нижче:

$$N_o = \frac{P}{K_3 \cdot S_{НОМ}} = \frac{8307,24}{0,722 \cdot 1,0} = 11,2$$

Найближче більше значення – приймаємо до встановлення, тобто **No=12**.

Обсяг витрат обчислюється як сукупність витрат на виробництво активної електричної потужності на рівні напруги 10 кВ, а ще вартості встановлення батарей конденсаторів у мережах підприємства до 1000 В. Необхідна потужність компенсуючих пристроїв визначається на основі балансу реактивної енергії в межах відповідних ділянок мережі.

$$Z_{1B} = E \cdot K_{KB} \left(\frac{U_{БК}}{U} \right)^2 + C_o \cdot \Delta P_{KB} \quad Z_{1B} = 0,32 \cdot 150000 \left(\frac{1,05}{1,0} \right)^2 + 6756,75 \cdot 2,5 = 33826,3$$

$$Z_{1H} = E \cdot K_{KH} \left(\frac{U_{БК}}{U} \right)^2 + C_o \cdot \Delta P_{KH} \quad Z_{1H} = 0,32 \cdot 300000 \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 6756,75 \cdot 4,5 = 61125,4$$

Витрати на можливу генерацію реактивної потужності СД визначаються по формулі нижче:

$$Z_{сд} = Z_{11}Q + Z_{21}Q^2$$

Розглянемо нижче витрати для групи N - однакових двигунів:

						30

$$Z_{11} = C_0 \cdot \left(\frac{D_1}{Q_H} + \frac{2 \cdot D_2 \cdot Q_{\text{ПР}}}{Q_{\text{НОМ}}^2 \cdot N} \right) \quad Z_{11} = 6756,75 \cdot \left(\frac{2,47}{0,363} + \frac{2 \cdot 4,46 \cdot 0,508}{0,363^2 \cdot 2} \right) = 162091,3$$

$$Z_{21} = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_{\text{НОМ}}^2 \cdot N} \quad Z_{21} = 6756,75 \cdot \frac{4,46}{0,363^2 \cdot 2} = 114196,2 \quad \text{грн/Мвар}$$

Розрахункова схема підприємства наведена нижче на рисунку 4.1.

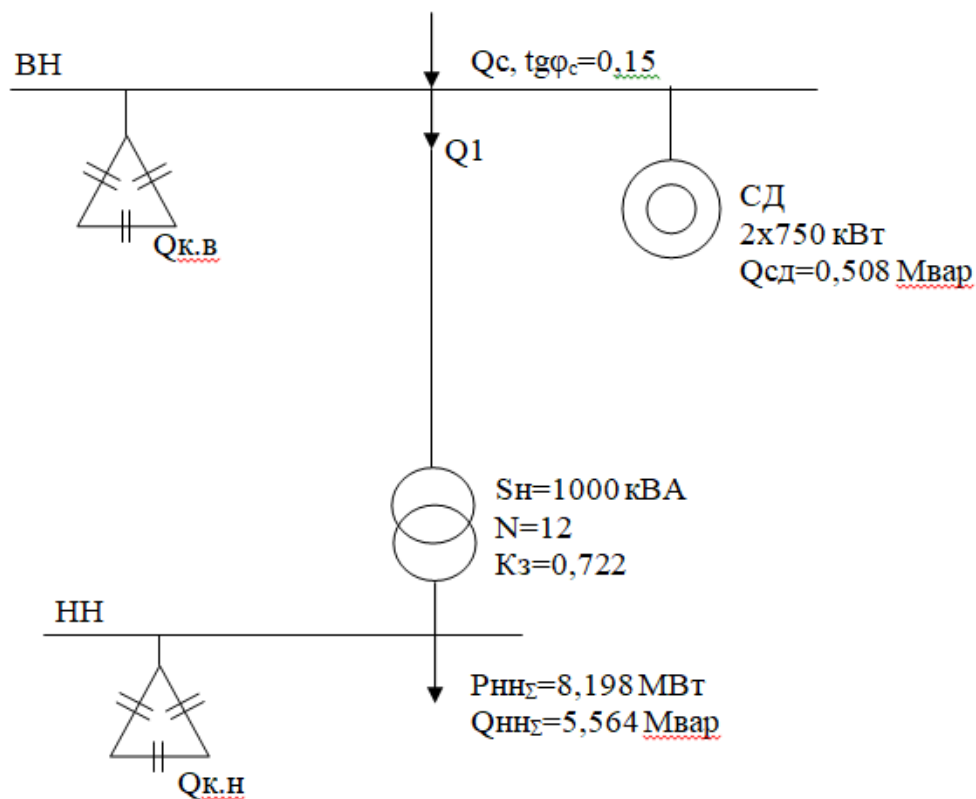


Рисунок 4.1 - Розрахункова схема для визначення кількості компенсуючих пристрів

Розрахунок потужності БК, які можна встановити на шинах 0,4 кВ цехових підстанцій підприємства з технічного обслуговування і ремонту, залежить від реактивної потужності на шинах тієї ж підстанції та від пропускну здатності цехового трансформатора цієї підстанції.

