

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

“Допущено до захисту”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ П. Плешков

« ____ » _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Розробка системи електропостачання ПАТ «Дозавтомати»

Development of the power supply system of “Dozavtomaty” PJSC »

Виконав здобувач IV курсу групи ЕЕ-20-
СКЗ(3)
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ В. Качанов
« ____ » _____ 2023 р.

Керівник проекту
професор, канд. техн. наук
_____ П. Плешков

« ____ » _____ 2023 р.
Рецензент _____

м. Кропивницький

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Плешков П.Г.

«_____» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Качанова Валерія Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) **Розробка системи електропостачання**
ПАТ «Дозавтомати»

2. Керівник роботи (проекту) Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 5.06.2023 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____
Коротка характеристика підприємства; Розрахунок електричних
навантажень; Картограма електричних навантажень та місце розташування
ЦРП; Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього
електропостачання; Режими реактивної потужності системи
електропостачання; Вибір кількості та потужності трансформаторів;
Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання, електроустановок
та силових мереж системи електропостачання; Розробка системи
енергетичного контролю заводу «Дозавтомати»

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Коротка характеристика підприємства</i>	1.05.23	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	5.05.23	
3	<i>Картограма електричних навантажень та місце розташування ЦРП</i>	9.05.23	
4	<i>Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання</i>	12.05.23	
5	<i>Режими реактивної потужності системи електропостачання;</i>	15. 05.23	
6	<i>Вибір кількості та потужності трансформаторів</i>	19. 05.23	
7	<i>Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання, електроустановок та силових мереж системи електропостачання</i>	22. 05.23	
8	<i>Розробка системи енергетичного контролю заводу «Дозавтомати»</i>	25. 05.23	
9	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	29. 05.23	
10	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	31. 05.23	

Дата видачі завдання
Підпис керівника _____

« ____ » _____ 2023р.

Завдання прийнято до виконання
Підпис здобувача _____

« ____ » _____ 2023 р.

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 78 с.; 15 рис.; 26 табл.; 13 джерел

Качанов В.С. Розробка системи електропостачання ПАТ «Дозавтомати» – Рукопис.

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

Кваліфікаційна робота присвячена розробці системи електропостачання ПАТ «Дозавтомати», яке задовольняє вимогам економічності та надійності роботи. В роботі було визначено електричні навантаження, досліджено режими реактивної потужності, розраховано струми коротких замикань. Проведено вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання станції, трансформаторних підстанцій, конденсаторних установок, струмопроводів, високовольтного обладнання.

У спеціальному розділі бакалаврської роботи було розроблено систему енергетичного контролю ПАТ «Дозавтомати». Було запропоновано встановити інформаційно-обчислювальний комплекс "RTU-325" для моніторингу енергоресурсів, технічного та комерційного контролю. Також проведено розробку електричних схем підключення лічильників та ґрунтовано вибір обладнання.

Ключові слова: електричні навантаження, реактивна потужність, трансформаторна підстанція, струми короткого замикання, електричне обладнання, енергетичний контроль, обчислювальний комплекс, лічильники електричної енергії.

ABSTRACT

Qualification work: 78 p.; 15 Fig.; 26 tables; 13 sources

V.S. Kachanov Development of the power supply system of Dozavtomaty PJSC - Manuscript.

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

The qualification work is devoted to the development of the power supply system of Dozavtomaty PJSC, which meets the requirements of economy and reliability of operation. In the work, electrical loads were determined, reactive power regimes were investigated, and short-circuit currents were calculated. The selection of external and internal power supply schemes of the station, transformer substations, capacitor units, current lines, high-voltage equipment was made.

In a special section of the bachelor thesis, the energy control system of PJSC "Dozavtomaty" was developed. It was proposed to install an information and computing complex "RTU-325" for monitoring energy resources, technical and commercial control. The development of electrical schemes for connecting meters was also carried out and the choice of equipment was substantiated.

Key words: electric loads, reactive power, transformer substation, short-circuit currents, electrical equipment, energy control, computing complex, electric energy meters.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	6
1	КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА.....	8
2	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	10
2.1.	Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В.....	10
2.2	Розрахунок освітлювальних навантажень.....	14
2.3.	Розрахунок електричних навантажень силових мережах вище 1000 В.....	15
2.4.	Побудова графіків електричних навантажень підприємства.....	19
3.	КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА МІСЦЕ РОЗТАШУВАННЯ ЦРП	22
4.	ВИБІР НАПРУГИ І ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	24
5.	РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	30
5.1.	Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в високовольтних та низьковольтних мережах.....	30
5.2.	Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв.....	32
6.	ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ...	35
7.	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ, ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	39
7.1.	Розрахунок струмів короткого замикання.....	39
7.2.	Вибір струмопровідних пристроїв високовольтної мережі заводу.	42

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА				
Зм.	Арк.	Н докум.	Підпис	Дата	Розробка системи електропостачання ПАТ «Дозавтомати»	Літ.	Аркуш	Аркушів	
		Качанов							
Перевірив		Плешков П.Г.							
Н.контр.									
Затв.						ЦНТУ, гр.ЕЕ-20-ЗСК			

7.3	Вибір високовольтного електрообладнання.....	42
8	РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ЗАВОДУ «ДОЗАВТОМАТИ».....	45
8.1	Загальні принципи побудови АСКОВЕ.....	45
8.2	Підсистема вимірювання.....	50
8.3	Пристрої збору і передачі даних.....	54
8.4	Обґрунтування вибору системи комерційного та технічного контролю і обліку енергоресурсів.....	63
8.5	Вибір електричних схем підключення лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги.....	66
8.6	Розрахунок метрологічних характеристик системи обліку електроспоживання.....	69
	ВИСНОВКИ.....	75
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	77
	Додаток А.....	79

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Створення системи електропостачання для промислових підприємств та цехів має на меті забезпечення електроенергією різних промислових приймачів, таких як мотори різноманітних машин і механізмів, електричні агрегати, електролізні установки, апарати і машини для електричного зварювання, освітлювальні установки і т.д.

Задача електропостачання промислових підприємств та окремих груп приймачів виникла одночасно з широким впровадженням електроприводу як рухової сили для різних машин і механізмів. Перші електростанції будувалися в містах для освітлення, а також при фабриках і заводах, де живлення приймачів здійснювалося за напругою 0,38 та 10 кВ. Згодом з'явилася можливість будувати електричні станції у місцях розташування паливних родовищ (торфу, вугілля, нафти) або місцях використання енергії води, незалежно від місцезнаходження споживачів електроенергії, таких як міста та промислові підприємства. Передача електроенергії на великі відстані до центрів споживання почала здійснюватись лініями електропередачі високої напруги.

На сьогоднішній день більшість споживачів отримує електроенергію від енергосистеми. Проте, на деяких підприємствах продовжують будувати власні теплоелектроцентри.

Потреба у виробництві електроенергії на заводських електростанціях обумовлюється наступними факторами:

- необхідністю отримання тепла для технологічних потреб і опалення, при цьому ефективно використовуючи вироблену електроенергію;
- необхідністю резервного живлення для важливих споживачів (друге незалежне джерело живлення);
- необхідністю використання вторинних енергоресурсів;
- великою віддаленістю деяких підприємств від енергосистеми.

						Арк.
						6
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

По мірі розвитку електроспоживання, системи електропостачання промислових підприємств стають складнішими. Вони включають мережі високої напруги, розподільчі мережі і, в деяких випадках, промислові теплоелектроцентрали. Це створює потребу в автоматизації систем електропостачання промислових підприємств і виробничих процесів, впровадженні широкомасштабної диспетчеризації процесів виробництва з використанням телесигналізації і телекерування, а також активній роботі з енергозбереженням.

Кожне виробництво існує завдяки роботі технологічних механізмів, які приводяться в рух машинами-знаряддями. В сучасний час, всі машини-знаряддя працюють за допомогою електродвигунів, які вимагають електроенергію для нормальної роботи. Електроенергія є гнучкою та зручною формою енергії, яка забезпечує функціонування виробничих механізмів.

