

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 ПЛЕШКОВ
"___" _____2024р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за першим (бакалаврським) рівнем вищої
освіти
на тему
"Розроблення системи електропостачання заводу
з виробництва гідронасосів"

Виконав здобувач вищої освіти
4 курсу, групи ЕЕ-21-ЗСК
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____Бондарь Д.В.
«___» _____2024р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент

_____Андрій КОТИШ
«___» _____2024р.

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

Плєшков П.Г.

«_____» _____ 2024 р.

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

Бондаря Дмитра Володимировича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Розроблення системи електропостачання заводу з виробництва гідронасосів

Development of a power supply system for a hydraulic pump manufacturing plant

2. Керівник роботи (проекту)

Котиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Електричні навантаження; 2.Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки; 3.Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; 4.Компенсація реактивної потужності; 5.Трансформаторні підстанції; 6.Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання; 7.Спеціальний розділ; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>к.т.н., доц. Н. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>08.05.24</i>	
2	<i>Електричні навантаження</i>	<i>12.05.24.</i>	
3	<i>Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки</i>	<i>16.05.24.</i>	
4	<i>Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства</i>	<i>19.05.24.</i>	
5	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>21.05.24.</i>	
6	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>24.05.24</i>	
7	<i>Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>28.05.24.</i>	
8	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>01.06.24.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2024 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2024 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 66 с.; 13 рис.; 20 табл.; 10 джерел.

Бондарь Д.В. Розроблення системи електропостачання заводу з виробництва гідронасосів. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2024 р.

Метою кваліфікаційної роботи є розроблення системи електропостачання підприємства. При її виконанні здійснювався вибір основного електрообладнання, вирішувалися питання компенсації реактивної потужності, різноманітні схемні рішення по системі тощо.

У спеціальному розділі розроблено систему обліку електроспоживання де показано основні сучасні підходи до систем обліку, вибрані лічильники комерційного та технічного обліку, розраховано метрологічні характеристики.

Ключові слова: система електропостачання, електричне навантаження, електрична енергія, потужність, облік електроспоживання, лічильник.

SUMMARY

Bondar D.V. Development of a power supply system for a hydraulic pump manufacturing plant. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electric power, electrical engineering and electromechanics". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2024.

The purpose of the qualification work is to develop the enterprise's power supply system. During its execution, the selection of the main electrical equipment was carried out, the issues of reactive power compensation, various schematic solutions for the system, etc. were resolved.

In a special section, the electricity consumption accounting system is developed, where the main modern approaches to accounting systems are shown, commercial and technical accounting meters are selected, and metrological characteristics are calculated.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Key words: power supply system, electric load, electric energy, power, electricity consumption accounting, meter.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3MICT

Стоп.

Вступ.....	1
1. Електричні навантаження.....	1
2. Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної роподільної установки (головної знижувальної підстанції).....	2
3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства.....	3
4. Компенсація реактивної потужності.....	4
5. Трансформаторні підстанції.....	5
6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання.....	6
7. Спеціальний розділ роботи.....	7
Висновки.....	8
Перелік посилань.....	9

					Випускна кваліфікаційна робота						
Зм.	Арк.	Надокум.	Підпис.	Дат	Розроблення системи електропостачання заводу з виробництва гідронасосів				Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Бондарь										
Перевір.	Котиш										
Н.контр.									ЦНТУ гр. ЕЕ-21-ЗСК		
Затвер.	Плешков										

Вступ

Розробка проекту системи електропостачання передбачає детальне планування і розрахунок всіх аспектів, необхідних для забезпечення стабільного та ефективного постачання електроенергії. Ось кілька ключових етапів цього процесу:

Аналіз вимог: Розуміння потреб споживачів електроенергії, технічних характеристик та обсягу електричного навантаження.

Вибір місця та розміщення об'єктів: Визначення оптимального місця для розміщення електростанцій, підстанцій, електричних ліній тощо, з урахуванням топографії, екологічних та інших факторів.

Технічний проект: Розробка технічних схем, вибір обладнання, розрахунок потужності, напруги, струмів, втрат енергії, резервування та запасів безпеки.

Проектування електричних мереж: Визначення оптимальної конфігурації електричних мереж, включаючи вибір типу та параметрів електричних ліній, трансформаторів, захисних пристроїв тощо.

Безпека та надійність: Врахування вимог щодо безпеки людей, майна та навколишнього середовища, а також розробка заходів з попередження аварій та забезпечення надійності системи.

Економічне обґрунтування: Оцінка витрат на будівництво та експлуатацію системи, врахування тарифів на електроенергію, аналіз витрат і вигод від реалізації проекту.

Легалізація та дозвільні процедури: Отримання всіх необхідних дозволів та ліцензій від відповідних органів влади.

Виконання та впровадження: Будівництво, монтаж та пуско-налагоджувальні роботи, введення системи в експлуатацію.

Враховуючи складність і значущість систем електропостачання, розробка проекту вимагає комплексного підходу, урахування різних факторів та співпрацю між фахівцями різних галузей, таких як електротехніка, інженерія, економіка, екологія та право.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Випускна кваліфікаційна робота передбачає створення системи електропостачання сучасного заводу з виробництва гідронасосів. Це підприємство характеризується постійною динамікою технологічних процесів, пов'язаною з неперервним впровадженням нових методів обробки, модернізацією обладнання та постійним вдосконаленням як самого виробу, так і його виготовлення.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Електричні навантаження

Визначення електричних навантажень є найпершим етапом у проектуванні електропостачальної системи. Мета визначення електричних навантажень полягає в тому, щоб зрозуміти, яку кількість електроенергії споживають різні пристрої, обладнання та системи в конкретному об'єкті або мережі. Визначення електричних навантажень здійснюємо згідно методики наданій в [1, 2].

1.1. Електричні силові навантаження в мережі підприємства до 1000В

Активне розрахункове навантаження для групи електроприймачів чи вузла навантаження визначається за виразом:

$$P_p = P_{cm} \cdot K_M \quad (1.1)$$

де P_{cm} - середнє активне навантаження групи або вузла навантаження за найбільш завантажену зміну;

K_M - коефіцієнт максимуму навантаження (довідникова величина).

Груповий коефіцієнт використання визначається за виразом:

$$K_u = \frac{\sum_1^n P_{cm}}{\sum_1^n P_n} \quad (1.2)$$

де P_{cm} P_n - відповідно середнє навантаження та усталена потужність групи приймачів з однаковим режимом роботи, що входять до складу розрахункового вузла;

n - число груп приймачів з різними режимами роботи, що входять до складу навантажень розрахункового вузла.

Ефективне число електроприймачів у групі (вузлі) n_e визначається так:

$$n_e = \frac{2 \sum P_n}{P_{n, \max}} \quad (1.3)$$

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Розрахункове реактивне навантаження групи приймачів чи вузла навантаження визначається за виразом:

$$Q_p = Q_{cm} \quad (1.4)$$

- при $n_e > 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cm} \quad (1.5)$$

- при $n_e \leq 10$;

де Q_{cm} - реактивне середнє навантаження за найбільш завантаженої зміну

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.6)$$

Розрахунковий максимум (повне навантаження)

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.7)$$

Як приклад виконаємо розрахунок електричних навантажень 1-го корпусу підприємства:

Використовуючи початкові дані знаходимо коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{н. \max}}{P_{н. \min}} = \frac{82}{4} = 20,5$$

Середнє навантаження та встановлена потужність групи приймачів з однаковим режимом роботи:

$$P_{cm} = P_{сум} K_u = 2267 \cdot 0.466 = 1057 \text{ кВт}$$

$$Q_{cm} = P_{cm} \operatorname{tg} \varphi = 1057 \cdot 0.29 = 311 \text{ кВар}$$

Ефективне число ЕП у групі

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum P_n}{P_{н. \max}} = \frac{2 \cdot 2267}{82} = 22$$

Коефіцієнт K_m визначаємо згідно таблиць [1, 2] в залежності від значення групового коефіцієнта використання та ефективного числа ЕП у групі або у вузлі навантаження: $K_m = 1.2$.

Розрахункове активне та реактивне навантаження групи електроприймачів:

$$P_p = P_{cm} \cdot K_m = 1057 \cdot 1.2 = 1269 \text{ кВт}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_p = Q_{cm} = 311 \text{ кВар (так як } n_e > 10);$$

Для інших цехів підприємства розрахунок виконується аналогічно, наведеному вище і показаний в таблиці 1.1. як і загальний результат.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1. Розрахунок електричних навантажень в мережі до 1000 В.

№ п/п	Найменування обладнання	п	Рн, кВт		Ки	Cos	tg	Середнє		пэ	Км	Розрахункове		
			Одного	Сумарна				Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	корпус 1													
1.	Металоріжучі станки	82	2,0-24	820	0,2	0,7	1,025	164	168,1					
2.	Зварювальні машини автомати	20	5,0-35	265	0,35	0,6	1,333	92,75	123,7					
3.	Печі	9	60-205	1110	0,7	1	0	777	0					
4.	Вентилятори	4	8.	32	0,55	0,81	0,724	17,6	12,74					
5.	Тельфери	4	10.	40	0,15	0,66	1,138	6	6,83					
	Всього по корпусу	119	2-205	2267	0,466	0,96	0,294	1057	311,3	22	1,2	1269	311	1306,5
	Корпус 2													
1	Металоріжучі станки	87	2,0-23	938	0,2	0,71	0,992	187,6	186,1					
2	Вентилятори	4	8.	32	0,55	0,8	0,75	17,6	13,2					
3	Тельфери	2	10.	20	0,14	0,65	1,169	2,8	3,274					
	Всього по корпусу	93	1,0-15	990	0,21	0,72	0,974	208	202,5	88	1,13	235,04	202,5	310,27
	корпус 3													
1	Металоріжучі станки	96	2,0-28	1430	0,21	0,7	1,02	300,3	306,4					
2	Зварювальні машини	5	14	70	0,35	0,62	1,265	24,5	31					
3	Вентилятори витяжні	3	8	24	0,55	0,8	0,75	13,2	9,9					
2	Тельфери	2	10	20	0,16	0,65	1,169	3,2	3,741					
	Всього по корпусу	106	1,0-10	1544	0,221	0,7	1,029	341,2	351	100	1,12	382,14	351,01	518,89
	Гараж													
1	Мийючі машини	2	14	28	0,25	0,7	1,02	7	7,141					
2	Металоріжучі верстати	5	1,0-10	32	0,21	0,7	1,02	6,72	6,856					
3	Водонагрівачі	1	7.	7	0,5	1	0	3,5	0					
	Всього по гаражу	8	1,0-14	67	0,257	0,78	0,813	17,22	14	8	1,8	31,00	14,0	34,01
	Деревообробний цех													
1	Верстати деревообробні	15	1,0-10	96	0,22	0,7	1,02	21,12	21,55					
2	Вентилятори	3	5.	15	0,6	0,8	0,75	9	6,75					
	Всього по цеху	18	1,0-10	111	0,271	0,73	0,939	30,12	28,3	18	1,38	41,6	28,3	50,283
	Гальванічний цех													
1	Гальванічні ванни	10	56	560	0,45	0,6	1,333	252	336					
2	Мішалки	5	5,0-11	42	0,31	0,75	0,882	13,02	11,48					
3	Вентилятори витяжні	4	8	32	0,6	0,8	0,75	19,2	14,40					
4	Конвеєри	1	16	16	0,51	0,75	0,882	8,16	7,196					
5	Тельфери	2	10	20	0,2	0,65	1,169	4	4,677					
	Всього по цеху	22	5,0-56	670	0,442	0,62	1,261	296,4	373,8	22	1,2	355,66	373,76	515,93
	Склад пиломатеріалів													
	Всього	5	11	55	0,2	0,66	1,138	10	12	5	2,42	24,2	12	27,012
	Столова 1													
	Технологічне обладнання	25	4,0-42	520	0,35	0,61	1,299	182	236,4	25	1,23	223,9	236,4	325,59
	Компресорна													
1.	Компресори	5	50-100	400	0,6	0,8	0,75	240	180					
	Всього по компресорній	5	50-100	400	0,6	0,8	0,75	240	180	5	1,4	336	198	390
	Котельня													
1	Насоси	7	10-255	1030	0,6	0,81	0,724	618	447,4					
2	Димососи	2	10	20	0,65	0,8	0,75	13	9,75					
3	Вентилятори	4	8	32	0,6	0,82	0,698	19,2	13,4					
4	Тельфери	1	10	10	0,25	0,65	1,169	2,5	2,923					
	Всього по котельні	14	8-255	1092	0,598	0,81	0,725	652,7	473,5	9	1,29	841,98	520,8	990,06
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Склад металовідходів													
	Всього	5	10	50	0,2	0,65	1,155	10	12	5	2,41	24,1	12	26,922
	Станція перекачки конденсату													
1.	Насоси	5	10.	50	0,5	0,81	0,724	25	18,1					
	Всього по станції	5	10.	50	0,5	0,81	0,724	25	18,1	5	1,58	39,5	19,91	44,234
	ВСЬОГО ПО ЗАВОДУ	402	1-255	7816	0,39	0,81	0,717	3069	2200	58	1,13	3468	2200	4106,9

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

1.2 Освітлювальні навантаження

Розрахунок освітлювальних навантажень виконується таким чином

Встановлена потужність освітлювальних приймачів, кВт:

$$P_y = p_0 F \cdot 10^{-3} \quad (1.8)$$

де p_0 - питома потужність освітлювального навантаження; кВт;

F - площа приміщення цеху або ділянки, m^2 .