Наведемо розрахунок потужності БК на шинах 0,4 кВ нижче для КТП 3: $P_{\text{нн}}=1377$ кВт; $Q_{\text{нн}}=1068,72$ кВар; $S_{\text{НОМ}}=1000$ кВА; кількість трансформаторів цієї підстанції $N_{\text{т}}=2$ з коефіцієнтом завантаження $K_{\text{з}}=0,711$

Покажемо, втрати активної потужності в СЕП, врахувавши цехові трансформатори: $\Delta P_K = 1 \text{ кВт}$, $U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2} \cdot 10^{-3} \quad R_T = 1,10 \text{ Ом}$$

$$R_T' = \frac{R_T}{N_o} \quad R_T' = 0,0918 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_T = \frac{(P_{HH}^2 + Q_1^2) R_T}{U_H^2} \cdot 10^3 \quad \Delta P_T = 68,78 \text{ Вт}$$

Для батареї статичних конденсаторів наведено нижче:

$$\Delta P_{K0,4} = 4,5 Q_{K0,4} \quad \Delta P_{K0,4} = 12,45 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{K10} = 2,5 Q_{K10} \quad \Delta P_{K10} = 2,252 \text{ кВт}$$

Для синхронних вигунів врахувавши $D_1=2,47$, $D_2=4,46$

$$\Delta P_{CD} = Q_{CD} \left(\frac{D_1}{Q_H} + \frac{2 \cdot D_2 \cdot Q_{CD}}{Q_H^2 \cdot N_{CD}} \right) + \frac{Q_{CD}^2 \cdot D_2}{Q_H^2 \cdot N_{CD}} \quad \Delta P_{CD} = 16,57 \text{ кВт}$$

Отже, капітальні вкладення по оптимальному варіанту в СЕП підприємства з технічного обслуговування і ремонту складатимуть, $C_0=7,55 \text{ грн/кВтг}$:

$$Z_i = E_H (K_{K0,4} + K_{K10} + K_{ТП}) + C_0 \tau_{нб} (\Delta P_{K0,4} + \Delta P_{K10} + \Delta P_T) \cdot 10^{-3}$$

де

$$K_{K0,4} = 4 \cdot 34,49 + 2 \cdot 29,14 +$$

$$K_{K0,4} = N_{350} K_{350} + N_{275} K_{275} + N_{250} K_{250} + N_{150} K_{150} \quad 3 \cdot 16,5 + 2 \cdot 26,92 = 299,58 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{K10} = N_{K450} K_{K450} \quad K_{K10} = 2 \cdot 31,2 = 67,41 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{ТП} = N_{T2} K_{T2} + N_{T1} K_{T1} \quad K_{ТП} = 5 \cdot 766,25 + 2 \cdot 382,5 = 4596,32 \text{ тис. грн.}$$

Отже, розрахункові витрати складатимуть , тис.грн:

$$Z_i = 0,32 \cdot (299,58 + 67,4 + 4596,3) + 7,55 \cdot 3712,58(12,454 + 2,251 + 68,775 + 16,57) = 2385,25$$

РОЗДІЛ 5

ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

На практиці проектування розглядає мого підприємства вибір трансформаторів для цехових підстанцій здійснювали з урахуванням коефіцієнта завантаження, що визначається на основі розрахункового навантаження конкретного зазначеного цеху. Так, доцільно використовувати значення коефіцієнта завантаження в межах 0,65–0,7. У разі, якщо навантаження належить до другої категорії, коефіцієнт може бути 0,7–0,8. В роботі враховували двозмінний режим роботи $K_1=1,08$, коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження при тривалості перевантаження 8-24 год $K_2=1,4$.

То ж, прийняли до встановлення комплектні трансформаторні підстанції КТП-10/0,4 кВ вбудованого і прибудованого типу. Зауважимо також, що трансформатори завантажені рівномірно. В таблиці 5.1. наведемо вибір трансформаторів підприємства з технічного обслуговування і ремонту.