У даній кваліфікаційній роботі ставиться завдання розробити систему електропостачання для ПАТ «Дозавтомати».

						Арк.
						7
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА.

Завод «Дозавтомати» є провідним виробником механічних і електронних вагів, а також є лідером у виробництві дозаторів вагових автоматичних для бетонної суміші в Україні.

На заводі виготовляються дозатори і установки для готування бетонних і розчинних сумішей, які працюють на принципі тензометричного зважування матеріалів, а також механічні і електронні ваги. Управління комплексом дозування і готування бетонних сумішей здійснюється з використанням сучасних контролерів і промислового комп'ютера в автоматичному режимі, з реєстрацією процесів дозування, видачі бетонних сумішей та витрати матеріалів за необхідний період часу. Завод дозуючих автоматів пропонує широкий спектр продукції, включаючи дозуюче устаткування, бетонозмішувальні установки, змішувачі, фільтри, клапани, шнеки, а також електронні і механічні ваги для різних галузей, включаючи кранові, побутові та торговельні.

Завод також надає послуги фахівців, які виїжджають на підприємства замовників для обстеження об'єктів, складання технічного завдання та робочого проекту, а також для введення устаткування в експлуатацію. Завод займається проектуванням бетонозмішувального та дозуючого устаткування згідно з вимогами замовника. Виконується монтаж, шефмонтаж та пусконаладжувальні роботи для поставленого устаткування, а також забезпечується навчання персоналу замовника. Підприємство також забезпечує сервісне обслуговування та постачає запасні частини та комплектуючі до поставленого обладнання.

Для забезпечення виробництва сучасного дозуючого устаткування та бетонозмішувальних установок на заводі постійно проводяться роботи з удосконалення їх конструкції, систем керування та використання сучасного технологічного обладнання.

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

Живлення ПАТ «Дозавтомати» здійснюється від Центральної розподільної підстанції, розташованої на відстані 800 метрів від заводу. Основні підрозділи заводу та навантаження електричного обладнання наведені в таблиці 2.1.

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

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

Визначення розрахункових електричних навантажень електроприймачів виконується у відповідності з методикою, викладеною у [2].

В таблиці 2.1 наведено результат розрахунку силового навантаження заводу «Дозавтомати» з застосуванням математичного пакету Microsoft Excel.

2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень

Розрахунок освітлювальних навантажень виконується по питомій потужності освітлювального навантаження на одиницю корисної площі виробничого приміщення та здійснюється згідно методики [2].

Приклад розрахунку освітлювального навантаження.

ПАТ «Дозавтомати». Дозаторний цех.

$$F=3182 \text{ м}^2, P_o=14 \text{ Вт/м}^2, K_c=0,9$$

$$\text{Встановлена потужність } P_y=14*3182*10^{-3}=44,6 \text{ кВт}$$

$$\text{Розрахункове активне навантаження } P_{r.o.y}=1,12*44,6*0,9=40,1 \text{ кВт}$$

$$\text{Розрахункове реактивне навантаження } Q_{r.o.y}=40,1*0,48=19,25 \text{ квар}$$

Розрахунок освітлювальних навантажень по інших підрозділах аналогічний, зводимо його в таблицю 2.2.

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

Розрахунок електричних навантажень в мережі до 1000 В

	Назва групи споживачів	Кіль- ть ЕС	Р одного, кВт			Рсум, кВт	m	Kи	cosφ	tgφ	Середнє навантаження, кВт, квар		п _{еф}	K _м	Розрахункове навантаження		
			min	max							Р _{см} , кВт	Q _{см} , 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	16
1	Дозаторний цех																
	Сушильні шафи	10	3	-	15	120,0	5	0,70	0,90	0,48	84,00	40,68					
	Вентилятори	15	0,3	-	4	55,5	13	0,70	0,80	0,75	38,85	29,14					
	Транспортери	8	3	-	8	40,0	2	0,50	0,70	1,02	20,00	20,40					
	Калібровочні машини	6	0,2	-	2	10,8	10	0,50	0,70	1,02	5,40	5,51					
	Випробувальне обладнання	5	5	-	45	200,0	9	0,60	0,70	1,02	120,00	122,42					
	Тестуюча апаратура	10	1	-	10	90,0	10	0,60	0,80	0,75	54,00	40,50					
	Тельфери	10	2	-	10	80,0	5	0,20	0,50	1,73	16,00	27,71					
	Преси	5	20	-	30	50,0	1	0,40	0,50	1,73	20,00	34,64					
	Всього по дозаторному цеху	69	0,2	-	45	646,3	225	0,55	0,745	0,90	358,25	321,01	29	1,18	420,44	321,01	528,87
2	Упаковочний цех																
	Вентилятори	10	2	-	16	140,0	8	0,70	0,80	0,75	98,00	73,50					
	Тельфери	10	1	-	10	90,0	10	0,60	0,80	0,75	54,00	40,50					
	Кондиціонери	4	1	-	5	16,0	5	0,70	0,70	1,02	11,20	11,43					
	Транспортери	4	3	-	10	28,0	3	0,50	0,70	1,02	14,00	14,28					
	Всього по цеху упаковки	28	1	-	16	274,0	16	0,65	0,785	0,79	177,20	139,71	28	1,133	200,68	139,71	244,52
3	Механічна ділянка																
	Металоріжучі станки	18	7	-	14	126,0	2	0,10	0,40	2,29	12,60	28,87					
	Багатофункціональні автомати	14	10	-	22	168,0	2	0,20	0,50	1,73	33,60	58,20					
	Компресори	6	1,5	-	20	111,0	13	0,70	0,80	0,75	77,70	58,28					
	Насоси	7	1,1	-	15	97,3	13	0,70	0,80	0,75	68,11	51,08					
	Тельфери з ПВ=25%	3	10	-	10	30,0	1	0,20	0,50	1,73	6,00	10,39					
	Зварювальні трансформатори	8	12	-	30	144,0	2	0,40	0,50	1,73	57,60	99,77					
	Вентилятори	8	0,5	-	15	116,0	30	0,60	0,80	0,75	69,60	52,20					
	Всього по механічній ділянці	64	1,5	-	75	792,3	50	0,41	0,672	1,10	325,21	358,78	21	1,297	421,93	358,78	553,85
4	Корпус №2																
	Автоматична поточна лінія	3	25	-	50	75,0	2	0,60	0,70	1,02	45,00	45,91					
	Конвейери	3	10	-	40	90,0	4	0,50	0,60	1,33	45,00	60,00					
	Компресори	4	1,5	-	20	74,0	13	0,70	0,80	0,75	51,80	38,85					
	Прес-автомати	12	10	-	20	120,0	2	0,40	0,60	1,33	48,00	64,00					