Розрахункове навантаження для освітлювальних електроприймачів кВт:

$$P_{p.осв} = K_n P_y \quad (1.9)$$

де K_n - коефіцієнт попиту освітлювального навантаження (довідникова величина). Реактивне навантаження освітлювальних пристроїв визначається в залежності від типу світильників та ламп, що в них встановлені.

Наведемо риклад розрахунку освітлювальних навантажень підприємства приводимо для 1-го корпусу:

$$F = 5400 \text{ } m^2$$

$$P_0 = 19 \text{ Вт} / m^2$$

$$P_y = F \cdot P_0 \cdot 10^{-3} = 5400 \cdot 19 \cdot 10^{-3} = 102,6 \text{ кВт}$$

$$P_p = K_n K_1 P_y = 0.9 \cdot 1.0 \cdot 102.6 = 92.3 \text{ кВт}$$

Розрахунок для інших підрозділів підприємства виконується аналогічно. Результати розрахунків зведені до таблиці 1.2.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 Розрахунок освітлювальних навантажень

Найменування	F, м ²	p ₀ , Вт/м ²	P _y , кВт	K _c	K ₁	tgφ	P _p , кВт	Q _p , квар
Корпус 1	5 400	19	102,60	0,90	1,00	1,73	92,3	159,7
Корпус 2	6 300	19	119,70	0,90	1,00	1,73	107,7	186,4
Корпус 3	4 200	19	79,80	0,90	1,00	1,73	71,8	124,2
Гараж	900	14	12,60	0,80	1,00	1,73	10,1	17,4
Деревообробний цех	450	17	7,65	0,90	1,00	1,73	6,9	11,9
Гальванічний цех	650	19	12,35	0,90	1,00	1,73	11,1	19,2
Склад пиломатеріалів	850	9	7,65	0,60	1,00	1,73	4,6	7,9
Компресорна	650	10	6,50	0,70	1,00	1,73	4,6	7,9
Котельня	780	10	7,80	0,70	1,00	1,73	5,5	9,4
Склад металовідходів	310	9	2,79	0,60	1,00	1,73	1,7	2,9
Станція перекачки конденс.	260	9	2,34	0,70	1,00	1,73	1,6	2,8
Територія заводу	73 000	0,4	29,20	0,70	1,00	1,73	20,4	35,4
Всього по заводу							338,3	585,3

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3. Електричні силові навантаження в мережі підприємства вище 1000В

Рекомендований порядок розрахунку навантажень в мережах напругою вище 1000 В виконується у відповідності настанов [3, 4, 5]. При цьому враховуються втрати в трансформаторах:

$$\Delta P = n(\Delta P_x + \Delta P_k K_z^2) \quad (1.10)$$

$$\Delta Q = n\left(\frac{I_x}{100} S_n + \frac{U_k}{100} S_n K_z^2\right) \quad (1.11)$$

де n – число трансформаторів;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати відповідно х.х і к.з., %;

K_z – коефіцієнт завантаження трансформатора;

а також вибрані компенсуючі пристрої, встановлені на високій і низькій стороні схеми електропостачання (див. п. 4).

Результати розрахунків силових електричних навантажень в мережах вище 1000 В наведено у табл. 1.3.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В.

№ п/п	Найменування обладнання	п	Рн, кВт		Ки	Cos	tg	Середнє		пз	Км	Розрахункове		
			Одного	Сумарна				Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП 1,2														
	корпус 1													
	Силове	119	2-205	2252				1050	309			1269	311	
	Освітлювальне							107	187			92,0	160,0	
	Освітлення території							35,0	62,0			25,0	44,0	
	Втрати в тр-рах (3*630 кВА)											20,0	35,0	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-290,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП1,2											1406,0	260,0	1429,84
ТП 3														
	корпус 2													
	Силове	93	2,0-22	990				209,0	207,0			235,0	203,0	
	Освітлювальне							125,0	217,0			108,0	186,0	
	Всього по корпусу							334,0	424,0			343,0	389,0	
	Деревообр. Цех													
	Силове	18	1,0-10	110				30,0	28,0			41,6	28,3	
	Освітлювальне							8,0	13,0			7,0	12,0	
	Всього по цеху							38,0	41,0			48,6	40,3	
	Склад пиломатеріалів													
	Силове	5	10	50				10	12			24	13	
	Освітлювальне							6	11			5	8	
	Всього по складу							16,0	23,0			29,0	21,0	
	Склад металовідходів													
	Силове	5	10	50				10	12			24,1	12	
	Освітлювальне							3	5			1,7	2,9	
	Всього по складу							13,0	17,0			25,8	14,9	
	Гальванічний цех													
	Силове	22	5,0-56	670				296	372			355	374	
	Освітлювальне							13	22			11	19	
	Всього по цеху							309,0	394,0			366,0	393,0	
	Всього по ТП 3													
	Силове	143	2,0-56	1870	0,30	0,66	1,14	555,0	631,0	67	1,12	621,6	631,0	
	Освітлювальне							155	268			132,7	228,0	
	Всього по ТП 3							710,0	899,0			754,3	859,0	1143,18
	Втрати в тр-рах (2*630 кВА)											17,0	78,0	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-216,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП3											771,3	643,0	1004,17
ТП 4														
	корпус 3													
	Силове	106	2,0-26	1544				341	351			382,0	351,0	
	Освітлювальне							84	145			72,0	124,0	
	Всього по корпусу							425,0	496,0			454,0	475,0	
	Компресорна													
	Силове	5	50-100	400				240	180			336,0	198,0	
	Освітлювальне							8	12			4,6	7,9	
	Всього по компресорній							248,0	192,0			340,6	205,9	
	Всього по ТП 4													
	Силове	111	2-100	1944	0,30	0,74	0,91	581,0	531,0	39	1,2	697,2	531,0	
	Освітлювальне							92	157			82,0	140,0	
	Всього по ТП 4							673,0	688,0			779,2	671,0	1028,30
	Втрати в тр-рах (2*630 кВА)											14,0	66,0	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-216,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП4											793,2	521,0	949,00
ТП 5														
	Котельня													
	Силове	14	8-255	1092				653	473,0			842	521	
	Освітлювальне							10	16,0			5,5	9,4	
	Всього по котельній							663,0	489,0			847,5	530,4	
	Гараж													
	Силове	8	1,0-13	65				17	14,00			31,0	14,0	
	Освітлювальне							14	22,0			10	17	
	Всього по гаражу							31,0	36,0			41,0	31,0	
	Станція перекачки													
	Силове	5	10	50				25	18			39	20	
	Освітлювальне							55,2	26,7			1,6	2,8	
	Всього по корпусу							80,2	44,7			40,6	22,8	
	Всього по ТП 5													
	Силове	27	1,0-250	1207	0,58	0,81	0,73	695,0	505,0	10	1,24	861,8	505,0	
	Освітлювальне							27,0	44,0			20,0	32,0	
	Всього по ТП 7, 8							722,0	549,0			881,8	537,0	1032,44
	Втрати в тр-рах (2*630 кВА)											15,0	68,0	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-216,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП 5											896,8	389,0	977,53
	Всього по ЗАВОДУ													
	Силове	402	1-255	7816	0,42	0,74	0,91	3297	3003	63	1,13	3725,6	1813	4143
	Освітлювальне											360,0	623,0	
	Всього											4085,6	2436,0	
	Втрати в трансформаторах (9*630 кВА)											67,0	303,0	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-939,0	
	Всього по ЗАВОДУ											4152,6	1800,0	
	Комп. Пристрої 10 кВ												-1200,0	
	Всього на шинах 10 кВ ЦРП											4152,6	600,0	4196

Арк.

Змн.

Арк.

№ докум.

Підпис

Дата

1.4. Графіки електричних навантажень

Мета побудови графіків електричних навантажень полягає в тому, щоб візуалізувати та аналізувати динаміку споживання електроенергії впродовж певного часового періоду. Основні цілі включають:

Виявлення пікових навантажень: Графіки дозволяють ідентифікувати моменти, коли споживання електроенергії найвище. Це дозволяє оптимізувати режим роботи системи, запобігаючи перевантаженням та зменшуючи ризик відмов.

Планування обслуговування та обслуговування обладнання: Знання годин пікового споживання допомагає планувати роботу обладнання таким чином, щоб забезпечити ефективне його використання та попередження перевантажень.

Оцінка енергоефективності: Графіки дозволяють аналізувати тенденції у споживанні електроенергії та виявляти можливості для оптимізації енергоефективності.

Прогнозування потреб: На основі історичних даних про споживання електроенергії можна розробляти прогнози щодо майбутніх потреб та планувати виробництво електроенергії.

Оптимізація тарифів: Аналіз графіків дозволяє визначити найвигідніші часи для споживання електроенергії з урахуванням тарифів на електроенергію.

Таким чином, побудова графіків електричних навантажень є важливим інструментом для ефективного управління та оптимізації електропостачальних систем.

У даній роботі будуємо зимовий і літній графік навантажень $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ з урахуванням кількості робочих і вихідних днів, а також річний графік за тривалістю.

Споживання активної та реактивної енергії в умовах проектування визначається за виразами:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$W_z = \sum P_i T_i \quad (1.12)$$

$$V_z = \sum Q_i T_i \quad (1.13)$$

Кількість годин використання максимуму навантаження:

$$T_{\max} = \frac{\sqrt{W_F^2 + Q_F^2}}{P_P} \quad (1.14)$$

$$\tau = (0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 \cdot 8760 \quad (1.15)$$

Програма для побудови річного графіку за тривалістю				
Робочі дні:				
Зимові	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:		Кількість днів робочих:	
	Wг= 9277229		зимою	147
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:		літом	105
	Vг= 1550556			
Літні	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:		Кількість днів вихідних:	
	Wг= 6514550,28		зимою	65
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:		літом	48
	Vг= 941409			
Вихідні дні:				
Зимові	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:			
	Wг= 1821690			
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:			
	Vг= 167700			
Літні	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:			
	Wг= 1143460,8			
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:			
	Vг= 105264			
Час використання максимального навантаження, год:				
$T_m = 4519,437515$				
Час максимальних втрат, год:				
$\tau_m = 2905,790155$				

Зовнішній вигляд графіків електричних навантажень представлено на рис. 1.1 – 1.5

Побудову графіків виконано із застосуванням математичного пакету електронних таблиць **Microsoft Excel**.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рис. 1.1



Рис. 1.2



Рис. 1.3



Рис. 1.4



Рис. 1.5

2. Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки

Картограма електричних навантажень - це графічне представлення розподілу електричних навантажень на певній території, зазвичай на сітковій мапі. Вона може включати інформацію про різні види навантажень, їх інтенсивність, розподіл у часі та просторі.

Для правильної побудови картограми навантажень підрозділів і підприємства в цілому визначаються для кожного з цих підрозділів радіуси кіл R_i та площа πR_i^2 , котрих у обраному масштабі дорівнює повному навантаженню P_i , кВА.

$$P_i = \pi R_i^2 m \quad (2.1)$$

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}} \quad (2.2)$$

де m - масштаб певного кола, $\text{кВт}/\text{мм}^2$.

Координати центру (X , Y) для підприємства в цілому можна визначити за наступними формулами:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2.3)$$

де X_i й Y_i , - координати центрів електричного навантаження i -го підрозділу (цеху).