Таблиця 5.1. Вибір трансформаторних підстанцій підприємства з технічного обслуговування і ремонту

№ ТП	N шт	Spоз, кВА	Марка	Kз	$S_{ном} \geq \frac{Sp}{K_1}$	$S_{ном} \geq \frac{Sp}{K_2}$	Тип КТП
КТП1	2	1415	ТМЗ1000/10	0,71	1310	1011	вбудов.
КТП2	2	1409	ТМЗ1000/10	0,71	1305,1	1007	вбудов.
КТП3	2	1449	ТМЗ1000/10	0,72	1342,1	1035	вбудов.
КТП4	2	1476	ТМЗ1000/10	0,74	1367,1	1055	вбудов.
КТП5	2	1417	ТМЗ1000/10	0,71	1311,7	1011	вбудов.
КТП6	1	709	ТМЗ1000/10	0,71	656,5	506	вбудов.
КТП7	1	682	ТМЗ1000/10	0,66	631,2	487	вбудов.

РОЗДІЛ 6

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ

6.1 Розрахунок струмів короткого замикання та вибір струмопроводів

Для виконання розрахунку струмів короткого замикання в мережі 10 кВ, яка забезпечує електропостачання підприємства з технічного обслуговування і ремонту, необхідно визначити тип та параметри кабельних ліній до цехових трансформаторних підстанцій. З цією метою складається схема розрахунку та схема її заміщення, що включає основні елементи системи живлення, зокрема силові трансформатори та прокладені кабелі. Розрахункову схему заміщення покажемо на рисунку 6.1. Обчислення струмів короткого замикання виконується для окремо взятої секції мережі.

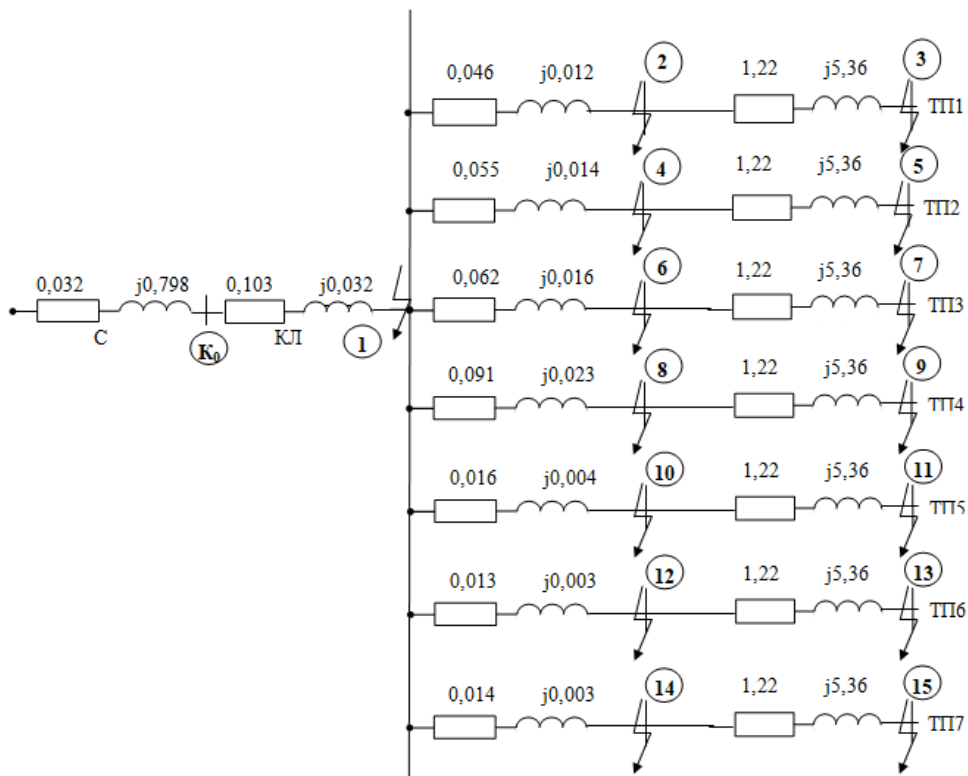


Рисунок 6.1 – Розрахункова схема заміщення для струмів КЗ підприємства з технічного обслуговування і ремонту

Вихідними даними для такого розрахунку струмів КЗ є струми КЗ на шинях 10 кВ РП ($I_c''=7,6$ кА) та схема заміщення мережі.

$$X_C = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot I_C''} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,6} = 0,78 \text{ Ом}$$

$$R_C = \frac{X_C}{25} = \frac{0,78}{25} = 0,032 \text{ Ом}$$

Детально розглянемо кабельну лінію РП-10 до ЦРП-10 4хАСБУ(3х120)

$$r_0=0,258 \text{ Ом/км, } x_0=0,081 \text{ Ом/км}$$

$$R_{л}=(0,258 \cdot 0,8)/2=0,1031 \text{ Ом} \quad X_{л}=(0,081 \cdot 0,8)/2=0,0325 \text{ Ом}$$