Зм	Арк		Продовження таблиці 2.1.																			
			1	2	3	4			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
№ док-м.	Підпис	Дата	10	Ремонтно-експлуатаційний цех																		
				Металоріжучі станки	5	2,5	-	28	128,0	11	0,10	0,50	1,73	12,80	22,17							
				Сушільні печі	8	3	-	10	56,0	3	0,70	0,90	0,48	39,20	18,99							
				Тельфери	3	2	-	4	6,0	2	0,50	0,70	1,02	3,00	3,06							
				Вентилятори	6	0,5	-	10	57,0	20	0,60	0,80	0,75	34,20	25,65							
				Всього по ремонтно-експлуат.цеху	22	0,5	-	28	247,0	56	0,36	0,787	0,78	89,20	69,87	18	1,372	122,41	69,87	140,94		
			11	Інструментальний цех																		
				Металоріжучі станки	15	5	-	28	414,0	5	0,10	0,50	1,73	41,40	71,71							
				Ковальські машини	4	14	-	40	104,0	2	0,40	0,70	1,02	41,60	42,44							
				Компресори	3	1,5	-	20	55,5	13	0,70	0,80	0,75	38,85	29,14							
				Шліфувальні станки	5	5	-	17	60,0	3	0,20	0,50	1,73	12,00	20,78							
				Нагрівальні печі	6	5	-	20	90,0	4	0,70	0,90	0,48	63,00	30,51							
				Насоси	7	3	-	10	49,0	3	0,70	0,80	0,75	34,30	25,73							
				Вентилятори	10	0,5	-	10	95,0	20	0,60	0,80	0,75	57,00	42,75							
				Всього по інструментальному цеху	50	0,5	-	40	867,5	80	0,33	0,739	0,91	288,15	263,06	43	1,239	357,10	263,06	443,53		
				Пресовий цех з гальванічною ділянкою																		
			12	Сушильні печі	4	5	-	25	60,0	5	0,70	0,90	0,48	42,00	20,34							
				Штампи	4	10	-	40	100,0	4	0,40	0,70	1,02	40,00	40,81							
				Преси гарячої штамповки	4	15	-	32	68,0	2	0,40	0,70	1,02	27,20	27,75							
				Прес-автомати	6	7	-	20	78,0	2	0,40	0,60	1,33	31,20	41,60							
				Формоутворювачі	6	2	-	10	48,0	5	0,50	0,70	1,02	24,00	24,48							
				Катодні вани	3	5	-	30	52,5	6	0,50	0,60	1,33	26,25	35,00							
				Вани електропоериття	2	5	-	40	45,0	8	0,50	0,60	1,33	22,50	30,00							
				Кран з ПВ=50%	4	10	-	10	40,0	1	0,40	0,50	1,73	16,00	27,71							
				Насоси	20	5	-	10	150,0	2	0,70	0,80	0,75	105,00	78,75							
				Вентилятори	10	0,5	-	10	52,5	20	0,60	0,80	0,75	31,50	23,63							
				Всього по пресовому цеху	63	0,5	-	40	694,0	80	0,53	0,722	0,96	365,65	350,07	35	1,168	427,00	350,07	552,16		
				13	Котельня																	
				Насоси	12	3	-	10	78,0	3	0,70	0,80	0,75	54,60	40,95							
				Димосмок	2	10	-	16	26,0	1	0,70	0,80	0,75	18,20	13,65							
				Вентилятори	10	0,5	-	15	77,5	30	0,60	0,80	0,75	46,50	34,88							
				Всього по котельній	24	0,5	-	16	181,5	32	0,66	0,8	0,75	119,30	89,48	23	1,144	136,46	89,48	163,18		
	Арк.																					

№ пп	Найменування підрозділу	F, м ²	ρ ₀ , Вт/м ²	P _y , кВт	tgφ	Q _y , кВт	K _c	P _p , кВт	Q _p , квар
1	Дозаторний цех	3182	14	44,55	0,48	21,38	0,9	40,09	19,24
2	Упаковочний цех	1241	12	14,89	0,48	7,15	0,9	13,40	6,43
3	Механічна ділянка	884	12	10,61	0,48	5,09	0,85	9,02	4,33
4	Корпус №2	3600	14	50,40	0,48	24,19	0,9	45,36	21,77
5	АБК	1200	16	19,20	0,48	9,22	0,95	18,24	8,76
6	Деревопереробний цех	476	14	6,66	0,48	3,20	0,95	6,33	3,04
7	Компресорна	193	8	1,54	0,48	0,74	0,85	1,31	0,63
8	Склад готової продукції	390	8	3,12	1,73	5,40	0,95	2,96	5,13
9	Цех нестардатного обладнання	300	10	3,00	0,48	1,44	0,85	2,55	1,22
10	Ремонтно-експлуатаційний цех	481	12	5,77	0,48	2,77	0,85	4,91	2,35
11	Інструментальний цех	585	12	7,02	0,48	3,37	0,95	6,67	3,20
12	Пресовий цех з гальванічною ділянкою	774	10	7,74	0,48	3,72	0,85	6,58	3,16
13	Котельня	434	8	3,47	0,48	1,67	0,85	2,95	1,42
14	Склад	490	6	2,94	1,73	5,09	0,95	2,79	4,83
15	Освітлення території	78748	0,1	7,87	1,73	13,62	1	7,87	13,62
	Всього			188,79		108,04		171,04	99,14

2.3. Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В

При визначенні навантаження в мережі напругою вище 1000 В користуємося методикою, представленою в [2].

Розрахунок навантаження вище 1000 В.

ПАТ «Дозавтомати» (КТП1).

$P_p=766,96$ кВт; $Q_p=753,5$ квар

Освітлювальне навантаження

$P_{p.ou}=72,72$ кВт; $Q_{p.ou}=38,4$ квар

Всього сумарне навантаження:

$P_{\Sigma}=766,9+72,72=839,69$ кВт

$Q_{\Sigma}=753,5+38,4=791,91$ квар

Враховуючи повну компенсацію реактивної потужності обираємо для даної підстанції два трансформатори типу ТМЗ 630/10. Їх коефіцієнт завантаження складає:

$K_z=839,69 / 2 \cdot 630=0,67$

Технічні характеристики трансформатора ТМЗ 630/10.

$U_k=5,5\%$, $\Delta P_k=7,6$ кВт, $\Delta P_x=1,31$ кВт, $I_x=2\%$

Втрати потужності в обох трансформаторах КТП 1

$\Delta P = 2(1,31 + 7,6 \cdot 0,67^2) = 9,37$ кВт

$\Delta Q = 2 \left(\frac{2}{100} 630 + \frac{5,5}{100} 630 \cdot 0,67^2 \right) = 55,98$ квар

Розрахункове навантаження вище 1000 В для підстанції КТП1

$P_p=839,69+9,4=849,09$ кВт

$Q_p=791,91+55,98=847,89$ квар

$S_p = \sqrt{849,06^2 + 847,89^2} = 1199,92$ кВА

Розрахунок навантажень в мережі вище 1000 В для інших підстанцій представлений в таблиці 2.3.

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

APK

Таблиця 2.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В

Назва групи споживачів	Кіль- ть ЕС	Р одного, кВт			Рсум, кВт	m	Ки	cosφ	tgφ	Середнє навантаження		n _{еф}	К _м	Розрахункове навантаження		
		min								max	Р _{см1} , кВт			Q _{см1} , квар	Р _р , кВт	Q _р , квар
1	2	3			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП№1																
Корпус №2																

	13	14	15
--	----	----	----

Зм	Арк	№ док.	Підпис	Дата	Продовження таблиці 2.3.														
					1	2	3			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Арк.	Всього																460,52	340,26	
	Інструментальний цех																		

2.4. Побудова графіків електричних навантажень підприємства

За результатами вимірювань на підприємстві будуються добовий зимовий і літній графіки навантажень з урахуванням кількості робочих і вихідних днів. Річний графік навантаження за тривалістю будується на основі добового графіка. Використовуємо методику, викладену в [2].

Нижче на рис. 2.1-2.5 побудовані добові графіки для зимового та літнього періодів даного заводу для робочих і вихідних днів та річний графік навантаження.

Для заводу «Дозавтомати» розрахунок графіків навантаження проводився по програмі для побудови графіків електричних навантажень „*Grafik.exe*”, яка використовується на кафедрі.