Освітлювальне навантаження визначається кутом α , який відповідає площі освітлюваного навантаження:

$$\alpha_i = \frac{P_{i.осв} \cdot 360}{\pi R_i^2} \quad (2.4)$$

Для прикладу наведемо побудову для корпусу1

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R = \sqrt{\frac{P}{\pi * m}} = \sqrt{\frac{P_{Pocв} + P_{Pcил}}{\pi * m}} = \sqrt{\frac{1269 + 92}{3,14 * 0,3}} = 38_{mm}$$

$$\alpha = \frac{P_{Pocв} * 360^0}{\pi * R^2} = \frac{92 * 360^0}{3,14 * 38^2} = 7^0$$

Розрахунок для інших підрозділів заводу зводимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1. Допоміжна таблиця до побудови картограми навантажень.

№п/п	Назва підрозділу	m	Pp осв	Pp сил	Pp сил +Pp осв	R	α	Xi	Yi	Pi*Xi	Pi*Yi
1	Корпус 1	0,3	92	1269	1361	38	7	17	8	23137	10888
2	Корпус 2	0,3	108	235	343	19	34	12	8	4116	2744
3	Корпус 3	0,3	72	124	196	14	40	17	12	3332	2352
4	Гараж	0,3	10	31	41	7	26	13	14	533	574
5	Деревообробний цех	0,3	7	42	49	7	15	9	6	441	294
6	Гальванічний цех	0,3	11	355	366	20	3	14	10	5124	3660
7	Склад пиломатеріалів	0,3	5	24	29	6	19	8	6	232	174
8	Компресорна	0,3	5	336	341	19	2	13	11	4433	3751
9	Котельня	0,3	6,0	842	848	30	1	13	13	11024	11024
10	Склад металовідходів	0,3	2,0	24	26	5	8	15	7	390	182
11	Станція перекачки	0,3	2,0	40	42	7	5	12	12	504	504

Координати центру електричних навантажень (у масштабі) знаходяться за координатами:

$$\underline{X_0 = 14,63 \text{ См}}$$

$$\underline{Y_0 = 9,93 \text{ См}}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства

При техніко-економічному обґрунтуванні схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства важливо враховувати різноманітні аспекти з метою забезпечення ефективності, надійності, економічності та стійкості електропостачання. Ось деякі ключові аспекти, які слід враховувати:

Потужність та споживання енергії, надійність електропостачання, вибір джерел енергії, енергоефективність та оптимізація, екологічні аспекти, вартість і повернення інвестицій: Ці аспекти важливо ретельно проаналізувати та врахувати при розробці оптимальної схеми зовнішнього та внутрішнього електропостачання для вашого підприємства.

У цій роботі можливим джерелом електрозабезпечення підприємства з розрахунковим навантаженням $S_p = 4196 \text{ кВА}$ - є п/ст енергосистеми - з двома трансформаторами $10 \text{ МВ} \cdot \text{А } 35/10 \text{ кВ}$. Відстань між підстанцією і заводом $L = 1,6 \text{ км}$. Тобто для порівняння схем зовнішнього електропостачання можна обрати два варіанти: а) з напругою 35 кВ; б). з напругою 10 кВ.

Остаточне рішення проекту вибирається шляхом порівняння загальних витрат для кожного варіанту.

Приведені витрати по i – му варіанту

$$Z_i = E_n K_i + C_i + C_{\text{втр.}i} + U_i \quad (3.1)$$

де E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, 1/рік;

K_i - сумарні капітальні витрати, тис. грн.;

C_i - поточні витрати на передачу та розподіл електроенергії, тис.грн./рік;

$C_{\text{втр.}i}$ - вартість втрат електроенергії, тис.грн./рік;

U_i - ймовірний збиток від перервів в електропостачанні, тис.грн/рік.

Поточні витрати C_i :

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$C_i = C_{ai} + C_{ei}. \quad (3.2)$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{emp} = c_0 \Delta W \quad (3.3)$$

де C_0 – вартість 1 кВт*год втрат, грн.

ΔW втрати електроенергії в повітряних і кабельних лініях, кВт*год;

$$\Delta W = \Delta P_{1km} l_{\Sigma} K_3^2 \tau \quad (3.4)$$

де ΔP_{1km} – втрати потужності в лініях електропередач на 1 км довжини при максимально допустимому навантаженні, кВт;

l_{Σ} – сумарна довжина ланцюгів лінії, км;

K_3 – коефіцієнт завантаження лінії електропередач;

τ – кількість годин максимальних річних втрат.

Втрати електроенергії в трансформаторі:

$$\Delta W = \Delta P_x t + \Delta P_{\kappa} K_3^2 \tau \quad (3.5)$$

де t число годин роботи трансформатора на рік.

Збитки визначають:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.6)$$

де λ_i - параметр потоку відмов одного з елементів системи електропостачання, 1/рік;

n - кількість елементів ланцюга схеми.

Середній час відновлення одній лінії (ланцюга схеми):

$$T_{\sigma} = \frac{\sum \lambda_i T_{\sigma i}}{\lambda} \quad (5.7)$$

Загальна методика розрахунку, що використана у роботі надійності викладена в [6].

Завдяки викладеним положенням виконуємо техніко – економічне порівняння 2-х варіантів схем зовнішнього електропостачання (Рис 3.1).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

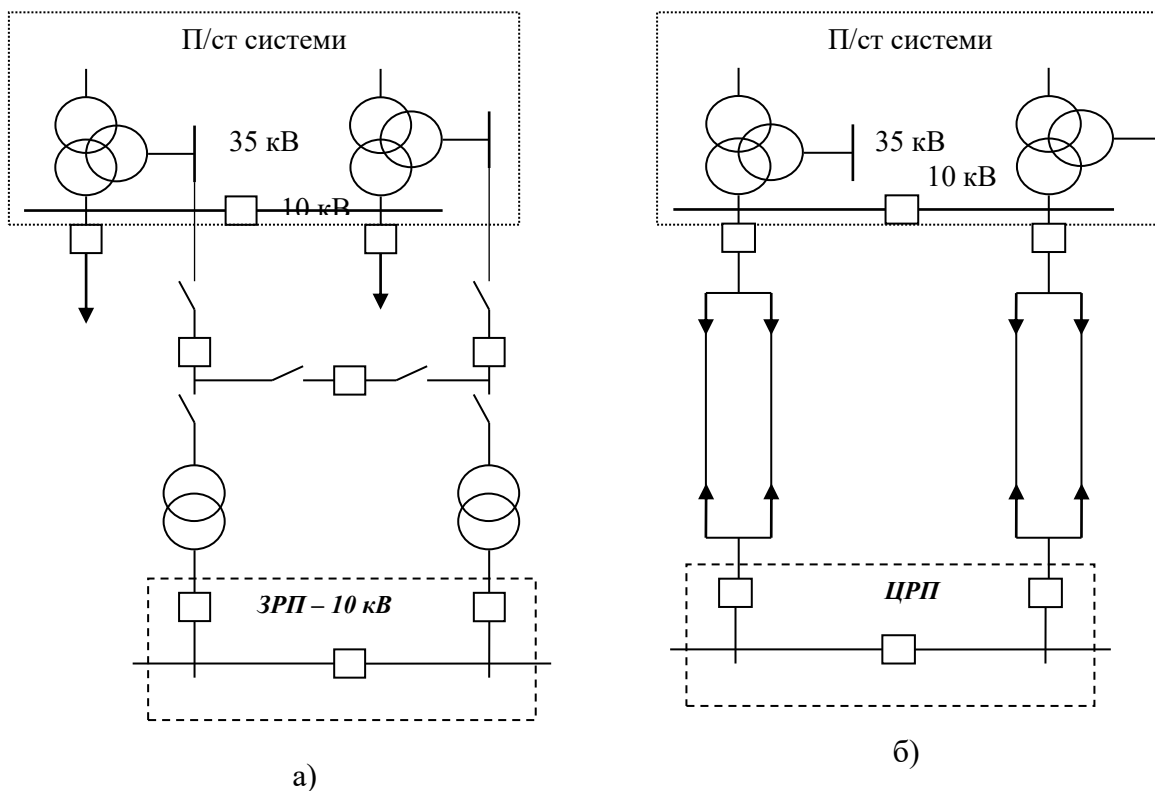


Рис 3.1. Схеми зовнішнього електропостачання

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 3.1. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	1,6	168	268,8
	ВРП 35 кВ	шт.	1	95	95
	2 х ТМН-2500/35	шт.	2	700	1400
Всього					1763,8

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 3.2. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	К _ж , тис.грн.	Р _{а_ж} , %	С _{а_ж} , тис.грн.	Р _{е_ж} , %	С _{е_ж} , тис.грн.	С _ж , тис.грн.
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	268,8	5	13,44	5	13,44	26,88
	ВРП 35 кВ	95	15	14,25	5	4,75	19
	2 х ТМН-2500/35	1400	15	210	5	70	280
Всього							325,88

Розрахунок збитку від перерви електропостачання

$$Y = Y_0 P_{cp} T_a = 20 \cdot 2,14 \cdot 0,01435 = 0,61$$

II Варіант

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 3.1. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
2	КЛ 10 кВ	км	3,2	200	640
	Траншея	км.	1,6	14,3	22,88
	Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	10,7	21,4
Всього					684,28

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 3.2. 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.
2	КЛ 10 кВ	640	5	32	5	32	64
	Траншея	22,88	5	1,144	5	1,144	2,288
	Шафи КРП серії КУ-10	21,4	15	3,21	5	1,07	4,28
Всього							70,568

Розрахунок збитку від перерви електропостачання

$$Y = Y_0 P_{cp} T_a = 20 \cdot 2,14 \cdot 0,00666 = 0,29$$

Загальні результати розрахунку зводимо у підсумкову таблицю 3.3.

Таблиця 3.3. Техніко – економічні показники варіантів схем

Показники	Варіанти (тис. грн)	
	I	II
Капітальні вкладення	1763,8	684,28
Поточні витрати	325,98	70,568
Вартість втрат електроенергії	823,4	368,9
Збиток	0,61	0,29
Приведені витрати	1361,6	521,9

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Можна зробити висновок, що економічно вигіднішим виявився II варіант, із живленням підприємства КЛ напругою 10 кВ.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Компенсация реактивной мощности

Реактивная мощность в электрических сетях вызывает потери электроэнергии, які можна уникнути або зменшити шляхом її компенсації. Це дозволяє підвищити загальну ефективність використання електроенергії.

Надмірна реактивна потужність може призвести до перенавантаження електромережі та втрати напруги. Компенсація допомагає уникнути цього та підтримує стабільність системи.

Перевищення реактивної потужності може спричинити недоліки у роботі обладнання, так як воно буде працювати при понижений напрузі. Це може призвести до збільшення теплових навантажень та скорочення терміну служби.

4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності

Сумарна потужність компенсуючих пристроїв (КП), що належить встановити в системі електропостачання визначається наступним чином:

$$Q_{кп} = Q_p - Q_e. \quad (4.1)$$

де Q_p – розрахункове реактивне навантаження в максимальному режимі;
 Q_e - економічно обґрунтована реактивна потужність системи, яка по технічним вимогам може бути передана споживачеві в режимі максимуму.

Реактивна потужність Q_e знаходиться за виразом:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4.2)$$

де P_p - активне розрахункове навантаження в максимальному режимі;
 $\operatorname{tg} \varphi$ — заданий системою рівень компенсації реактивної потужності (згідно розпорядженню ВАТ "Кіровоградобленерго" $\operatorname{tg} \varphi = 0,15$).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Питання компенсації реактивної потужності вирішується одночасно із вибором кількості та потужності цехових трансформаторів

Мінімальна кількість трансформаторів, яка необхідна для живлення максимального навантаження, визначається за формулою для кожної групи трансформаторів з однаковою потужністю.

$$N_0 = \frac{P_p}{K_z \cdot S_{ном}} + \Delta N \quad (4.3)$$

де P_p - споживання активної потужності в мережі напругою до 1000 В;

K_z — коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$S_{ном}$ - номінальна потужність одного трансформатора;

ΔN - добавка до найближчого більшого цілого числа.