Врахуємо опір до шин ЦРП розглядаємого підприємства:

$$R_{K1}=R_{\text{сист}}+R_{л}= 0,032+0,1031=0,1351 \text{ Ом}$$

$$X_{K1}=X_{\text{сист}}+X_{КП}= 0,798+0,0324=0,83 \text{ Ом}$$

То ж, струм КЗ в точці К1, шини 10 кВ ЦРП

$$I_K'' = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,1351^2 + 0,83^2}} = 7,21 \text{ кА}$$

Врахуємо

$$T_a = \frac{X_{K1}}{\omega \cdot R_{K1}} = \frac{0,83}{314 \cdot 0,1351} = 0,02$$

То ж, ударний струм в точці К1 матимемо:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,2 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) = 16,3 \text{ кА}$$

Слід визначити струм підживлення від СД Рн=750 кВт, $X_{d*}=0,2$,

$$S_H = \frac{1 \cdot 0,75}{0,9} = 0,83$$

$$X_{CD} = X_{d*} \cdot \frac{U_{cp2}^2}{S_H} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{0,833} = 26,471 \text{ Ом}$$

$$I_{CD}'' = \frac{U_{cp2}}{\sqrt{3} \cdot X_{CD}} = \frac{1,1 \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 26,471} = 0,2521 \text{ кА}$$

То ж, знайдемо сумарний струм КЗ та відповідний ударний струм на шинах ЦРП у точці К1 схеми

$$I''_{\Sigma K1} = I''_{K1c} + I''_{CD} = 7,21 + 0,2521 = 7,4621 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,46 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) = 16,9 \text{ кА}$$

Так, мінімальний переріз кабелю за умовою по термічній стійкості:

$$t_{отк} = t_{p.з} + t_{o.в} + \Delta t = 0,1 + 0,057 + 1,2 = 1,357 \text{ с}$$

$$W_k = 7,46^2 (1,357 + 0,02) = 75,53 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{75,53} \cdot 10^3}{94} = 92,456 \text{ мм}^2$$

Мінімальний переріз кабеля по термічній стійкості дорівнює ААШв(3х95), $I_{доп} = 205 \text{ А}$. В таблиці 6.1 наведемо деталізовано результати по вибору кабелів.

Результати розрахунків струмів КЗ по іншим точкам, виконаємо подібно і представимо в таблиці 6.2.

Таблиця 6.1 - Вибір кабелів 10 кВ мережі підприємства по технічному обслуговуванні та ремонту

№ пп	Найменування КЛ	№ тр	Sp, кВА	Ip, А	Fp, мм ²	Fст, мм ²	Fмин Т.У., мм ²	Iдоп, А	Iав.р, А	Iдоп', А
1	ЦРП-ТП1	2	1414,9	40,85	34,04	35	95	205	81,7	215,865
2	ЦРП-ТП2	2	1448,81	41,82	34,85	35	95	205	83,64	207,56
3	ЦРП-ТП3	2	1449,38	41,84	34,87	35	95	205	83,6	207,56
4	ЦРП-ТП4	2	1476,41	42,63	35,6	50	95	205	85,3	215,865
5	ЦРП-ТП5	2	1424,84	41,13	34,23	35	95	205	82,16	249,075
6	ЦРП-ТП6	1	712,42	41,13	34,23	35	95	205	55,5	207,56
7	ЦРП-ТП7	1	681,72	39,4	32,8	35	95	205	53,2	215,86
8	ЦРП-СД	1	833,3	48,1	40,0	50	95	205	64,94	215,86

Таблиця 6.2 – Розрахункові струми КЗ в мережі 10 кВ по всіх точках схеми заміщення

Точка КЗ схеми заміщення	1	2	3	4	5	6	7	8
Ik'', кА	7,2	7.0421	0,954	7,061	0,954	6,99	0,952	6,88
Точка КЗ схеми заміщення	9	10	11	12	13	14	15	
Ik'', кА	0,951	7,15	0,957	7,161	0,957	7,162	0,957	

6.2. Вибір високовольтного обладнання

Вибір високовольних вимикачів. Підбір типу вимикачів здійснюється з урахуванням умов експлуатації та специфіки енергосистеми. Під час проектування доцільно надавати перевагу сучасним моделям, що серійно випускаються вітчизняними виробниками. Для РП напругою 10 кВ застосуємо вимикачі, інтегровані у комірки комплектних розподільчих пристроїв. Найбільш раціональним варіантом є використання вакуумних або елегазових вимикачів, зокрема продукції підприємств РЗВА чи “Таврида Електрик”, що спеціалізуються на випуску високовольтної апаратури.