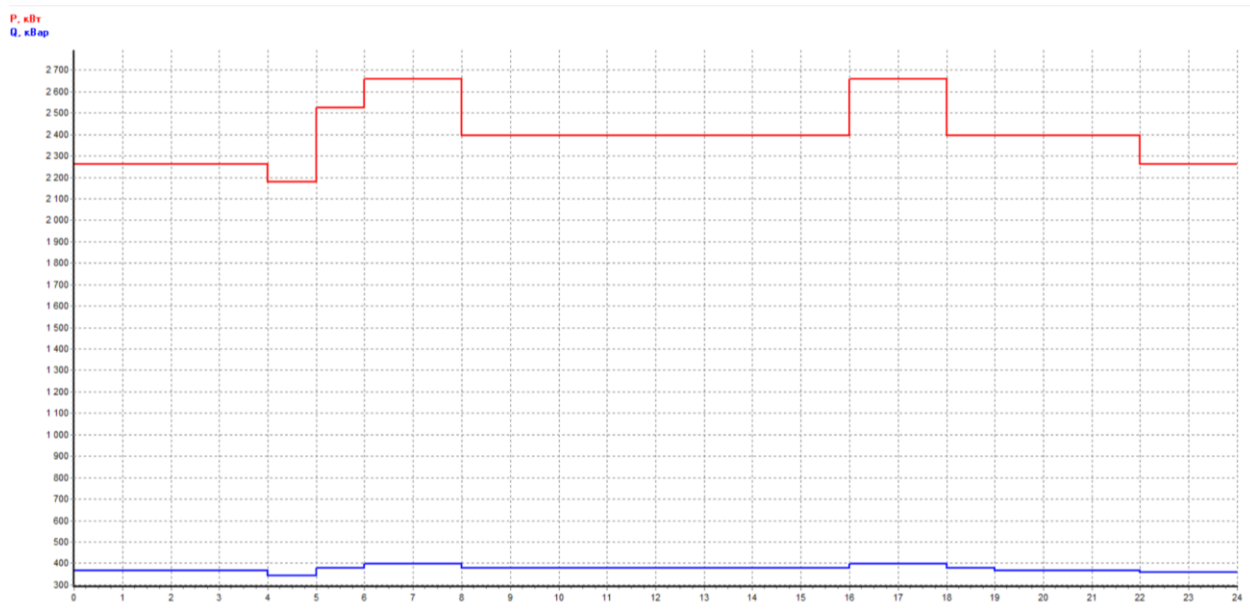


Рис. 2.1. Споживання навантаження в літню робочу добу

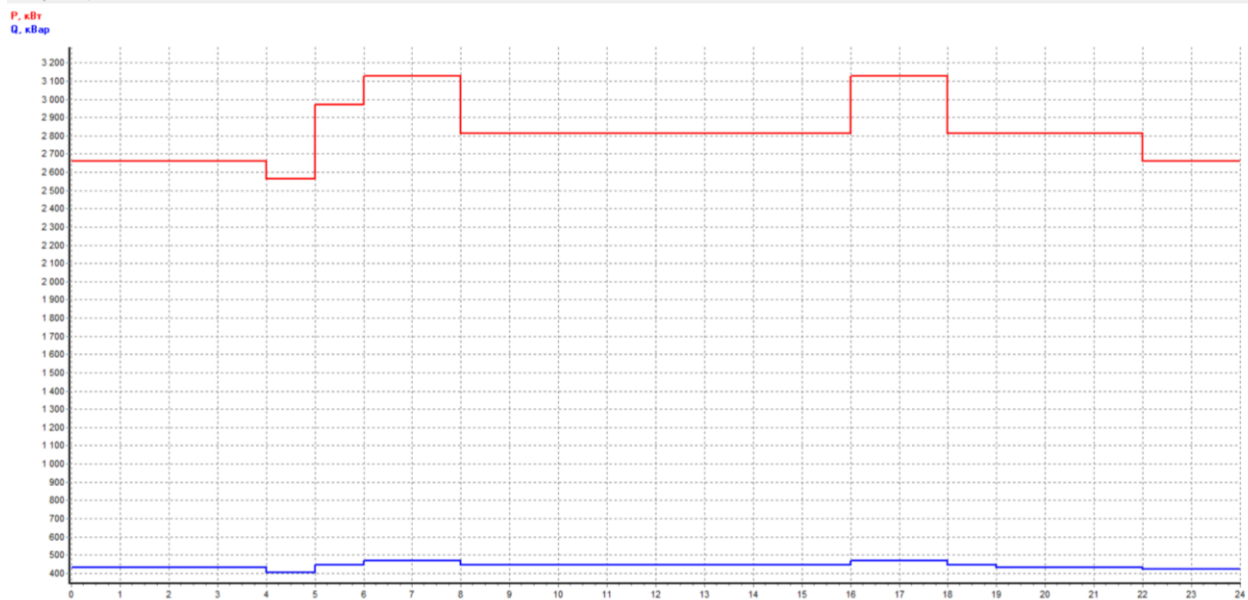


Рис.2.2. Споживання навантаження в зимову робочу добу

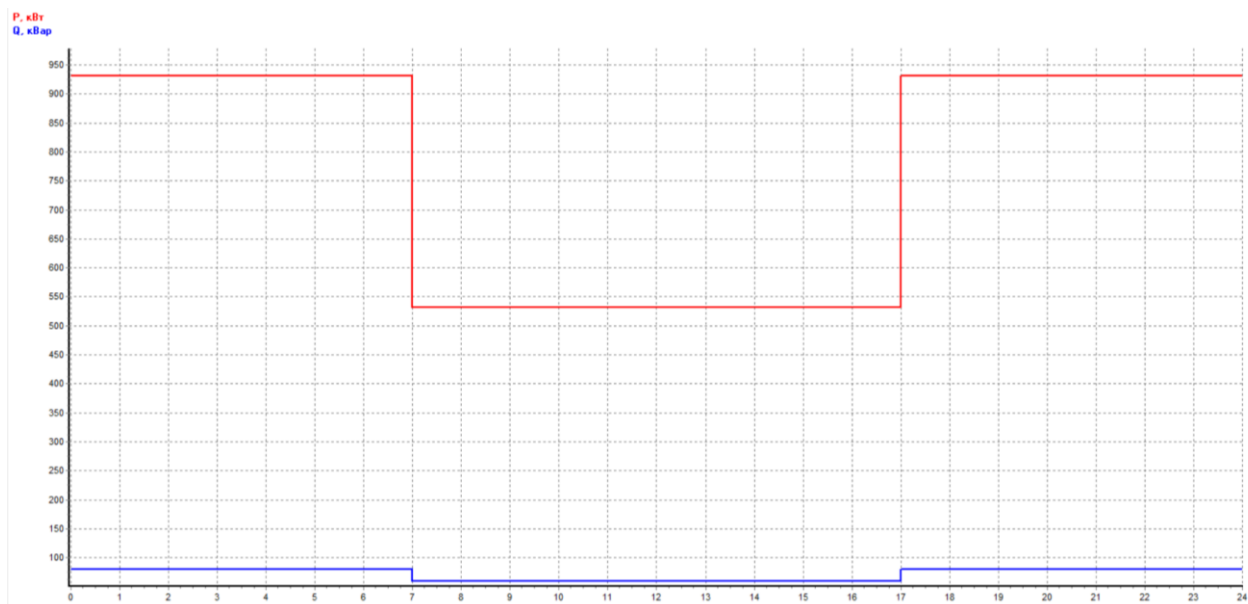


Рис. 2.3. Споживання навантаження в літню вихідну добу

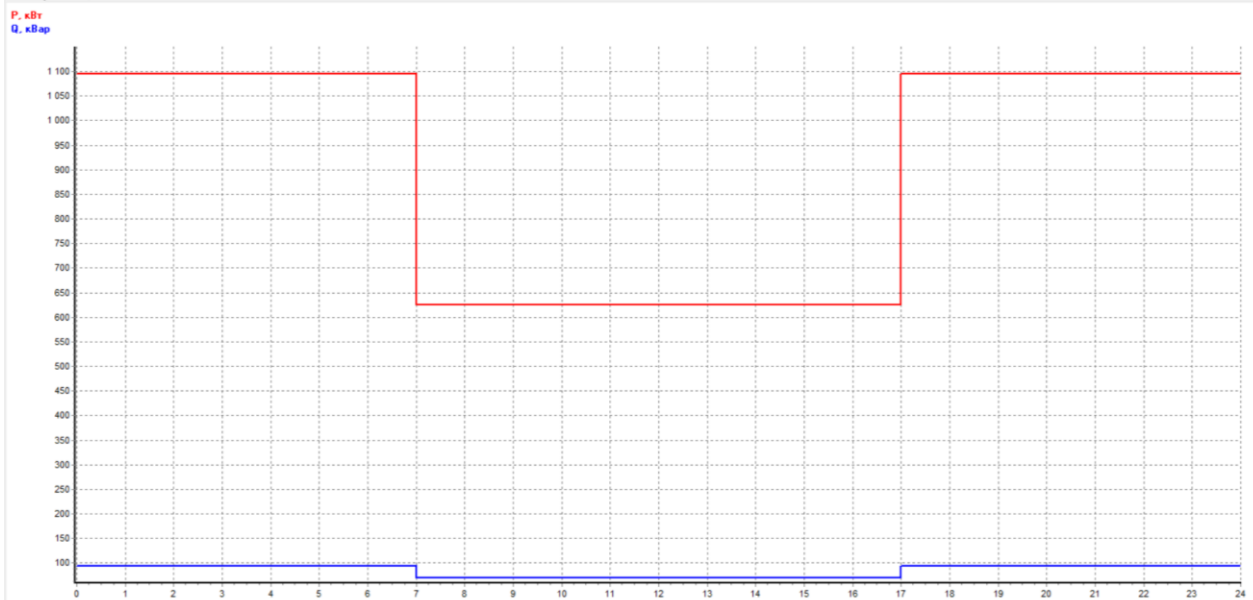


Рис. 2.4. Споживання навантаження в зимову вихідну добу

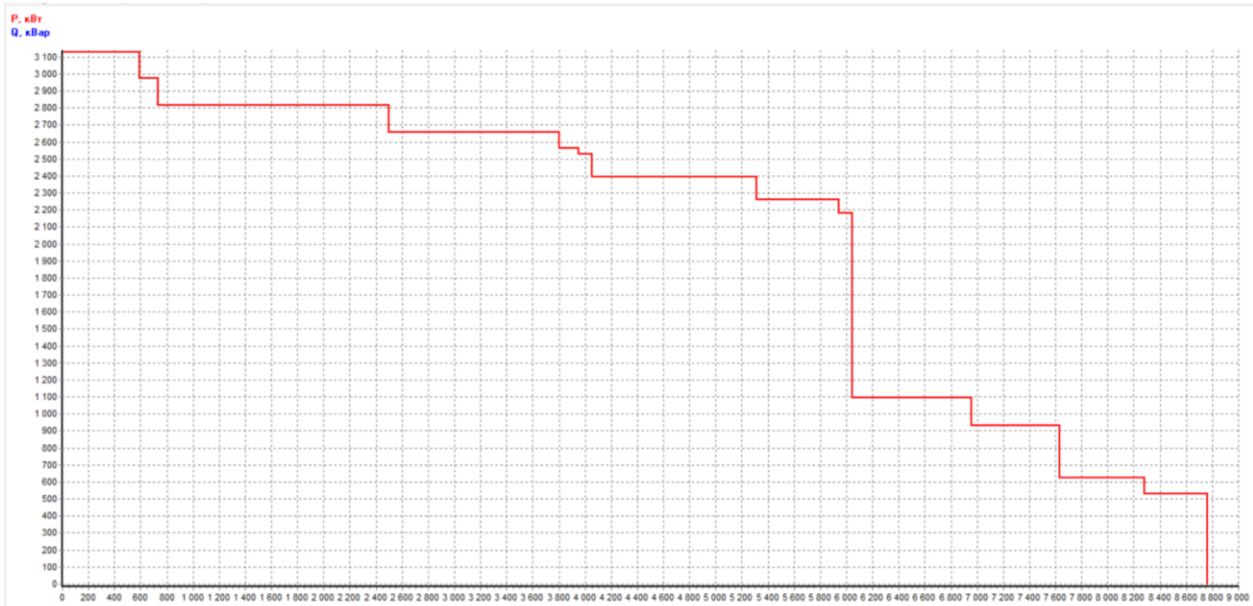


Рис. 2.5. Річний графік навантаження

3. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА МІСЦЕ РОЗТАШУВАННЯ ЦРП

Для визначення місця розташування ЦРП на генеральний план заводу розраховуємо картограму електричних навантажень згідно [2].

Розрахунок картограми електричних навантажень для заводу „Дозавтомати”:

$$X = \frac{2111132,45}{3544,56} = 595,6 м,$$

$$Y = \frac{1464366,04}{3544,56} = 413,13 м$$

Приклад розрахунку R та α для корпусу №2:

при масштабі навантаження $m=0,5$ кВт/мм² радіус кола, яке зображує силове та освітлювальне навантаження:

$$R = \sqrt{\frac{P_{pc} + P_{po}}{\pi m}} = \sqrt{\frac{422,8 + 45,36}{3,14 \cdot 0,5}} = 17,26 \text{ мм},$$

$$\alpha = \frac{P_{po} \cdot 360^\circ}{\pi R^2} = \frac{45,36 \cdot 360}{3,14 \cdot 17,26^2} = 34,88^\circ.$$

Розрахунки для інших цехів проводяться аналогічно і результати зведені в таблиці 3.1.

						Арк.
						22
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зм	
Арк	
№ док.	
Підпис	
Дата	
Арк.	

Таблиця 3.1. Дані для побудови картограми електричних навантажень та розрахунку умовного центру електричних навантажень.

№ по плану	Найменування	Ррсил, кВт	Рросв, кВт	Рр, кВт	m	R, мм	a	x, м	y, м	P*x, кВт м	P*y, кВт м
1	Дозаторний цех	420,43	40,09	460,52	0,1	38,29	31,34	140,0	440,0	64472,80	202628,80
2	Упаковочний цех	200,68	13,4	214,08	0,1	26,10	22,53	170,0	210,0	36393,60	44956,80
3	Механічна ділянка	421,93	9,02	430,95	0,1	37,04	7,53	470,0	60,0	202546,50	25857,00