Реактивна потужність, яка може бути передана із мережі 10 кВ в мережу до 1000 В при встановленні певної кількості N трансформаторів, визначається за формулою:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot K_z \cdot S_{ном})^2 - P_p^2} \quad (4.4)$$

$$N_0 = \frac{3468 + 338}{0,7 \cdot 630} = 8,6 \text{ приймаємо } 9 \text{ трансформаторів.}$$

Надалі будуть розглядатися такі варіанти компенсації при кількості трансформаторів $N = N_0, N = N_0 + 1, N = N_0 + 2$

Варіант 1 $N=9$

$$Q_1 = \sqrt{(9 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 3806^2} = 1676 \text{квар}$$

Потужність КП, що встановлюється в мережі до 1000 В $Q_{кн}$, визначається із умови балансу потужності на шинах ТП:

$$Q_{кн} = Q_H - Q_1 = 2612 - 1677 = 935 \text{квар}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність КП, які встановлюються в мережі 10 кВ
 Q_{KB} визначається із умови балансу потужності на шинах 10 кВ:

$$Q_{KB} = Q_H - Q_{KH} - Q_{\Sigma} = 2612 - 936 - 486 = 1190 \text{ квар}$$

Розраховуємо витрати на компенсацію

$$Z = (K_{KH} + K_{KB} + K_{КТП}) * E_H + (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{ТП}) * C_0 * \tau \quad (4.5)$$

де вартість КП на стороні 0,4 кВ:

$$K_{KH} = \sum_{i=1}^n N_{KH} * K_{КЦ}^{0,4} = 4 * 20,42 + 1 * 8,2 = 89,88 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КП на стороні 10 кВ:

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB} * K_{КЦ}^{10} = 2 * 28,42 = 56,84 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КТП:

$$K_{КТП} = 0$$

Втрати активної потужності в КП :

$$\Delta P_{KH} = P_{ПИТ}^{KH} * Q_{KH} = 4,5 * 0,936 = 4,2 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{KB} = P_{ПИТ}^{KB} * Q_{KB} = 2,5 * 1,19 = 2,97 \text{ кВт}$$

Втрати активної потужності при передачі через трансформатори реактивної потужності:

$$\Delta P_{ТП} = \frac{Q_1^2}{U_{ном}^2} * R_{СК} = \frac{1676^2}{10^2} * 2,12 * 10^{-4} = 5,9 \text{ кВт}$$

$$\text{де } R_{СК} = \frac{\Delta P_{КЗ} * U_{ном}^2}{N * S_{номтр}^2} = \frac{7,6 * 10^2}{9 * 630^2} = 2,12 * 10^{-4}$$

$$Z = (89,88 + 56,84 + 0) * 0,12 + (4,2 + 2,97 + 5,9) * 5,217 * 2939 * 10^{-3} = 193,94 \text{ тис.грн.}$$

Розрахунок за варіантами $N = N_0 + 1$ та $N = N_0 + 2$ аналогічний
 приведеному вище.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Результати здобутих розрахунків зводимо в таблицю 4.1

Табл.4.1 Баланс реактивної потужності

Показники	Одиниця виміру	Варіант		
		1	2	3
Потужність КП в мережі 0,4 кВ	квар	935	65	0
Потужність КП в мережі 10 кВ	квар	1180	2065	2123
Споживання реактивної потужності із системи	квар	485	485	485
Всього за умовою балансу	квар	2613	2613	2613
Затрати на компенсацію	Тис.грн.	193,94	249,36	322,69

Розрахунки показують, що найбільш доцільним виявляється І-й варіант із кількістю цехових трансформаторів 9 штук.

4.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв для компенсації реактивної потужності базується на кількох ключових критеріях:

Аналіз потужності та характеру навантаження: Спочатку необхідно провести докладний аналіз електричних систем, включаючи реактивну потужність та характер навантаження. Це допоможе визначити обсяг компенсації, необхідної для оптимізації системи.

Розмір та тип компенсуючих пристроїв: На основі аналізу потужності можна визначити, скільки та якого типу компенсуючих пристроїв необхідно для забезпечення потрібного рівня компенсації реактивної потужності. Це можуть бути конденсатори, реактори або синхронні компенсатори.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Місце розташування: Компенсуючі пристрої можуть бути розташовані на різних рівнях електричної мережі, від мережі загального користування до конкретних споживачів. Вибір місця розташування залежить від потреб системи та технічних можливостей.

Економічні фактори: Враховуючи вартість компенсуючих пристроїв та їхню експлуатацію, необхідно зробити оцінку економічної доцільності встановлення компенсації реактивної потужності.

Стандарти та регулювання: Враховуйте вимоги стандартів та регулювань, які можуть обмежувати типи та розміри компенсуючих пристроїв.

Загалом, оптимальний вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв вимагає комплексного підходу, що враховує технічні, економічні та регулятивні аспекти.

Вибір кількості і місця розташування КП виконуємо у вигляді табл. 4.2.

Таблиця 4.2. Вибір кількості та місця розташування КП

№ КП	К-сть трансформаторів	S _н , кВА	Тип КП	К-сть КП	QΣ, квар	Місце встановлення КП
КТП 1,2	3	630	УКН-0,38-108У3 УКН-0,38-75У3	2 1	216 75	КТП 1 Шини 0,4 кВ КТП 2 Шини 0,4 кВ
КТП 3	2	630	УКН-0,38-108У3	2	216	КТП 3 Шини 0,4 кВ
КТП 4	2	630	УКН-0,38-108У3	2	216	КТП 4 Шини 0,4 кВ
КТП 5	2	630	УКН-0,38-108У3	2	216	КТП 5 Шини 0,4 кВ
			УКЛН-10-600 У3	2	1200	ЦРП Шини 10 кВ

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Трансформаторні підстанції

На промислових підприємствах можуть бути використані як одно-, так і двотрансформаторні цехові підстанції в залежності від потреби і вимог до надійності електропостачання. Вибір кількості трансформаторів зазвичай залежить від навантаження підстанції та необхідності забезпечення резерву. Однотрансформаторні підстанції є більш простими та економічно вигідними у встановленні. На великих підприємствах з наявністю резервних трансформаторів їх можна використовувати для живлення різних категорій споживачів, включаючи і категорію II. Також, однотрансформаторні підстанції можуть обслуговувати споживачів категорії I, якщо їх потужність не перевищує 15-20% від потужності трансформатора, забезпечуючи резервування підстанції на вторинній напрузі за допомогою автоматичного вводу резервного живлення.

Потужність ТП ще перевіряється на аварійне перевантаження

$$S_{\text{доп}} = 1,4 S_{\text{ном}} \geq S_{\text{ав}} \quad (5.1)$$

Для спрощення і наочності, вибір буде проводитись у вигляді таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Вибір цехових трансформаторних підстанцій

№ТП	Sp, кВА	Sном, кВА	N	Марка трансф.	Kз	Kз.ав.	Категорій ність приймачів	Тип КТП	Місце розташуван ня
1,2	1430	630	3	ТМ- 630/10	0,756	1,14	II, III	вбудована	Корпус 1
3	1004	630	2	ТМ- 630/10	0,79	1,6 відкл III кат.	II, III	вбудована	Корпус 2
4	949	630	2	ТМ- 630/10	0,75	1,47 відкл III кат.	I, II, III	прибудова на	Корпус 3
5	977	630	2	ТМ- 630/10	0,77	1,55 відкл III кат.	I, II, III	прибудова на	Котельня

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання

6.1. Розрахунок струмів коротких замикань

Розрахунок струмів коротких замикань - це важливий етап проектування електричних систем, який дозволяє визначити максимальний струм, який може протікати через систему в разі короткого замикання. Цей параметр необхідно враховувати для правильного вибору захисного обладнання, а також для забезпечення безпеки експлуатації та надійності системи.

Знання максимального струму короткого замикання допомагає вибрати відповідні захисні пристрої, такі як вимикачі, відключаючі пристрої і випрямляючі пристрої, які можуть надійно відключити систему в разі короткого замикання і запобігти подальшим пошкодженням обладнання.

У випускній уваліфікаційній роботі будемо визначати наступні величини:

- початкове значення періодичної складової струму КЗ, яке визначається за формулою:

$$I_{п0} = I'' = \frac{E_{\Sigma}''}{\sqrt{3} \cdot X_{PEЗ}}, \quad (6.1)$$

де E_{Σ}'' - результуюча надперехідна ЕРС, кВ;

$X_{рез}$ – результуючий опір, приведений до тієї ступені, де розраховується струм КЗ, Ом.

У випадку великої віддаленості точки КЗ від джерел живлення вважається, що точка КЗ живиться від джерела нескінченної потужності, а це означає:

$$S_{КЗ} = \infty, x_c = 0, E_{\Sigma}'' = U_c = \text{const.}$$

Ударний струм КЗ визначається за виразом:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} \right), \quad (6.2)$$

де T_a - стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_a = \frac{x_{рез}}{\omega r_{рез}}, \quad (6.3)$$

де $x_{рез}$ $r_{рез}$ - відповідно результуючі індуктивний та активний опори кола КЗ.

Розрахунок струмів КЗ виконуємо на комп'ютерній техніці за допомогою прикладної програми TKZ-RS, яка дозволяє точно розраховувати струми КЗ як на стороні 10 кВ так і на шинах 0,4 кВ кожної ТП.