Таблиця 6.3 Вибір вимикачів на шинах 10 кВ підприємства

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ВР1-10-20/630
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	$U_{ном}=10$ кВ
2. $I_{роб.макс} \leq I_{ном}$	491,38 А	$I_{ном}=630$ А
3. $I_{шт} \leq I_{отк.ном}$	7,46 кА	$I_{отк.ном}=20$ кА
4. $\sqrt{2}I_{пг} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 7,46 + 0 = 10,52$ кА	$\sqrt{2} \cdot 20(1 + 40/100) = 39,48$ кА
5. $I'' \leq I_{дин}$	7,46 кА	$I_{дин}=20$ кА
6. $i_y \leq i_{дин}$	16,9 кА	$i_{дин}=52$ кА
7. $BK \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	75,53 кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² с

Таблиця 6.4- Розрахункове навантаження трансформаторів власних потреб

Електроприймачі	Встановлена потужність, кВт	P, кВт	Q, кВар
1. Опалення та освітлення приміщення	6,5	6,5	-
2. Зовнішнє освітлення	4,5	4,5	-
3. Навантаження, яке споживається оперативними ланцюгами	2,0	2,0	-
Всього		13,0	-

Вибір розрядників. Для захисту підстанційного обладнання від прямих блискавкових розрядів використовують стрижневі або тросові струмовідводи. Тип схеми блискавкозахисту визначається виходячи з рівня напруги, потужності трансформаторів та конфігурації електропостачання. З метою обмеження атмосферних і внутрішніх перенапруг застосовують вентильні розрядники. Їх встановлюють безпосередньо на вводах трансформаторів, без розриву кола комутаційними пристроями між вводом і захистом. Розрядники підключаються до контуру заземлення найкоротшим шляхом. То ж встановлюємо: ОПН-35 для напруги 35 кВ; ОПН-10 для напруги 10 кВ.

Вибір трансформаторів струму. Зазначимо, що мережа 10-35 кВ згідно працюють з ізольованою нейтраллю, слід встановлювати трансформатори струму в фазах А і С. На 6-10 кВ маємо обрати до встановлення ТС, якими можуть комплектуватись обрані шафи комплектних розподільчих пристроїв закритого виконання. То ж, врахуємо напругу, струм і конструктивні особливості обладнання, клас точності. Коли ТС працює в обраному класі точності (зазвичай 0,5), необхідно дотримуватися умови:

$$Z_{прил} + R_{л} + R_{пров} \leq Z_{ном}$$

В якості з'єднувальних проводів слід застосовувати багатожильні контрольні кабелі з гумовою ізоляцією. На практиці струмові кола виконують мідними. На вводах 10 кВ підприємства з технічного обслуговування і ремонту

Таблиця 6.6 - Перевірка ТС за умовами вибору на вводі до КРП 10 кВ.

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ТЛК 10-УЗ
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	$U_{ном}=10$ кВ
2. $I_{роб.макс} \leq I_{ном}$	491,38 А	$I_{ном}=600$ А
3. $I_y \leq I_{лин}$	16,9 кА	$i_{лин}=81$ кА
4. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	75,53 кА ² ·с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} =$ 31,5 ² · 3 = 2976 кА ² ·с
5. $Z_2 \leq Z_{2н}$	0,266 Ом	$Z_{2н}=0,4$ Ом

$$I_{роб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{8510,63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 491,4 \text{ А}$$

На лініях 10 кВ, що відходять до ТП2 прийматимемо до установки трансформатори струму ТЛК-10-100УЗ, перелік приладів наведемо в таблиці 6.7.

Таблиця 6.7 - Перелік вимірювальних приладів на відхідній лінії від КРУ 10 кВ.

Найменування приладу	Тип приладу	Навантаження фази, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Е 377	0,1	–	–
Електронний лічильник	НИК 2303	0,1		0,1
Всього		0,2	–	0,1

Найбільш завантажена фаза А. Загальний опір приладів:

$$Z_{прил} = S_{прил} / I_{2ном}^2 = 0,2/5^2 = 0,008 \text{ Ом.}$$

Вторинне навантаження трансформатора обраного струму в класі точності 0,5 складатиме 0,4 Ом, маючи номінальний вторинний струм $I_{2ном}=5$ А.

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{прил} - R_x = 0,4 - 0,008 - 0,1 = 0,092 \text{ Ом}$$

Маємо переріз з'єднувальних проводів:

$$F = (\rho \cdot l_{розр}) / R_{пр} = (0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6) / 0,092 = 3,23 \text{ мм}^2$$

Приймемо контрольний кабель АКВГ з жилами перерізом 4 мм². Тоді опір проводів складе:

						42

Таблиця 6.9 - Розрахункове вторинного навантаження трансформатора напруги секції шин 10 кВ КРУ

Прилад	Тип приладу	Кількість	Загальна потужність			
			P, кВт	Σ P, кВт	Q, кВар	Σ Q, вар
Збірні шини 10 кВ:						
Вольтметр для вимірювання міжфазних напруг	Е 377	1	2	2		
лічильник	НИК 2303	8	2	16	9,7	77,6
Всього				18		77,6

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2H} = |18 - j 77,6| \text{ ВА} = 79,7 \text{ ВА}$$

Можемо обрати трансформатор напруги в класі точності 0,5 НАМИТ-10 з

$$S_{2\text{НОМ}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Згідно з результатами розрахунку, фактичне навантаження на вторинні обмотки є нижчим за номінальне, що гарантує роботу трансформаторів у межах заданого класу точності. Для другої секції шин вибір трансформаторів виконується за тією ж методикою.