4	Корпус №2	422,79	45,36	468,15	0,1	38,60	34,88	290,0	75,0	135763,50	35111,25
5	АБК	150,24	18,24	168,48	0,1	23,16	38,97	470,0	130,0	79185,60	21902,40
6	Деревопереробний цех	233,54	6,33	239,87	0,1	27,63	9,50	320,0	200,0	76758,40	47974,00
7	Компресорна	331,30	1,31	332,61	0,1	32,54	1,42	420,0	130,0	139696,20	43239,30
8	Склад готової продукції	12,00	2,96	14,96	0,1	6,90	71,23	450,0	270,0	6732,00	4039,20
9	Цех нестандартного обладнання	108,03	2,55	110,58	0,1	18,76	8,30	605,0	195,0	66900,90	21563,10
10	Ремонтно-експлуатаційний цех	42,69	4,91	47,60	0,1	12,31	37,13	600,0	400,0	28561,44	19040,96
11	Інструментальний цех	357,10	6,67	363,77	0,1	34,03	6,60	280,0	440,0	101855,60	160058,80
12	Пресовий цех з гальванічною діля	427,00	6,58	433,58	0,1	37,15	5,46	610,0	300,0	264483,80	130074,00
13	Котельня	136,46	2,95	139,41	0,1	21,07	7,62	480,0	430,0	66916,80	59946,30
14	Склад	37,50	2,79	40,29	0,1	11,32	24,93	320,0	335,0	12892,80	13497,15
15	Освітлення території		7,87	7,87	0,1	5,01	360,00	530,0	410,0	4171,10	3226,70
	Всього по заводу	1206,97	1403,37								

4. ВИБІР НАПРУГИ І ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Вибір напруги системи зовнішнього електропостачання та схеми проводиться згідно [2].

Живлення заводу «Дозавтомати» можливе від ЦРП, що розташовано на відстані 800 м, та від РП, яке будується на території заводу. Для порівняння варіантів електропостачання використовуємо два варіанти:

1 варіант – живлення заводу «Дозавтомати» без РП радіальними лініями від ЦРП;

2 варіант – живлення заводу радіальними лініями з встановленням РП-10кВ на території.

Для внутрішніх розподільчих мереж використовуємо напругу 10 кВ.

В цехових розподільчих мережах для живлення силових і освітлювальних електроприймачів використовуємо напругу 380/220 В.

Схеми живлення за двома варіантами наведені на рисунках 4.1. та 4.2.