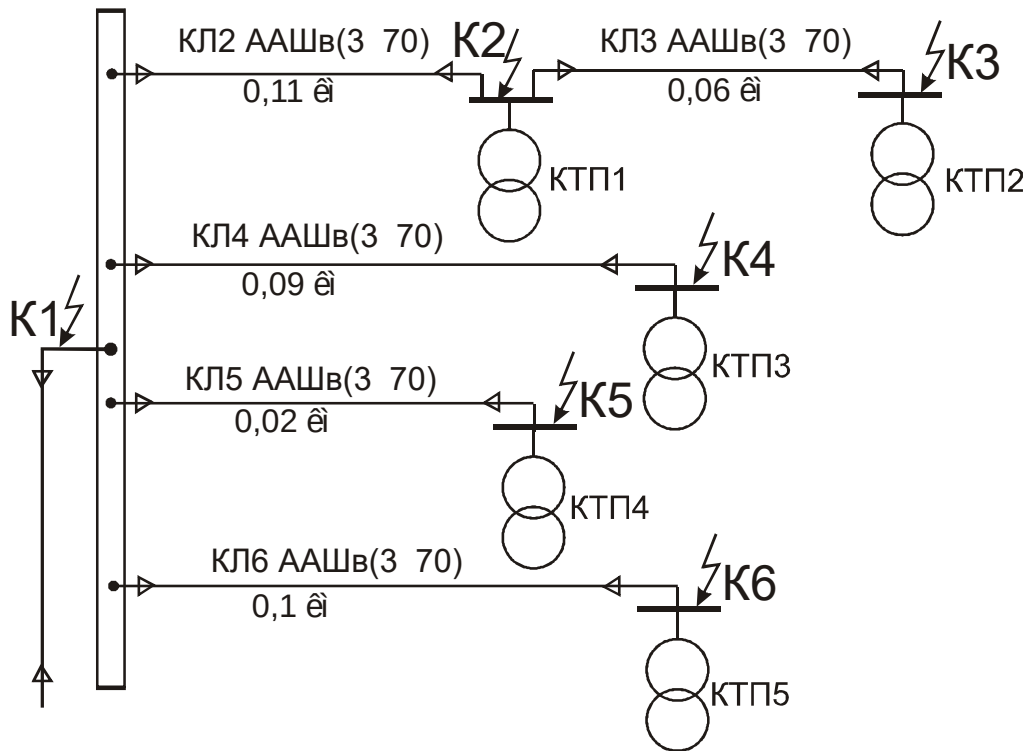


Рис.6.1. Розрахункова схема мережі щодо розрахунку струмів короткого замикання

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

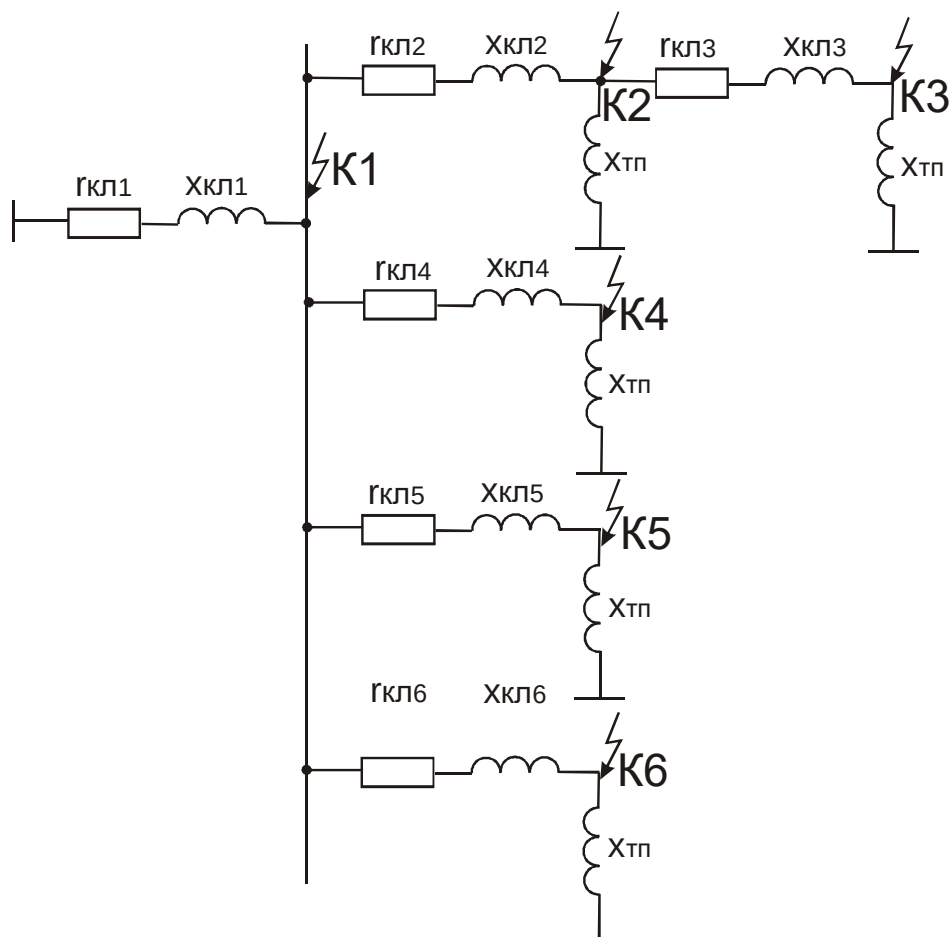


Рис.6.2. Схема заміщення мережі для розрахунку струмів КЗ

Имя ЦП Режим		Сопротивления системы					
		R тр.ЦП НН	X тр.ЦП НН	Rсист (к НН ЦП)	Xсист (к НН ЦП)		
		MAX [Ом]	MIN [Ом]	MAX [Ом]	MIN [Ом]	MAX [Ом]	MIN [Ом]
1	-	.125	.908	1.112	.000	.000	.000

Расчет производится для схемы Бондарь

N п/п -		Токи КЗ в максимальном режиме				
		Начало -	Конец -	Z трассы (к Un ВН) [Ом]	I кз 3-фазн. [кА]	I кз удар. [кА]
1	0	1		.139	1.003	6.2917
2	1	ЦРП		.575	1.141	4.3390
3	ЦРП	ТП1		.644	1.151	4.1445
	НН	ТП1		.005	.015	15.5327
4	ТП1	ТП2		.683	1.156	4.0456
	НН	ТП2		.005	.015	15.4816
5	ЦРП	ТП3		.631	1.147	4.1786
	НН	ТП3		.005	.015	15.5501
6	ЦРП	ТП4		.588	1.143	4.3025
	НН	ТП4		.004	.015	15.6103
7	ЦРП	ТП5		.637	1.148	4.1615
	НН	ТП5		.005	.014	15.5413

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Расчет производится для схемы Бондарь

			Токи КЗ в минимальном режиме			
N п/п	Начало	Конец	Z трассы (к Ун Вн)	I кз 3-фазн.	I кз 2-фазн.	
-	-	-	[Ом]	[Ом]	[кА]	[кА]
1	0	1	.112	1.001	5.9955	5.1925
2	1	ЦРП	.552	1.141	4.1347	3.5808
3	ЦРП	ТП1	.621	1.151	3.9487	3.4199
	НН	ТП1	.005	.015	14.7651	12.7868
4	ТП1	ТП2	.658	1.156	3.8541	3.3378
	НН	ТП2	.005	.014	14.7161	12.7445
5	ЦРП	ТП3	.606	1.147	3.9815	3.4481
	НН	ТП3	.004	.015	14.7813	12.8010
6	ЦРП	ТП4	.565	1.143	4.0998	3.5506
	НН	ТП4	.004	.015	14.8388	12.8508
7	ЦРП	ТП5	.612	1.150	3.9651	3.4339
	НН	ТП5	.005	.015	14.7733	12.7941

6.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж

Перетин жил кабелів вибираємо згідно [10] за економічною густиною струму

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} \quad (6.4)$$

де $j_{ек}=1,4 \text{ А/мм}^2$

Перевірку правильності обраних перерізів здійснюємо за умовами:

$$1. I_{роб.форс.} \leq I_{доп} \quad (6.5)$$

$$2. F_{min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (6.6)$$

де C – тепловий коефіцієнт, для алюмінію $C=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$

Так для прикладу розрахуємо переріз кабелю для КЛ4 (рис.6.1)

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1004}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58 \text{ А}$$

$$F = \frac{58}{1,4} = 42 \text{ мм}^2$$

Обираємо кабель ААШв-10 (3×70), у котрого $I_{доп}=165,0 \text{ А}$.

Виконуємо перевірку за вказаними вище умовами:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$1) 58 < 165;$$

$$2) F_{\min} = \frac{\sqrt{4300^2 \cdot 1,575}}{91} = 59,4 \text{ мм}^2, \text{ тобто } 70 > 59,4$$

Таким чином вибраний кабель задовольняє усім умовам. За аналогією здійснюємо вибір інших кабелів, а дані розрахунків зводимо до таблиці 6.1.

Таблиця 6.1. Вибір кабельних ліній 10 кВ підприємства

№ КЛ	Sp, кВА	Ip, А	Переріз, мм ²	Кількість КЛ	Марка кабелю	Призначення
КЛ2	1430	83	70	2	ААШв(3×70)	Магістраль ЦРП-ТП1
КЛ3	495	29	70	1	ААШв(3×70)	Лінія ТП1-ТП2
КЛ4	1004	58	70	2	ААШв(3×70)	Лінія ЦРП-ТП3
КЛ5	977	56	70	2	ААШв(3×70)	Лінія ЦРП-ТП4
КЛ6	949	55	70	2	ААШв(3×70)	Лінія ЦРП-ТП5

6.3. Вибір електрообладнання

Вибір вимикачів

Вибір вимикачів виконується по наступним параметрам:

- по напрузі

$$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (6.7)$$

- по тривалому струму

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{роб.форс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (6.8)$$

- по відключаючій здатності

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{відк.ном}} \quad (6.9)$$

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} * I_{\text{відк.ном}} * (1 + \beta_n) \quad (6.10)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $i_{a,ном}$ – номінальне припустиме значення періодичної складової у струмі відключення для часу τ ;

β_n – нормоване значення аперіодичної складової у струмі відключення;

$i_{a,\tau}$ - аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача τ ;

τ - найменший час від початку процесу КЗ до моменту розходження дугогасильних контактів вимикача;

$$\tau = t_{з.мін} + t_{г.г} \quad (6.11)$$

де $t_{з.мін} = 0,01$ с – мінімальний час дії релейного захисту [9];

$t_{г.г}$ - власний час відключення вимикача.

Якщо умова (6.9) виконується, а (6.10) не виконується, то дозволяється проводити перевірку по відключаючій здатності за повним струмом КЗ:

$$(\sqrt{2}I_{n,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2}I_{вкл.ном} (1 + \beta_n) \quad (6.12)$$

По включаючій здатності перевірка виконується за умовою:

$$i_y \leq i_{вкл}; I_{n.o.} \leq I_{вкл} \quad (6.13)$$

де i_y - ударний струм КЗ у колі вимикача;

$I_{n.o.}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ;

$I_{вкл}$ - номінальний струм включення;

$i_{вкл}$ - найбільший пік струму включення.

На електродинамічну стійкість вимикач перевіряється за граничним наскрізним струмом КЗ.:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{н.о.} \leq I_{зр.ск}; i_y \leq i_{зр.ск} \quad (6.14)$$

На термічну стійкість вимикач перевіряється за тепловим імпульсом КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер} \quad (6.15)$$

де B_k - тепловий імпульс струму КЗ;

$I_{тер}$ - струм термічної стійкості;

$t_{тер}$ - час протікання струму термічної стійкості.

На ЦРП підприємства приймаємо до встановлення розподільчі комірки КРП типу КУ-10Ц, які комплектуються вакуумними вимикачами ВР-1.

На вводах ЦРП

Таблиця 6.2. Вибір ввідних вимикачів 10 кВ

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
242 А	$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$	630,0 А
4,31 кА	$I_K \leq I_{динс}$	20,0 кА
7,38 кА	$i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{динс}$	51,0 кА
4,31 кА	$I_{п\tau} \leq I_{номв\ddot{и}дкл}$	20,0 кА
$\sqrt{2} \cdot 4,3 + 3,43 = 7,39$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ном\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н\ddot{в}и\ddot{д}кл} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,25) = 35,26$ кА
$4,3^2 (0,03 + 1,5 + 0,045) = 29$ кА ² · с	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² · с

На фідерах 10 кВ мережі встановлюються такі ж самі вимикачі

Розрахунки по вибору та перевірці зазначених вимикачів приведені у таблиці 6.3.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.3. Вибір вимикачів 10 кВ на фідерах.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
242 А	$I_{роб\,форс} \leq I_{ном}$	630,0 А
4,31 кА	$I_K \leq I_{динс}$	20,0 кА
7,38 кА	$i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{динс}$	51,0 кА
4,31 кА	$I_{нт} \leq I_{ном\,відкл}$	20,0 кА
$\sqrt{2} \cdot 4,3 + 3,43 = 7,39$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ном\,т} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном\,відкл} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,25) = 35,26$ кА
$4,3^2 (0,03 + 1,5 + 0,045) = 29$ кА ² · с	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² · с

Вибір трансформаторів власних потреб

Потужність трансформаторів власних потреб (ТВП) вибирається згідно навантаженням власних потреб із урахуванням коефіцієнтів завантаження й попиту.

Розрахункове навантаження ТВП:

$$S_{розр} = K_C \cdot \sqrt{(P_{встр}^2 + Q_{встр}^2)}, \quad (6.16)$$

де K_C – коефіцієнт попиту, який враховує коефіцієнти одночасності та завантаження ($K_C = 0,8$).

Потужність ТВП обирається за умовою:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{розр}}{1,4} \quad (6.17)$$

Розрахункова потужність споживачів власних потреб:

$$S_{розр} = K_C \cdot \sqrt{(P_{встр}^2 + Q_{встр}^2)} = 0,8 \cdot \sqrt{17^2 + 0^2} = 16 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Потужність трансформатора:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{розр}}{1,4} = \frac{16}{1,4} = 11,4 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Вибираємо трансформатор ТМ – 25/10 із наступними параметрами:

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$S_{\text{ном}} = 25,0 \text{ кВА}, U_{\text{вн}} = 10 \text{ кВ}, U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ},$$

Коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\text{роз}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{16}{25} = 0,64.$$

Таблиця 6.4. Навантаження власних потреб ЦРП

№ п/п	Споживач	Потужність, кВт
1	Обігрів комірок КРП 10 кВ.	8×1
2	Освітлення, опалення і вентиляція приміщення ЗРУ	10
3	Навантаження яке споживають оперативні кола	2,0
<i>Всього</i>		20

Вибір трансформаторів струму та напруги буде виконано у спеціальному розділі роботи, де також буде проектуватися система електроспоживання підприємства.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Спеціальний розділ роботи.

Розроблення системи контролю електроспоживання підприємства

7.1. Обґрунтування вибору системи комерційного та технічного контролю і обліку енергоресурсів

Розрахунковим обліком електроенергії називається облік виробленої, а також відпущеної споживачам електроенергії для грошового розрахунку за неї. Лічильники, що встановлюються для ведення розрахункового обліку називаються розрахунковими лічильниками.

Технічним обліком електроенергії називається облік для контролю витрати електроенергії всередині електростанцій, підстанцій, підприємств, в приміщеннях, квартирах і т.д. Лічильники, встановлені для технічного обліку називаються лічильниками технічного обліку.