На підприємстві з технічного обслуговування і ремонту впроваджено систему комерційного та технічного обліку електроенергії на базі сучасних багатофункціональних лічильників типу НИК 2303. Дані прилади встановлено на ввіді в розподільчому щиті головної понизної підстанції (ГПП) та на виходах до основних споживачів електроенергії для подальшого розподілу навантажень.

Комерційний облік організовано відповідно до вимог НКРЕКП (Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг) з метою точного вимірювання обсягів спожитої електроенергії для взаєморозрахунків з енергопостачальними організаціями. Для цього застосовуються лічильники НИК 2303 АРЗТ, які мають клас точності 0,5S, підтримують багатотарифний облік, здатні фіксувати параметри електричної мережі (напругу, струм, потужність, енергію) і оснащені інтерфейсами зв'язку (RS-485, PLC, GSM/GPRS) для автоматизованого зчитування даних.

						44

З метою внутрішнього аналізу споживання електроенергії по дільницях, відстеження ефективності роботи обладнання та виявлення нераціонального використання електроенергії на підприємстві встановлені окремі лічильники NIK 2303 для технічного обліку.

Це дозволяє оперативно виявляти втрати, контролювати навантаження в реальному часі, формувати енергетичний баланс підприємства та оптимізувати споживання.

Вибір лічильників NIK 2303 (рисунок 6.2) обумовлений наступними техніко-економічними перевагами:

- Висока точність вимірювань та відповідність стандартам ДСТУ EN 62053-22;
- Багатотарифна робота (підтримка до 4 тарифів), що дозволяє зменшити витрати при роботі в нічний та пільговий час;
- Можливість дистанційного зчитування даних, що забезпечує інтеграцію в систему АСКОЕ (автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії);
- Реєстрація аварійних подій (перенапруга, перекіс фаз, обрив нуля), що підвищує рівень контролю за якістю електропостачання;
- Компактне виконання та зручність встановлення в щитовому обладнанні.



Рисунок 6.2 – Зовнішній вигляд лічильника обліку і розташування елементів управління

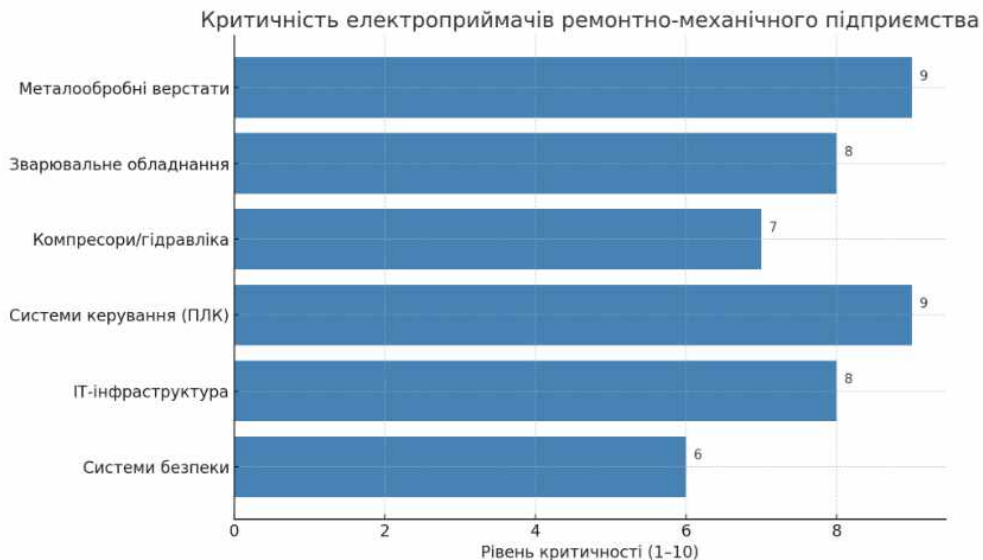


Рисунок 7.1 – Графічна ілюстрація рівня критичності основних електроприймачів підприємства з технічного обслуговування і ремонту

7.2 Класифікація та типи ДБЖ Існує три ключові типи архітектур джерел безперебійного живлення, що можуть бути застосовані на розглядаємому підприємстві: on-line, line-interactive та off-line (резервні). On-line система працює за принципом подвійного перетворення енергії - спочатку змінний струм перетворюється на постійний, а потім знову на змінний, що дозволяє повністю ізолювати навантаження від нестабільностей у зовнішній мережі. Така технологія гарантує максимально стабільне електроживлення, навіть при суттєвих коливаннях напруги чи частих перебоях.