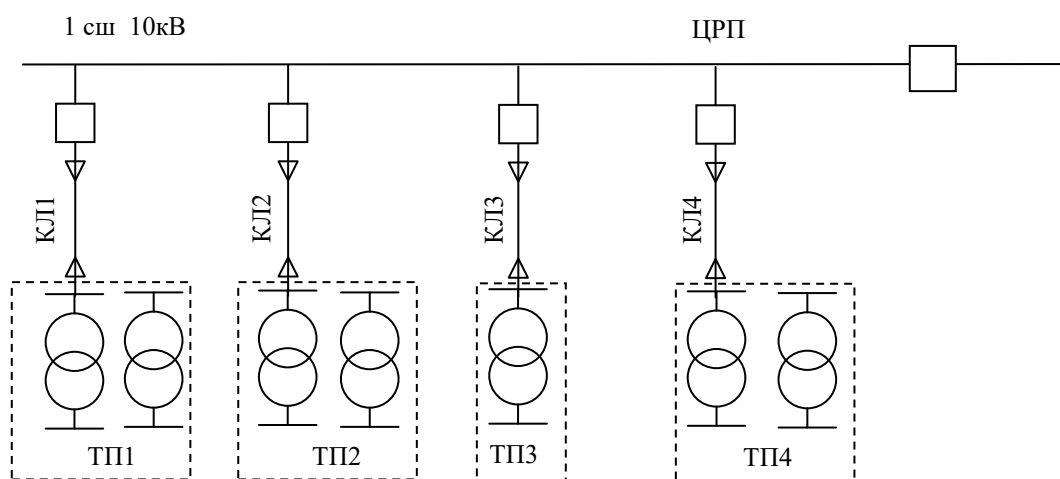


Рис. 4.1. Живлення заводу без РП радіальними лініями від ЦРП

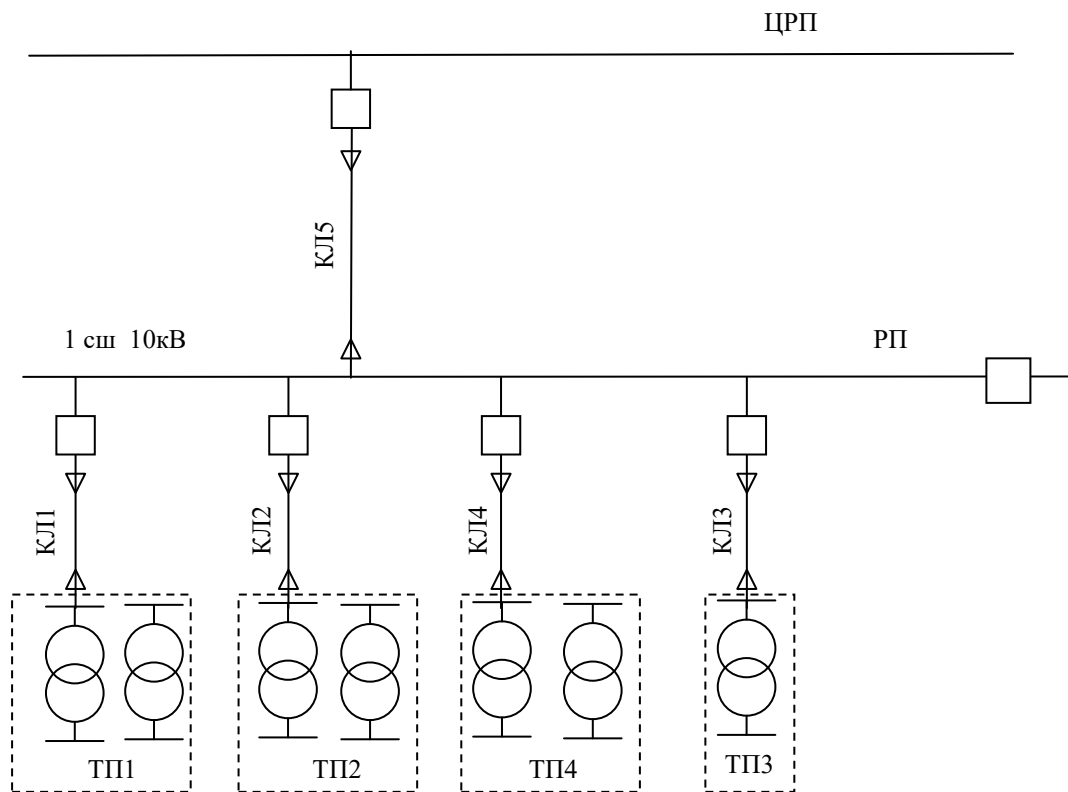


Рис. 4.2. Живлення заводу радіальними лініями з встановленням РП-10 кВ

Варіант №1.

Живлення електроспоживачів здійснюється радіальними кабельними лініями 10кВ безпосередньо з шин ЦРП, відстань від заводу 800 м.

Розрахунковий струм лінії:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_H} = \frac{1154,2}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 33,4 \text{ А.}$$

Знаходимо площу перерізу кабельної лінії:

$$F_{ек} = I_p / j_{ек} = 33,4 / 1,4 = 23,9 \text{ мм}^2$$

де $j_{ек} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ – економічна щільність струму, при $T_m=3924$ год.

Обираємо стандартний переріз кабеля 35 мм^2 . Приймаємо до встановлення кабель марки ААШв – 10 (3 х 35). Кількість $n = 1$.

Для цього кабеля допустимий тривалий струм $I_{\text{доп}} = 115 \text{ А}$, втрати потужності на 1 км $P_{1\text{км}} = 42 \text{ кВт/км}$, вартістю $K_0 = 121,8 \text{ тис.грн/км}$.

Допустимий довготривалий струм навантаження з врахуванням кількості кабелів, які працюють в одній траншеї:

$$I_{\text{доп}}' = I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{п}} = 115 \cdot 1,0 = 115 \text{ А};$$

де $K_{\text{п}}$ – коефіцієнт для кількості працюючих кабелів в одній траншеї, для $n_{\text{кл}} = 1$ $K_{\text{п}} = 1$.

Коефіцієнт попереднього завантаження кабельної лінії

$$K_3 = I_{\text{р}} / (n \cdot I_{\text{доп}}') = 33,4 / 115 = 0,29$$

При відключенні однієї лінії, друга забезпечить живлення навантаження

$$I_{\text{авар}}' = n \cdot I_{\text{доп}}' \cdot K_{\text{а.п}} = 1 \cdot 115 \cdot 1,35 = 155 > I_{\text{р.ав}} = 67 \text{ А}$$

$$I_{\text{р.ав}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} = \frac{11154,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 66,7 \text{ А}.$$

Таким чином живлення нормально забезпечене.

Втрати енергії в лінії:

$$\Delta E_1 = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau = 5,87 \cdot 2336 = 13706,7 \text{ кВт·год}$$

Втрати потужності в лінії:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{1\text{км}} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 = 42 \cdot 1,7 \cdot 0,3^2 = 5,9 \text{ кВт}$$

Загальна довжина кабельної лінії

$$l_{\Sigma} = l_{\text{клл}} \cdot n = 0,83 \cdot 2 = 1,7 \text{ км}$$

$n_{\text{л}}$ - кількість кабельних ліній в одному ланцюгу, шт

$$C_{\text{втрат}} = \Delta E_1 \cdot C_0 = 13707 \cdot 2,9 = 397,3 \text{ тис. грн.}$$

де C_0 – вартість 1 кВт·год електроенергії; згідно діючим тарифам:

$$C_0 = 2,9 \text{ грн/кВт·год.}$$

Розрахунок для інших елементів схеми зводимо до таблиць 4.1-4.2.