Лічильники для розрахунку енергопостачальної організації з споживачами електроенергії рекомендується встановлювати на границі розподілу мережі (за балансною приналежністю) енергопостачальної організації і споживача. На підстанціях енергосистеми розрахункові лічильники активної енергії повинні встановлюватись на кожній ЛЕП, що належить споживачам.

Для підприємств, що розраховуються з енергопостачальною організацією по максимуму заявленої потужності, слід передбачати встановлення лічильників з вказувачем максимуму навантаження при наявності одного пункту обліку, а при наявності двох і більше пунктів обліку - застосування автоматизованих систем обліку електроенергії.

Лічильники реактивної енергії повинні встановлюватись на тих же елементах схеми, на яких встановлені лічильники активної енергії для споживачів, що розраховуються за електроенергію з урахуванням дозволеної до використання реактивної потужності. Для підприємств, що розраховуються з енергопостачаючою організацією по максимуму дозволеної реактивної

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

потужності, слід передбачувати встановлення лічильників з вказівником максимуму навантаження, при наявності двох і більше точок обліку - застосування комплексної системи обліку електроенергії.

На підприємствах слід передбачати технічну можливість для встановлення лічильників технічного обліку для контролю за виконанням лімітів витрати електроенергії цехами, технологічними лініями, окремими енергоємними агрегатами, для визначення витрати електроенергії на одиницю продукції чи напівфабрикату.

Допускається встановлення лічильників технічного обліку на вводі підприємства, якщо розрахунковий облік з цим підприємством ведеться за лічильниками, встановленими на підстанціях та електростанціях енергосистеми.

Комерційний облік встановлюємо на межі балансової вартості підприємства та енергосистеми на ввідних ячейках КРП-10. Втрати в кабельній лінії, що живить завод визначаємо розрахунковим шляхом, або як різницю показань між лічильниками, що встановлені в КРП 10 кВ підстанції енергосистеми та лічильниками комерційного обліку.

Для проведення комерційного обліку використовуємо електронні багатофункціональні лічильники SL7000 Smart. Зовнішній вигляд та технічні характеристики показано на рис. 7.1. та табл. 7.1.



Рис. 7.1. Зовнішній вигляд електронного багатофункціонального лічильника SL7000 Smart

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Табл. 7.1. Технічні характеристики багатофункціонального лічильника SL7000 Smart

Найменування параметрів	Величини
Клас точності	0.2S
Номинальна напруга, В	3x57,7/100
Базовий (макс.) струм, А	5(10)
Частота мережі, Гц	50
Стартовий струм (чутливість), мА	2,5
Споживана потужність в колах напруги:	
- активна потужність, Вт	0,7
- повна потужність, В·А	2,0
Споживана потужність в струмових колах, В·А	0,6
Кількість тарифів	1-8
Телеметричні виходи і наявність цифрового інтерфейсу	Імп. виходи, RS-232, RS-485, оптичний порт
Діапазон робочих температур, °С	-40... +60
Габаритні розміри, мм	358/180/85
Маса, не більше, кг	1,9
Термін роботи, років	20

Лічильники можуть використовуватися для роботи як в автономному режимі, так і в якості уніфікованого джерела вимірювальної (комерційної та оперативної) і повідомлювальної інформації про контрольований об'єкт і ретрансляції командної інформації при побудові наступних систем управління:

- Автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ);
- Систем управління електро і теплопостачання;
- Автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ);
- Автоматичних систем керування електроприводом.

Для зв'язку та обміну інформацією в лічильниках використовується оптичний порт ОП-232 і цифровий інтерфейс RS-232, RS-485, а також телеметричний вихід для видачі вимірювальної інформації.

Розрахунок точок комерційного обліку не потрібний, тому що підприємство має лише один кабельний ввід від підстанції енергосистеми.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для проведення технічного обліку приймаємо лічильники українського виробництва типу NIK 2303 ARTT для обліку активної та реактивної електроенергії. Лічильники встановлюємо на відходящих лініях до ТП в ячейках КРП-10 кВ заводу, а також біля високовольтих двигунів. Лічильники підключаються через трансформатори струму та напруги. Технічні характеристики зазначених лічильників наведено в таблиці 7.2.

Технічні характеристики лічильника NIK 2303 ARTT

Показники	Величини
Клас точності	1,0
Частота вимірювальної мережі, Гц	50
Номинальна напруга, В	100
Базовий (максимальний) струм, А	5(10)
Порог чутливості, А	0,01
Споживана потужність в колах напруги:	
- активна потужність, Вт	2
- повна потужність, В·А	10
Споживана потужність в струмових колах, В·А	0,05
Передаточне число імпульсного телеметричного виходу, імпл./кВт·год	8000
Діапазон робочих температур, °С	от - 40 до +70
Габаритні розміри, не більше, мм	222x181x93
Маса, не більше, кг	2,3
Термін роботи, років	24

Вибір оптимальної кількості лічильників для технічного обліку на підприємстві.

Кількість лічильників що встановлюються на підприємстві визначається за формулою:

$$N = \frac{P_{\text{ср}}}{kP_{\text{ном}}} \quad (7.1)$$

де $P_{\text{ср}}$ – середня потужність підприємства (прийmemo що $P_{\text{ср}} = P_p$), $k = 0,5$ – коефіцієнт найбільш вірогідного завантаження споживача; $P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність лічильників.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Номинальна потужність лічильників трансформаторного включення визначається за формулою:

$$P_{ном} = \sqrt{3} U_n I_n K_U K_{Icp} = \sqrt{3} \cdot 100 \cdot 5 \cdot 100 \cdot 56 = 4844 \text{ кВт}$$

де U_n і I_n – відповідно номінальна напруга і номінальний струм лічильників (для лічильників трансформаторного включення $U_n = 100 \text{ В}$, $I_n = 5$ або 1 А), K_U і K_I – відповідно значення коефіцієнта трансформації трансформатора напруги і середнє значення коефіцієнта трансформації трансформаторів струму яке визначається за формулою

$$K_{Icp} = \frac{\sum n K_I}{\sum n} = \frac{2 \cdot 1000 / 5 + 2 \cdot 200 / 5 + 2 \cdot 100 / 5 + 4 \cdot 50 / 5}{2 + 2 + 2 + 4} = 56$$

Тоді кількість лічильників що встановлюються для технічного обліку на стороні 10 кВ на підприємства:

$$N = \frac{P_{cp}}{k P_{ном}} = \frac{17085}{0,5 \cdot 4844} = 7,05$$

Отримане значення округляємо до реальної кількості фідерів - 8 шт які встановлюються для споживачів на ЦРП то приймаємо попередньо $N = 8$. Одним із варіантів збільшення кількості лічильників для технічного обліку 10 кВ є установка додаткових лічильників на магістральних лініях, доцільність установки яких необхідно обґрунтувати економічно.

Критерієм стаціонарності установки приладів технічного обліку електроенергії може служити умова

$$\frac{\Delta \mathcal{E} - (I_y + I_n + I_{п})}{K_y} \geq E_n \quad (7.2)$$

де $\Delta \mathcal{E}$ – річна економія що очікується від упорядкування режиму електроспоживання розглядає мого об'єкту; K_y – одноразові витрати на купівлю та монтаж електрообладнання; $I_y, I_n, I_{п}$ – щорічні витрати відповідно на технічне обслуговування, поточний контроль і вдосконалення

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

норм, матеріальне стимулювання працівників за економію електроенергії ($I_y = 5\%$, $I_n = 1\%$, $I_{\pi} = 1\%$), E_n – нормативний коефіцієнт ефективності, який визначається по нормативному терміну окупності, який приймається рівним в сучасних умовах 2 роки.

Найменша потужність об'єкту споживання електроенергії, при якому доцільна установка приладів обліку:

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{(K_y E_n + I_y + I_n + I_{\pi}) \cdot 100}{b T C_{\text{э}}} \quad (7.3)$$

де b – річна економія що очікується від впровадження приладів обліку, прийmemo $b = 5\%$; T – час використання максимуму навантаження; $C_{\text{э}} = 5,217$ грн./кВт·год вартість електроенергії.

Якщо I_y, I_n, I_{π} задається у відсотках від вартості витрат K_y то

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{K_y (E_n + I_y + I_n + I_{\pi}) \cdot 100}{b T C_{\text{э}}} \quad (7.4)$$

Витрати K_y для технічного обліку на 10 кВ знаходяться за формулою

$$K_y = (1 + m)(K_{\text{ліч}} + K_U + K_I) \quad (7.5)$$

де m – коефіцієнт який враховує витрати на монтаж у відсотках від вартості обладнання (приймемо рівним 15 % від вартості обладнання); $K_{\text{ліч}}$ – вартість лічильника; K_U, K_I – відповідно вартість трансформаторів напруги і струму.

$$K_y = (1 + 0,15)(4700 + 120000 + 14000) = 138700 \text{ грн.}$$

де $K_{\text{ліч}} = 4700$ грн. для лічильника САЗУ-5009; $K_U = 120000$ грн. вартість двох трансформаторів напруги типу НОЛ-08-10; $K_I = 14000$ грн. вартість двох трансформаторів струму типу ТПЛ-10 100/5.

Найменша потужність при якій економічно доцільна установка лічильників на стороні 10 кВ

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{138700(0,5 + 0,05 + 0,01 + 0,01) \cdot 100}{5 \cdot 4519 \cdot 5,217} = 67 \text{ кВт}$$

Так як найменша розрахункова потужність по ТП на один трансформатор дорівнює 495 кВт що більше $P_{\text{найм}} \geq 67$ кВт, то установка додаткових лічильників для технічного обліку на ТП при прийнятих розрахункових величинах економічно виправдана.

7.2. Розробка системи комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання

В якості комплексної системи обліку та контролю енергоспоживання приймаємо оперативно-інформаційний комплекс К В А Н Т, який є гнучким інструментом для створення масштабованих оперативно-інформаційних управляючих комплексів. Інтеграція всього переліку завдань дозволяє знайти оптимальні рішення як для будь-якого промислового підприємства, так і для контролюючих та енергопостачальних організацій.

У структурі комплексу можна виділити дві системи: система прийому-передачі та обробки телемеханічної інформації й система контролю й обліку енергоресурсів.

1. Для енергосистеми основою комплексу є системи телемеханіки; нижній рівень такої системи складають контрольовані пункти (КП) телемеханіки на об'єктах автоматизації (підстанції і т.п.). Центральна приймально-передавальна станція (ЦППС) є інтегруючим ланкою комплексу. Для передачі даних використовуються існуючі канали та протоколи передачі телемеханічної інформації (ВЧ-зв'язок, радіозв'язок, телефонні лінії). При цьому функції обліку інтегровані в систему і дані передаються як телемеханічна інформація.

2. Для промислових підприємств основою є автоматизовані системи контролю й обліку енергоресурсів (АСКОЕ), комерційний та технічний облік, складаються з ряду віддалених станцій збору даних (ВСЗД) і центральної

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

станції збору даних (ЦСЗД). при цьому функції телемеханіки інтегровані в АСКОЕ.

Програмне забезпечення комплексу побудовано таким чином, щоб забезпечити максимальну гнучкість в роботі з устаткуванням і дати користувачеві зручний, інструмент.

На рис. 7.2. Показано так звану ідеологію побудови програмного забезпечення комплексу К В А Н Т.

Програмний комплекс К В А Н Т – складається з 3-х рівнів:

I. Верхній рівень системи - автоматизовані робочі місця (АРМ):

1. Для підприємств електричних мереж, підрозділів Енергонагляду:

- АРМ Телемеханіка - збір і обробка ТМ інформації, контроль обладнання, адміністрування системи.
- АРМ Диспетчера (ТМ) - відображення стану ТМ об'єктів у вигляді оперативних схем, ведення довідкової та звітної документації, математична і статистична обробка даних.
- АРМ Групи режимів ЕС (АСКОЕ) - збір та обробка даних про споживання енергії по підприємствах. Контроль графіків навантаження, контроль максимумів навантаження і споживання по зонам обліку і за добу, місяць, розрахунковий період.
- АРМ Розрахункової групи ЕС (АСКОЕ) - ведення фінансової документації по розрахунками підприємств за спожиту енергію.