Line-interactive ДБЖ виконує резервування енергії за допомогою акумуляторної батареї, але водночас безперервно відслідковує якість вхідної напруги. При незначних відхиленнях система може коригувати їх автоматично без перемикавання на живлення від батареї, що зменшує зношення акумуляторів.

Off-line або резервне ДБЖ — найпростіша модель, яка активується лише у разі повної відсутності електропостачання. У стандартному режимі пристрій пропускає вхідну напругу без обробки, а при аварійній ситуації швидко перемикає живлення на внутрішню батарею. На схемі нижче представлено базовий принцип роботи кожного типу джерела безперебійного живлення, що

дозволяє порівняти їхню функціональність, швидкодію та рівень захисту підключеного обладнання.

Таблиця 7.1 - Типи і особливості джерел безперебійного живлення

Характеристика	Off-line (резервне)	Line-interactive	On-line (подвійне перетворення)
Принцип роботи	Живлення напряму від мережі, перемикання на батарею при зникненні напруги	Постійний контроль напруги, корекція невеликих відхилень, перемикання на батарею при збої	Повне подвійне перетворення — повна ізоляція навантаження
Час перемикання на батарею	4–10 мс	2–4 мс	Немає затримки (0 мс)
Рівень захисту	Базовий	Середній	Високий
Корекція напруги	Відсутня	Є (автоматичний стабілізатор)	Постійна стабілізація
Захист від коливаний/перешкод	Низький	Середній	Повний
ККД (ефективність)	Високий (~98%)	Високий (~96–98%)	Нижчий (~90–94%)
Сфера застосування	Домашні ПК, офісна техніка	Робочі станції, мережеве обладнання	Сервери, медичне, промислове та критичне обладнання
Вартість	Низька	Середня	Висока

Off-line (резервне) ДБЖ



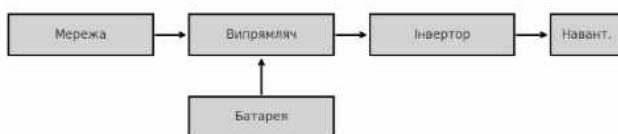
Off-line ДБЖ – живлення надходить безпосередньо з мережі, батарея підключається лише під час збоїв.

Line-interactive ДБЖ



Line-interactive ДБЖ – мережеве живлення проходить через стабілізатор напруги; при зникненні напруги активується батарея.

On-line (подвійне перетворення) ДБЖ



On-line ДБЖ – струм проходить подвійне перетворення (AC → DC → AC), що забезпечує повну стабілізацію живлення і нульовий час перемикання.

Рисунок 7.2 - Схема 3-х основних типів джерел безперебійного живлення

2. Schneider Electric Galaxy VX/VM

Тип: Онлайн з подвійним перетворенням, трифазний

Потужність: Galaxy VX – до 1500 кВт модульно (паралель до 5 МВА)

ККД: До 96.5% у режимі EConversion™, 94% — Double Conversion

Вхідна напруга: 380/400/415 В, 3 фази

Акумулятори: Li-ion, VRLA, відкриті свинцево-кислотні

Переваги: вбудований ізолятор мережевих збурень, підтримка широкого діапазону енергоакуюлюючих систем, легка інтеграція з енергоменеджментом EcoStruxure, оптимізована система охолодження

Призначення: Енергетика, транспорт, виробництво, ЦОД.

3. Delta Ultron DPS Series

Тип: Онлайн (Double Conversion)

Потужність: До 5 МВА через паралельне з'єднання (по 500 кВА на блок)

ККД: До 96% при повному навантаженні

Вхідна напруга: 400 В, трифазна

Акумулятори: LiFePO₄, VRLA

Переваги: розширена самодіагностика, компактний корпус і зменшене тепловиділення, розширена робота з батареями різних типів, висока гнучкість у конфігураціях (оптимально для модульного монтажу).