						Арк.
						26
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1. Розрахунок параметрів кабельних ліній по I варіанту

№ КЛ на схемі	Sp, кВА	n	I _p , А	I _{ф.р.} , А	F _{ек} , мм ²	F _{ст} , мм ²	Марка кабеля	I _{доп} , А	K _з
КЛ-1	1154,2	2	33,4	133,4	23,8	35	ААШВ(3 × 35)	115	0,29
КЛ-2	1205,3	2	34,8	139,3	24,9	35	ААШВ(3 × 35)	115	0,30
КЛ-3	602,6	1	34,8	34,8	24,9	35	ААШВ(3 × 35)	115	0,30
КЛ-4	1279,2	2	37,0	147,9	26,4	35	ААШВ(3 × 35)	115	0,32

Таблиця 4.2. Розрахунок втрат електричної енергії в кабельній мережі схеми

№ КЛ на схемі	Sp, кВА	n	I _p , А	K _з	l, км	ΔРл, кВт	ΔЕл, кВт*год	С _о , грн/кВт	С _{втр.} тис. грн
КЛ-1	1154,21	2	33,359	0,29	0,83	5,867	13706,6	2,9	39,749
КЛ-2	1205,3	2	34,835	0,30	0,85	6,551	15307,1	2,9	44,390
КЛ-3	602,64	1	34,835	0,30	0,85	3,276	7653,3	2,9	22,194
КЛ-4	1279,18	2	36,971	0,32	0,88	7,640	17849,6	2,9	51,763
Всього							54516,7		158,098

Варіант №2.

Живлення заводу здійснюється радіальними лініями з встановленням РП-10кВ на території, відстань від РП до ЦРП 800 м.

Таблиця 4.3. Розрахунок параметрів кабельних ліній по 2 варіанту

№ КЛ на схемі	Sp, кВА	n	I _p , А	I _{ф.р.} , А	F _{ек} , мм ²	F _{ст} , мм ²	Марка кабеля	I _{доп} , А	K _з
КЛ1	1154,21	2	33,36	33,36	23,83	35	ААШВ(3 × 35)	115	0,15
КЛ2	1205,30	2	34,84	34,84	24,88	35	ААШВ(3 × 35)	115	0,15
КЛ3	602,64	1	34,83	34,83	24,88	35	ААШВ(3 × 35)	115	0,30
КЛ4	1279,18	2	36,97	36,97	26,41	35	ААШВ(3 × 35)	115	0,16
КЛ5	4301,41	2	124,32	124,32	88,80	95	ААШВ(3 × 95)	205	0,30

Таблиця 4.4. Розрахунок втрат електричної енергії в кабельній мережі схеми

№ КЛ на схемі	Sp, кВА	n	I _p , А	K _з	l, км	ΔР _л , кВт	ΔЕ _л , кВт*год	C _о , грн/кВт	C _{втр} , т. грн
КЛ1	1154,21	2	33,359	0,15	0,03	0,053	123,9	2,9	3591
КЛ2	1205,3	2	34,835	0,15	0,055	0,106	247,6	2,9	0,718
КЛ3	602,64	1	34,835	0,30	0,06	0,231	540,2	2,9	1,566
КЛ4	1279,18	2	36,971	0,16	0,08	0,174	405,7	2,9	1,176
КЛ5	4301,41	2	124,32	0,30	0,8	7,355	17184,8	2,9	49,835
							18502,1		53,656

Розрахунок капітальних вкладень, поточних витрат та приведених витрат по варіантах зводимо в таблиці 4.4.-4.7.

Таблиця 4.4. Розрахунок капітальних вкладень

№ п/п	Найменування об'єкту	Одиниця	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн	Вартість всього, тис. грн
I варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що встановлюються	шт	9	56	504
	Кабельна лінія типу				
	ААШв(3 × 35)	км	3,41	770	2625,7
	Траншея	км	3,41	26	88,66
	Всього по КЛ з урахуванням траншеї				2714,36
	Всього				3218,36

II варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що встановлюються на РП	шт	11	56	616
	Кабельна лінія типу				
	ААШв(3 × 35)	км	0,225	770	173,25
	ААШв(3 × 95)	км	0,8	580	464
	Траншея	км	1,025	26	26,65
	Всього по КЛ з урахуванням траншеї				663,9
	Шафи КРУ з ТН, що додатково встановлюються на РП	шт	2	27	54
	Всього				717,9

Таблиця 4.6.

Розрахунок поточних витрат

№ п/п	Найменування об'єкту	K _i , тис грн	P _a , %	C _a , %	P _e , %	C _e , %	C _п , тис.грн
I варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що встановлюються	504	15	75,6	5	25,2	100,8
	Кабельні лінії з урахуванням траншеї	2714,36	5	135,7	5	135,7	271,4
	Всього	3218,36					372,2
II варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що встановлюються на РП	616	15	92,4	5	30,8	123,2
	Кабельні лінії з урахуванням траншеї	663,9	5	33,2	5	33,2	66,4
	Шафи КРУ з трансформаторами напруги, що додатково встановлюються на РП	54	15	8,1	5	2,7	10,8
	Всього	717,9					200,4

Таблиця 4.7. Розрахунок приведених витрат по варіантах

Показники	Варіант	
	1	2
Капіталовкладення, тис.грн.	3218,36	717,9
Поточні затрати, тис.грн.	372,2	200,4
Вартість втрат електроенергії, тис.грн.	158,1	53,7
Приведені витрати, тис.грн.	3748,66	972

Приймаємо до виконання другий варіант електропостачання, по мінімуму приведених витрат. Для електропостачання заводу «Дозавтомати» використовуємо схему з установкою РП на території.

5. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Для ефективного функціонування електричних систем і забезпечення енергоефективності необхідно керувати реактивною потужністю. Це може бути досягнуто за допомогою компенсації реактивної потужності, встановленням компенсуючих пристроїв, таких як батареї конденсаторів або реактивні компенсатори, які забезпечують баланс між активною та реактивною потужностями в системі.

У деяких випадках енергопостачальні компанії також можуть застосовувати плату за надмірну реактивну потужність, щоб стимулювати споживачів зменшувати її рівень і поліпшувати загальну ефективність системи.

5.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в високовольтних та низьковольтних мережах

Суть балансу реактивної потужності полягає в забезпеченні рівноваги між вироблянням та споживанням реактивної потужності в електричній системі. Головною метою балансу реактивної потужності є зниження втрат енергії, поліпшення енергоефективності та оптимальне використання ресурсів електромережі.

Несбалансована реактивна потужність може мати декілька негативних ефектів, включаючи:

1. Втрати енергії: Надмірна реактивна потужність призводить до збільшення втрат енергії в електричних проводках, трансформаторах та інших елементах системи. Це може призвести до зниження ефективності системи та збільшення експлуатаційних витрат.
2. Перевантаження обладнання: Неспрямована реактивна потужність може створювати надмірне навантаження на обладнання, таке як

						Арк.
						30
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформатори та проводка, що може призвести до його перегріву та скорочення терміну служби.

3. Зниження напруги: Несправність у балансі реактивної потужності може призвести до зниження рівня напруги в системі, що може вплинути на нормальну роботу споживачів і спричинити непередбачувані проблеми з електроустаткуванням.

Оптимальний баланс реактивної потужності досягається шляхом компенсації реактивної потужності у системі. Це може включати використання компенсуючих пристроїв, таких як батареї конденсаторів або реактивні компенсатори, які видавлюють надмірну реактивну потужність або надають її у разі нестачі.

Баланс реактивної потужності є важливим аспектом управління електричними системами та забезпечує їхню стабільність, надійність та енергоефективність.

Розрахуємо баланс реактивної потужності згідно [2].

$$P_{\text{нн}}=P_{\text{ф}}=3,12 \text{ МВт}, \quad Q_{\text{нн}}=Q_{\text{ф}}=2,94 \text{ Мвар}$$

Потужність, яка надходить з системи:

$$Q_{\text{с}} = P_{\text{ф}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{с}} = 3,118 \cdot 0,15 = 0,467 \text{ Мвар}$$

Сумарна потужність компенсуючих пристроїв

$$Q_{\text{ку}}=Q_{\text{нн}} - Q_{\text{с}}=2,94 - 0,467=2,47 \text{ Мвар}$$

Розрахункова схема для заводу приведена на рис.5.1.