2. Для підприємств споживачів:

- АРМ Диспетчера АСКОЕ - відображення оперативної інформації про споживання енергії на підприємстві, прогноз споживання, попередження про відхилення від заданого графіка, переборах, ведення і відображення архіву параметрів обліку. Комерційний і технічний облік. Відображення телемеханічної інформації (положення комутуючого обладнання тощо). Контроль стану обладнання

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

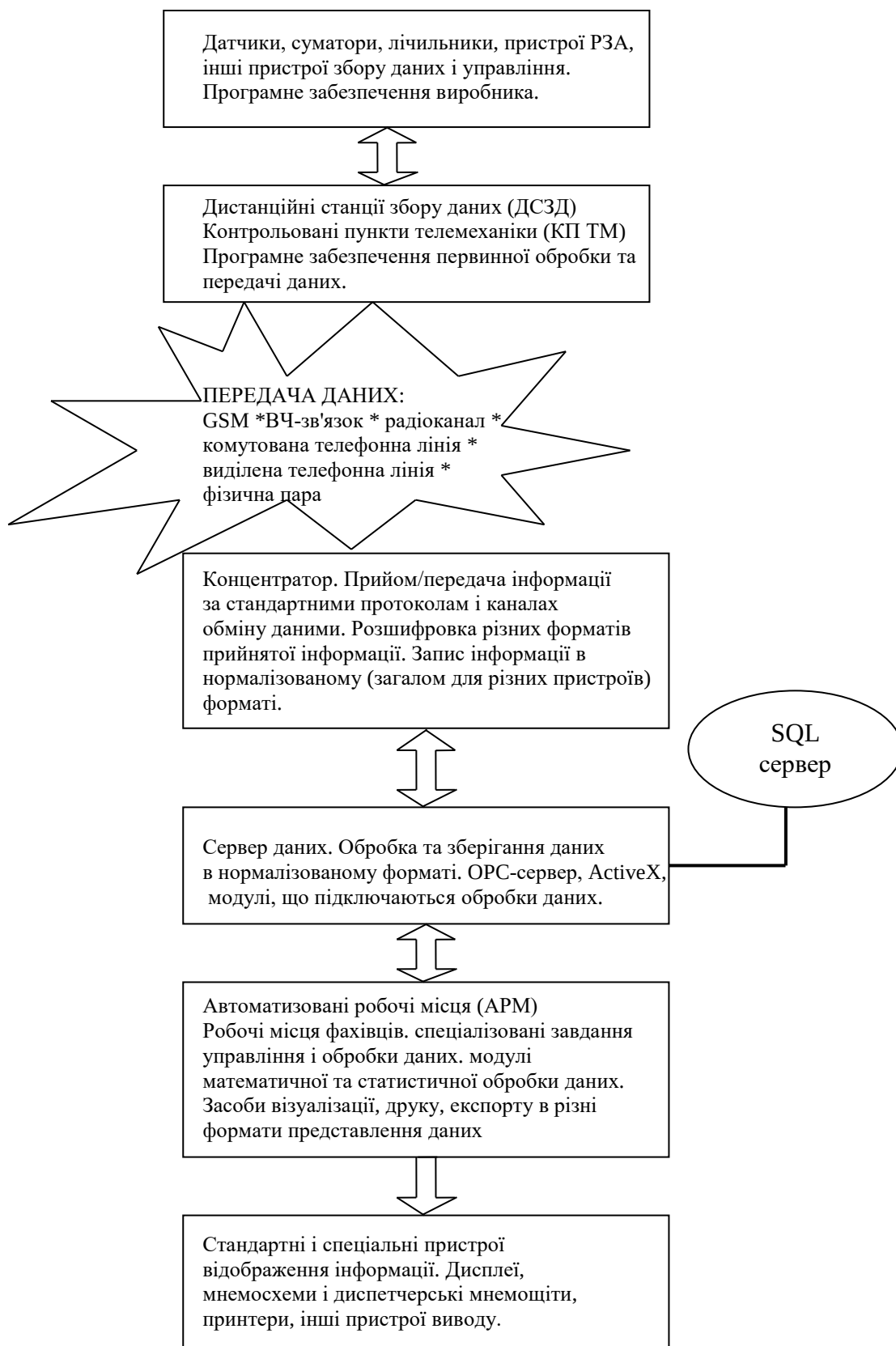


Рис. 7.2. Побудова програмного забезпечення комплексу К В А Н Т

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- АРМ відділу головного енергетика (ВГЕ) - відображення інформації в обсязі АРМ Диспетчера АСКОЕ плюс статистична обробка даних.
- АРМ ВГЕ «Фінанси» - статистична обробка даних, виведення звітів і фінансової документації по розрахунках підприємства за спожиту енергію.

II. Рівень збору та зберігання даних

Для забезпечення необхідного рівня надійності системи зберігання даних комплексу в якості апаратного забезпечення центральних станцій збору даних використовуються сервери від провідних виробників комп'ютерної техніки (Dell, Compaq, HP). Програмне забезпечення станцій функціонує під управлінням операційної системи Windows 2000 Server TM. Надійність і безпека зберігання інформації забезпечує MS SQL server TM.

III. Нижній рівень системи:

В якості основи для інтеграції обладнання КП телемеханіки та УССД АСКОЕ використовуються як промислові комп'ютери Advantech, так і промислові програмовані контролери виробництва Bernecker & Rainer Ltd. (Австрія). Промислові комп'ютери використовуються на підстанціях для організації АРМ чергового підстанції. Контролер дозволяє гнучко змінювати / додавати функції віддаленої станції, налаштовувати систему на роботу з різними типами пристроїв. Контролери В & R відмінно зарекомендували себе як потужні і надійні засоби автоматизації в як інтегруючих модулів систем телемеханіки та АСКОЕ. Лінійка контролерів серій 2003, 2005, 2010 дозволяють вирішувати весь комплекс завдань щодо інтеграції обладнання та первинній обробці даних. Основою для побудови комерційних систем обліку служать електронні багато тарифні лічильники SL7000 Smart, а також лічильники інших фірм з відкритими протоколами обміну. Набір функцій лічильника SL7000 Smart перебиває весь перелік завдань первинних приладів обліку АСКОЕ.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7.3. Вибір комплексних схем обліку та допоміжних технічних засобів контролю за електроспоживанням

Трансформатори струму підключають в електричну мережу послідовно. До вторинної обмотки трансформаторів, послідовно з нею, підключають амперметри, струмові обмотки вимірювальних приладів та реле. Провід первинної обмотки вибирається за струмами первинних кіл, а ізоляція - за їхньою напругою.

Номінальний струм вторинної обмотки 5 А, інколи 1 А. Оскільки опір обмоток приладів, підключених до трансформатора струму, незначний, трансформатор працює в режимі, близькому до короткого замикання. Напруга на зажимах вторинної обмотки складає одиниці вольтів. При розмиканні вторинної обмотки напруга на ній зростає до тисячі вольтів. Тому забороняється, навіть короткочасно, розмикати кола вторинної обмотки.

Схеми підключення трансформаторів струму подано на рис.7.3.

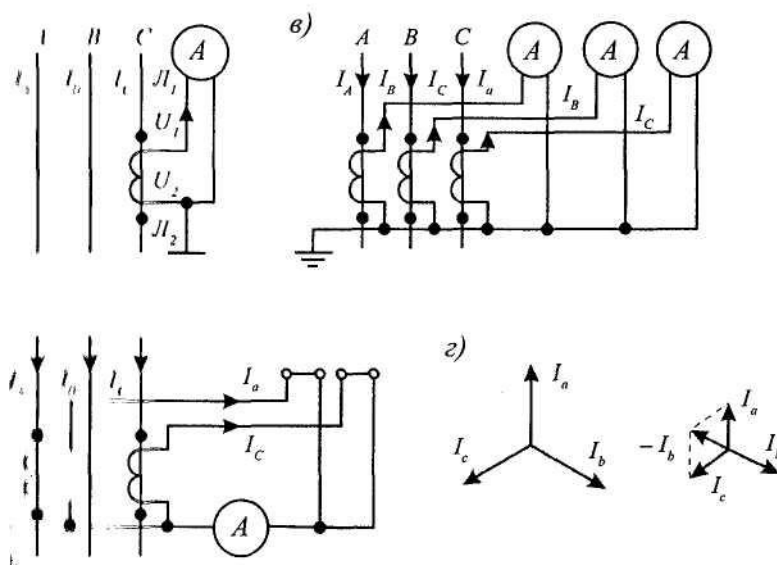


Рис 7.3. Схеми підключення трансформаторів струму: схема підключення 1 -го трансформатора; б) 2-х трансформаторів за схемою неповна зірка" в) 3-х трансформаторів за схемою повна "зірка"; г) векторна діаграма струму для схем повної та неповної "зірки".

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

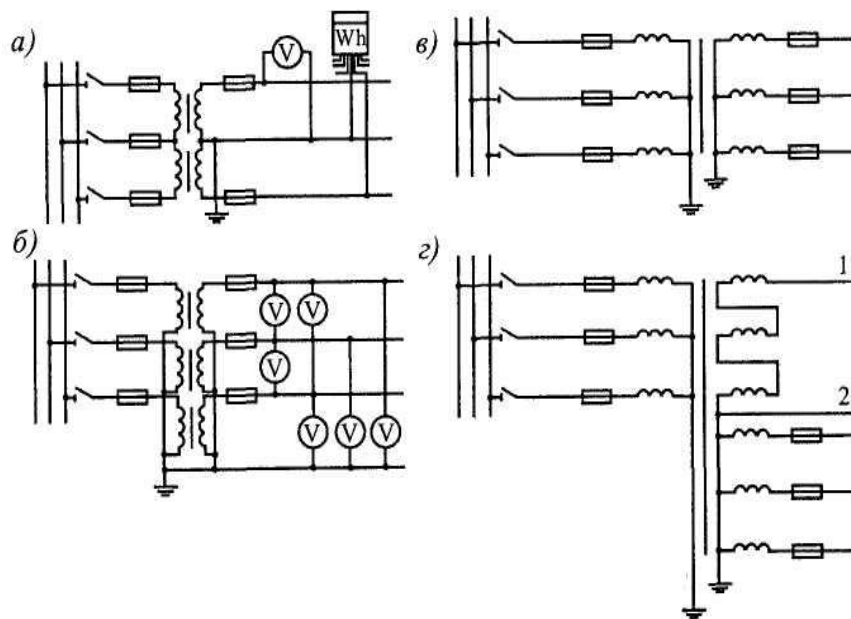


Рис.7.4.. Схеми підключення трансформаторів напруги:

а) підключення 2-х трансформаторів за схемою відкритого (неповного) трикутника; б) 3-х однофазних трансформаторів за схемою "зірка"; в) 1-го трифазного трансформатора з двома обмотками за схемою "зірка"; г) 1-го трифазного трансформатора з трьома обмотками, дві обмотки - за схемою "зірка", третя (1-2) - за схемою "незамкнутий трикутник".

На рис. 7.5. подано схему підключення лічильника через трансформатори струму та трансформатори напруги.

Вимірювальні трансформатори монтують у закритих та відкритих розподільчих пристроях. Контрольні кабелі з'єднують їх з приладами на щитах та пультах розподільчих пристроїв.

Трансформатори струму нульової послідовності монтують безпосередньо на силових кабелях і підключають їх у схему релейного захисту.

Вторинні кола трансформаторів підлягають заземленню, що забезпечує захист вимірювальних пристроїв при пошкодженні ізоляції трансформаторів струму або напруги.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10.3. Вибір електричних схем підключення комплексних систем, лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги

Двоелементні лічильники типу SL7000 Smart мають трансформаторну схему включення в трифазну трипроводну мережу. Схема якої представлена на рис.7.5.

Встановлюємо трансформатори струму в фазах А і С, так як мережі 10 кВ працюють з ізольованою нейтраллю.

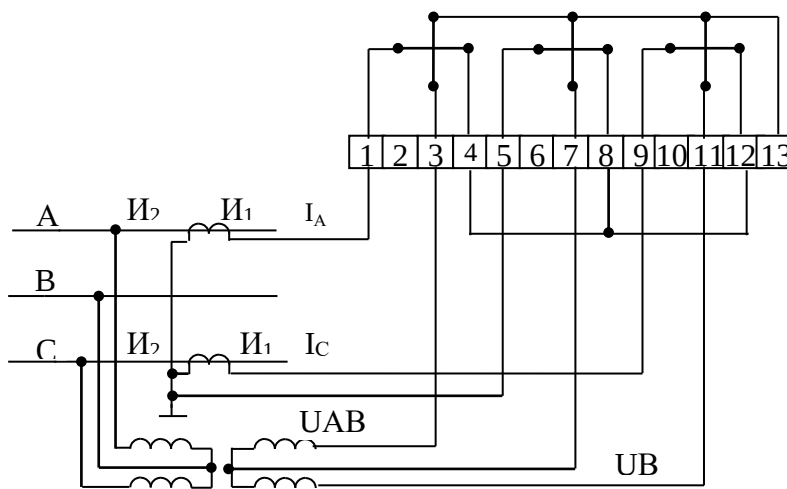


Рис. 7.5. Схема підключення лічильника в трифазну трипроводну мережу через трансформатори струму та напруги.