Призначення: Промислові об'єкти, медичні центри, логістичні вузли

Таблиця 7.4 - Порівняльна таблиця промислових ДБЖ

Характеристика	Eaton 9395P	Schneider Galaxy VX/VM	Delta Ultron DPS
Тип	Online, Double Conversion	Online, Double Conversion	Online, Double Conversion
Потужність	до 5 МВА	до 5 МВА (модульно)	до 5 МВА (модульно)
ККД	до 97%	до 96.5%	до 96%
Типи батарей	VRLA, Li-ion, NiCd	VRLA, Li-ion	VRLA, LiFePO ₄
Габарити	Середні	Великі	Компактні
Переваги	Надійність, енергоефективність	Гнучкість, сумісність з EcoStruxure	Висока щільність потужності
Призначення	ЦОД, промисловість	Енергетика, транспорт	Промисловість

7.5 Економічне обґрунтування впровадження джерел безперебійного живлення (ДБЖ)

1. Потенційні втрати при перебоях в електропостачанні:

- *Простій обладнання:* кожна година простою металообробного верстата може прихвести до втрат від 2 000 до 5 000 грн (включаючи зарплату, амортизацію, втрачені замовлення).
- *Пошкодження обладнання та деталей:* раптове вимкнення зварювального апарата або станка може зіпсувати виріб або зламати інструмент (витрати – такі витрати оціється до 10 000 грн/випадок).
- *Втрата даних або збої в ПЛК та ІТ-системах:* можуть викликати збої в документації, виробничих звітах або логістиці - від 2 000 грн і вище.

2. Вартість впровадження ДБЖ:

- *Для ІТ-систем і ПЛК* — $\approx 10 - 20$ тис. грн
- *Для верстатів (line-interactive або online UPS)* — від 30 – 50 тис. грн за одиницю;
- *Загалом для малого/середнього цеху* — $\approx 150 - 250$ тис. грн залежно від потужності та кількості критичних ліній

3. отже, окупність: при відключеннях на рік 4 – 6 перебоїв по 1 – 2 години, потенційні щорічні втрати становлять:

$$4 \times 2 \text{ год} \times 4 \text{ верстатів} \times 2 \text{ 000 грн} = 64 \text{ 000 грн}$$

втрати від даних і логістики $\approx 20 - 30 \text{ 000 грн}$

Разом: 80 – 100 000 грн/рік

Тобто інвестиції у ДБЖ можуть окупитися за 2–3 роки, особливо якщо враховувати зростаючу нестабільність енергосистеми.

7.6 Підключення батарейного блоку

Залежно від потужності джерела безперебійного живлення, користувачеві слід обирати відповідне значення напруги акумуляторної батареї згідно з наведеними нижче рекомендаціями. Встановлення напруги, що перевищує або не

досягає рекомендованого діапазону, заборонене, оскільки це може спричинити несправність або пошкодження обладнання.

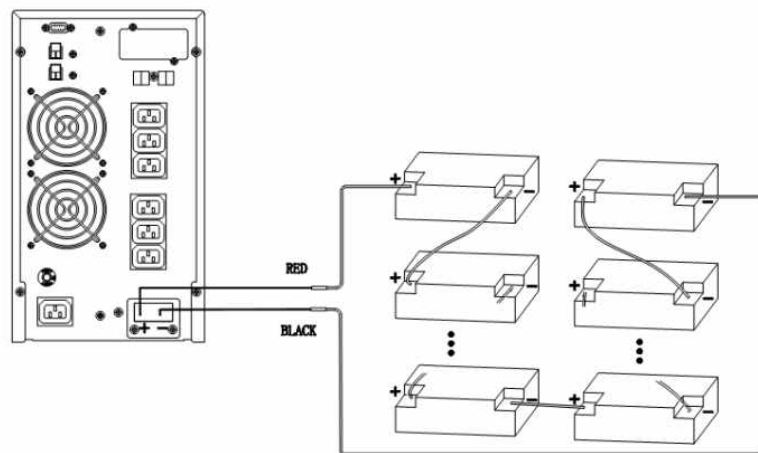


Рисунок 7.6 - Підключення до ДБЖ додаткових батарейних блоків

При підключення додаткових акумуляторних блоків слід перевіряти правильність та надійність усіх електричних з'єднань, приділяючи особливу увагу коректному дотриманню полярності під час підключення акумуляторів. Невірне підключення може спричинити серйозну несправність або повне пошкодження ДБЖ. При монтажі зовнішніх акумуляторних батарей джерело безперебійного живлення має бути повністю вимкнене, а всі споживачі — від'єднані.

Після завершення інсталяційних робіт слід увімкнути ДБЖ без підключеного навантаження та переконайтеся в його стабільній роботі. Лише після цього дозволяється приєднання споживачів до системи.

Для відстеження роботи ДБЖ та виконання тестування необхідно з'єднати пристрій із комп'ютером. З'єднання між ДБЖ і комп'ютером виконується через RS-232 або USB-кабель, який постачається в комплекті з пристроєм. Для керування та моніторингу джерела безперебійного живлення слід скористатися фірмовим програмним забезпеченням, яке входить до постачання. Не рекомендується використовувати сторонні кабелі RS-232, які не передбачені виробником ДБЖ. Не слід підключати комп'ютер до ДБЖ одночасно через порти RS-232 та USB. Подібне подвійне з'єднання може спричинити некоректну роботу системи моніторингу.