Вибір трансформаторів струму.

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл високої напруги.

На вводі 10 кВ передбачається встановлення вимірювальних трансформаторів струму ТПОЛ-10 з такими параметрами:

$$K_T = 300/5, Z_{2НОМ} = 0,4 \text{ Ом. В класі точності } 0,5.$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевіряємо обраний трансформатор за умовою нормального та максимального струмів:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$142 \text{ A} \leq 300 \text{ A}$$

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$242 \leq 1000 \text{ A}$$

За умовою електродинамічної стійкості:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$7,38 \leq 90 \text{ kA}$$

За умовою термічної стійкості:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}};$$

$$29 \leq 55^2 \cdot 1 = 1200 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$$

За вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{\text{ном}}$$

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

Таблиця 7.3. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник SL7000 Smart	0,2S	0,6	-	0,6
Амперметр Е335	1,0	0,1	-	-
Всього		0,7	-	0,7

З таблиці 7.3. видно, що найбільше завантажений трансформатор струму фази А. Загальний опір приладів:

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} = \frac{0,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом}$$

Опір з'єднувальних проводів складає:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho * l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0,0175 * 10,39}{2,5} = 0,073 \text{ Ом},$$

де $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} * \text{мм}^2}{\text{м}}$ – питомий опір мідних проводів;

$$l_{\text{розр}} = \sqrt{3} * l = \sqrt{3} * 6 = 10,39 \text{ м} - \text{ розрахункова довжина при схемі}$$

включення трансформаторів струму в неповну зірку;

$$q = 2,5 \text{ мм}^2 - \text{переріз з'єднувальних проводів.}$$

Приймається опір контактних з'єднань $r_{\text{кон}} = 0,1 \text{ Ом}$. Тоді вторинний опір трансформатора струму $Z_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{кон}} + r_{\text{пров}} = 0,028 + 0,1 + 0,073 = 0,201 \text{ Ом}$.

$$\text{Умова } z_2 \leq z_{2\text{ном}} \text{ виконується } 0,201 < 0,4 \text{ Ом}$$

На лініях, що відходять від шин ЦРП до цехових ТП встановлюються трансформатори струму ТПЛ-10 ($K_T = 100/5$, $z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$, $K_T = 50/5$, $z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$) в класі точності 0,5.

За умовою електродинамічної стійкості:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$7,38 \leq 90 \text{ кА}$$

За умовою термічної стійкості:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}};$$

$$29 \leq 55^2 * 1 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Перевіряємо трансформатори струму за вторинним навантаженням, розрахунки зведено до таблиці 7.4.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.4. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник активної та реактивної енергії NIK 2303 ARTT	1	0,05	-	0,05
Амперметр Е335	1,0	0,1	-	-
Ватметр Д335	1,5	0,5	-	0,5
Варметр Д335	1,5	0,5	-	0,5
Всього		1,15	-	1,15

З таблиці 7.4. видно, що найбільш завантажений трансформатор струму фази А. Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} = \frac{1,15}{5^2} = 0,046 \text{ Ом}.$$

Опір з'єднувальних проводів складає:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho * l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0,0175 * 10,39}{2,5} = 0,073 \text{ Ом},$$

де $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} * \text{мм}^2}{\text{м}}$ – питомий опір мідних проводів;

$l_{\text{розр}} = \sqrt{3} * l = \sqrt{3} * 6 = 10,39 \text{ м}$ – розрахункова довжина при схемі включення трансформаторів струму в неповну зірку;

$q = 2,5 \text{ мм}^2$ – переріз з'єднувальних проводів.

Приймається опір контактних з'єднань $r_{\text{кон}} = 0,1 \text{ Ом}$. Тоді вторинний опір трансформатора струму $Z_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{кон}} + r_{\text{пров}} = 0,046 + 0,1 + 0,073 = 0,219 \text{ Ом}$.

Умова $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$ виконується $0,219 < 0,4 \text{ Ом}$

Вибір трансформаторів напруги.

На шинах 10 кВ ЦРП приймаються до встановлення трансформатори напруги типу НАМИ - 10 - 66УЗ, який в класі точності 0,5 має номінальну потужність 120 В·А. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги зводимо до таблиці 7.5.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 7.5. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги.

Прилад	Тип	Кіл-ть	S, В·А	Загальна потужність	
				Σ P, Вт	Σ Q, вар
Вольтметр (шини 10кВ)	E337	1	2	2	-
Лічильник	SL7000 Smart	1	2	0,7	1,8
Ватметр	Д-365	4	3	12	-
Варметр	Д-365	4	3	12	-
Лічильник активної й реактивної енергії	NIK 2303 ARTT	4	10	8	36
Всього:				34,7	37,8

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P^2 + \Sigma Q^2)} = \sqrt{(34,7^2 + 37,8^2)} = 51,3B * A$$

Оскільки номінальна потужність трансформатора в класі точності 0,5 $S_{2ном} = 120B * A > 51,3B * A$, то трансформатор напруги задовольняє умовам вибору.

7.5. Розрахунок метрологічних характеристик системи обліку електроспоживання

Електричні мережі є складнозамкненими, для розрахунку режимів їх роботи з метою мінімізації втрат необхідна своєчасна і достовірна інформація про навантаження кожного вузла.

Метою справжньої роботи є аналіз існуючих співвідношень для визначення погрішності вимірювальних каналів систем обліку енергоспоживання. Для збору інформації про енергоспоживання крупних, розподілених в просторі споживачів до недавнього часу використовували і продовжують використовувати в даний час системи обліку, засновані на застосуванні індукційних лічильників електроенергії. Такі системи складаються з первинних датчиків струму і напруги (вимірювальні трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН)), індукційних лічильників з телеметричним виходом і пристроїв збору і обробки інформації. Як показала практика, ці системи володіють поряд істотних недоліків. Так, застосування індукційних лічильників значно знижує точність обліку через збільшення погрішності вимірювання

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

енергоспоживання в режимах низьких навантажень. Недостатньо надійним є імпульсний метод передачі даних від лічильників до пристроїв збору інформації, оскільки за наявності електромагнітних полів ці дані можуть бути спотворений. Зокрема, при збоях в лініях зв'язку необхідне ручне узгодження свідчень лічильника і даних пристрою збору інформації.

Для підвищення точності обліку в даний час упроваджуються системи, що використовують в своєму складі мікропроцесорні лічильники електроенергії. В структурній схемі сучасної автоматизованої системи контролю і обліку енергоспоживання (АСКУЕ) виділяє три загальні рівні:

- первинні вимірювальні перетворювачі (ПП);
- пристрої збору даних (УСД);
- центральна станція (ЕОМ).

При цьому всі три рівні сполучено між собою відповідними лініями зв'язку залежно від виду інформації, яка через них передається.

Застосування електронних лічильників (СЧ) дозволяє істотно підвищити точність обліку електроенергії. При цьому наявність в СЧ мікропроцесора дозволяє проводити обробку інформації, а також здійснювати вимірювання додаткових параметрів енергоспоживання (частоти сіті, кута зсуву фаз і ін.). Точність електронних лічильників значно вище за індукційні у всьому діапазоні зміни навантажень. Передача інформації від СЧ до УСД здійснюється в цифровому вигляді з використанням спеціальних протоколів зв'язку, які дозволяють перевіряти отримані дані. Тому найбільша погрішність вимірювань, що перевищує нормовані значення, вноситься першим рівнем. До цього рівня відносять первинні вимірювальні перетворювачі струму і напруги, СЧ і лінії, які їх сполучають, - все це є вимірювальним каналом (ГИК). В загальному випадку до ГИК також відносять лінії зв'язку інформаційних виходів СЧ з УСД.

При визначенні погрішності ВК рекомендується користуватися уточненою формулою

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$\delta_{p1} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TH}^2 + \delta_{TT}^2 + \delta_{CЧ}^2}, \quad (7.6)$$

де КЗ - завантаження ТН по вторинній обмотці, відн. од.

де δ_{p1} - результуюча погрішність вимірювального вузла;

δ_{TH} - відносна похибка ТН;

δ_{TT} - відносна погрішність ТТ;

$\delta_{CЧ}$ - відносна погрішність СЧ.

Основний вплив на величини погрішностей перетворювачів струму (ТТ) надають їх завантаження по струму і величина опору вторинного ланцюга. В умовах зниження споживання електроенергії промисловими підприємствами завантаження трансформаторів струму часто не перевищує 5-15%, що приводить до значного збільшення погрішностей.

Іншим істотним джерелом погрішності вимірювання електроенергії є ТН. Основний вплив на погрішність ТН надає величина вторинного завантаження. Залежність погрішності ТН від коефіцієнта завантаження по потужності (відношення фактичного навантаження вторинної обмотки трансформатора напруги до номінальної величини навантаження) має вигляд:

$$\delta_{TH} = -0,73 \cdot k_z + 0,35 \quad (7.7)$$

Таким чином, для підвищення точності обліку енергоспоживання і, отже, зменшення небалансів в енергозабезпечуючих організаціях важливою задачею є розробка алгоритму корекції результатів вимірювань на підставі підходу вірогідності, який також враховував би дійсну (ненульову) систематичну складову погрішностей вимірювальних приладів. Оскільки параметри вимірювальних приладів в процесі експлуатації змінюються (старіння ізоляції, зміна електричних параметрів), то при розрахунках необхідно також враховувати тренд систематичної погрішності.

$$\delta_{TH} = -0,73 \cdot 0,859 + 0,35 = -0,278 = -10,278\%$$

$$\delta_{p\Sigma} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TH}^2 + \delta_{TT}^2 + \delta_{лч}^2} = 1,1 \cdot \sqrt{5,5^2 + 3,06^2 + 2,2^2} = 7,3 \%$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.6 Визначення похибок вимірювань на окремих приєднаннях

№ приєднання	I_p, A	k_{TT}	$I_{гр}, A$	$\delta_{TT}, \%$	$\delta_{TH}, \%$	$\delta_{лч}, \%$	$\delta_{\Sigma}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8
6	37,9	50/5	3,79	0,5	0,278	0,2	0,978
8	184,6	200/5	4,61	0,5	0,278	0,2	0,978
10	92,4	100/5	4,62	0,5	0,278	0,2	0,978
12	47,4	50/5	4,74	0,5	0,278	0,2	0,978
11	184,6	200/5	4,61	0,5	0,278	0,2	0,978
9	47,4	50/5	4,74	0,5	0,278	0,2	0,978
7	92,4	100/5	4,62	0,5	0,278	0,2	0,978
5	37,9	50/5	3,79	0,5	0,278	0,2	0,978

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Розрахунок розділів випускної кваліфікаційної роботи здійснювався згідно затвердженого завдання, а саме: електричні навантаження; економічні питання стосовно обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства; питання компенсації реактивної потужності; вибір трансформаторних підстанцій; розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання та спеціального розділу роботи.

В цілому проект ефективно забезпечує стабільне, надійне і економічне електропостачання для споживачів підприємства. Відповідає усім критеріям створити електропостачання, яке буде відповідати потребам суспільства та сприятиме сталому розвитку.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П.Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н.Ю., Котиш А.І., Величко Т.В.]; – М.-во освіти і науки України, Центральноукр. Нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ПП «Ексклюзив –Систем», 2021. – 209 с.
2. Шкрабець Ф.П., Плешков П.Г. Основи електропостачання. Навчальний посібник –Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010. – 408 с.
3. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П. Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
4. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків: ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
5. Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. - Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007. – 386 с.
6. Надійність електроенергетичних систем: Практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: С.В. Казанський. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 67 с.
7. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В. Навчальний посібник. Видавець Лисенко В.Ф., м.Кропивницький, 2020р. – 272 с.
8. Черемісін М. М., Мороз О. М., Єгоров О. Б., Швець С. В. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. — Харків: ТОВ "В справі", 2016. — 260 с.
9. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
10. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		