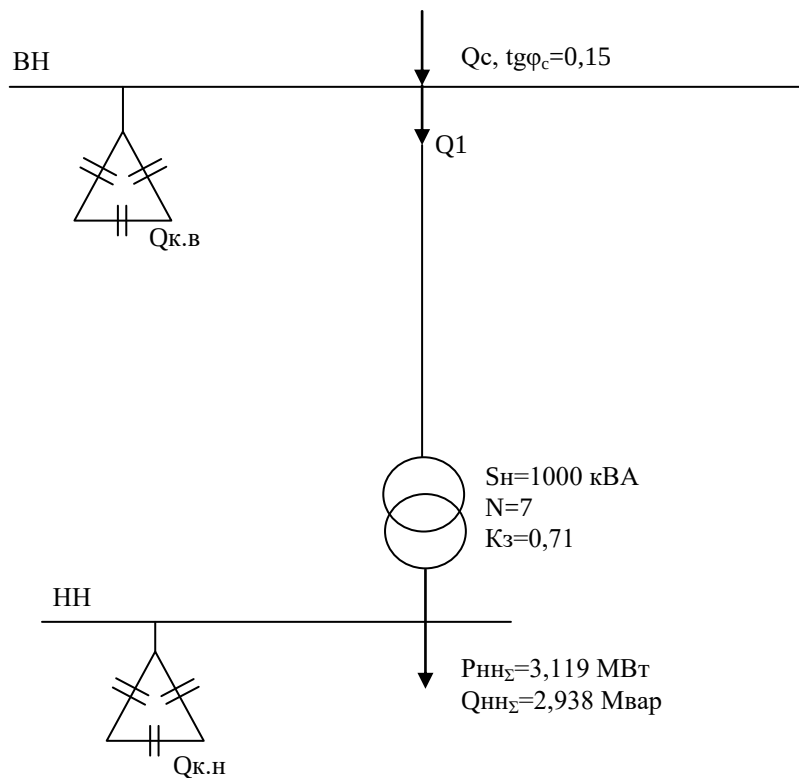


Рис. 6.1 Розрахункова схема компенсації для заводу «Дозавтомати»

5.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

Приклад розрахунку потужності БК на шинах 0,4 кВ цехової підстанції.
КТП 1.

$P_{нн} = 839,688$ кВт; $Q_{нн} = 791,91$ кВар; $S_{ном} = 630$ кВА;

$N_T = 2$ $K_z = 0,74$

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,74 \cdot 630)^2 - 839,688^2} = 308,6 \text{ кВар}$$

$$Q_{ку} = Q_{нн} - Q_1 = 791,91 - 308,6 = 483,31 \text{ кВар}$$

До встановлення на даній підстанції приймаємо дві батареї

2хКРМ-0,4-200 (сумарна потужність БК – 400 кВар). Аналогічно розраховуємо потужності БК на 0,4 кВ для інших підстанцій.

На стороні 10 кВ:

2хУКЛ(П)-300УЗ

На стороні 0,4 кВ:

2хКРМ-0,4-200

3хКРМ-0,4-225

1хКРМ-0,4-100

2хКРМ-0,4-300

2хКРМ-0,4-80

Розрахунковий $\text{tg}\varphi_p$ складає $\text{tg}\varphi_p = 0,137$

Таким чином, при встановленні вибраних конденсаторних установок на 0,4 кВ забезпечується баланс РП в системі електропостачання підприємства.

Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В з урахуванням компенсуючих пристроїв представлено в табл. 5.1.

						Арк.
						33
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

При виборі місця розташування, кількості, потужності і типу трансформаторів враховуються різні фактори, залежно від конкретних вимог і умов системи. Ось кілька основних факторів, які зазвичай враховуються:

1. Навантаження: Один з ключових факторів - це обсяг та характер навантаження, яке буде живитися від трансформатора. Вимірюються активна та реактивна потужності споживачів, а також враховуються фактори, такі як пускові струми та інші специфічні особливості навантаження.
2. Вольтаж та конфігурація системи: Враховується вольтаж системи, до якої буде підключений трансформатор, а також конфігурація системи (однофазна, трифазна, заземлення тощо).
3. Доступність: Важливо враховувати доступність місця розташування для трансформатора, зокрема доступ до живлення, простір для монтажу, обслуговування та ремонту. Також враховується відстань до споживачів, для забезпечення належного рівня напруги.
4. Витрати: Економічні фактори, такі як вартість трансформатора, його експлуатаційні витрати, енергетична ефективність та втрати енергії, також враховуються при виборі оптимального трансформатора.
5. Зовнішні умови: Кліматичні умови, включаючи температуру, вологість, атмосферні умови та рівень забруднення, впливають на вибір типу і конструкції трансформатора. Наприклад, для зон з високим рівнем вологості або агресивних середовищ можуть бути вибрані спеціальні типи трансформаторів.
6. Резервування та надійність: Залежно від вимог до надійності системи, можуть бути встановлені додаткові резервні трансформатори для забезпечення безперебійного живлення та резервування.

Врахування цих факторів допомагає забезпечити вибір оптимального розташування, кількості, потужності і типу трансформаторів, що відповідають конкретним потребам і умовам електричної системи.

Двотрансформаторні підстанції (ДТП): Цей тип підстанцій використовує два трансформатори, які працюють паралельно. Один трансформатор є основним, а другий - резервним. У разі відмови основного трансформатора, резервний може автоматично включитися, щоб забезпечити безперебійне постачання електроенергії.

Трансформаторні підстанції з резервними автономними джерелами живлення: Цей тип підстанцій включає не тільки резервні трансформатори, але й автономні джерела живлення, такі як дизельні генератори або акумуляторні батареї. Це забезпечує надійне та незалежне електропостачання в разі відмови зовнішньої електричної мережі.

Кількість і потужність трансформаторів, які використовуються в цехових підстанціях, мають тісну взаємозв'язок між собою. Вони залежать від заданого розрахункового навантаження на цех і одиничної потужності кожного трансформатора. При виборі трансформаторів для промислових підприємств, зазвичай порівнюються трансформатори з одиничною потужністю 630, 1000, 1600 та 2500 кіловольт-ампер. Кількість і потужність трансформаторів залежать від розподілення навантажень по площі цеху, наявності вільного простору для розташування цехових підстанцій, а також від характеру та режиму роботи електроприймачів. Вибір трансформаторів, як правило, здійснюється одночасно з розглядом можливості компенсації реактивної потужності цехових споживачів електроенергії.

У проектній практиці, при виборі цехових трансформаторів, часто використовується коефіцієнт завантаження трансформаторів, який визначається розрахунковим навантаженням цеху. У випадку двотрансформаторних цехових підстанцій, коли навантаження перевищує категорію I, коефіцієнт завантаження трансформаторів (позначений як k_z) приймається в діапазоні від 0,65 до 0,6. У разі однострансформаторних підстанцій, якщо використовується взаємне

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

резервування з іншими підстанціями на вторинній стороні, потужність трансформаторів вибирається з урахуванням ступеня резервування. Коефіцієнт завантаження цехових трансформаторів може бути прийнятий на рівні від 0,7 до 0,8 для навантажень категорії II і від 0,9 до 0,95 для навантажень категорії III.

Оберемо ТП №1:

Потужність силових трансформаторів:

$S_{\text{тр п}} = 1,4 S_p / n = 1,4 \cdot 964,4 / 2 = 675,1$ кВА - приймаємо трансформатор ТМ-630/10. Беремо до встановлення КТП 10/0,4, що виробляється на Хмельницькому заводі трансформаторних підстанцій.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$$K_z = S_p / (n S_{\text{тр}}) = 964,39 / (2 \cdot 630) = 0,8$$

В аварійному режимі необхідне відключення споживачів III категорії.

Аналогічно проводимо розрахунки для інших ТП підприємства..

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.1.

Враховуючи рівномірність розподілу навантажень по території, приймаємо рівномірний розподіл трансформаторних підстанцій по території. Це означає, що трансформаторні підстанції будуть розташовуватися таким чином, щоб забезпечити рівномірне покриття електропостачанням усіх ділянок. Цей підхід дозволяє знизити вплив віддалених від центральної підстанції ділянок на електричну систему і забезпечити стабільне та рівномірне живлення всіх споживачів.

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

Зм	
Арк	
№ докум.	
Підпис	
Дата	
Арк.	

Таблиця 6.1. Вибір потужності та місця розташування цехових ТП

№ ТП	Pp	Qp	Sp	Вид ТП	Nтр	Стр	Кз	Категорія за ПБ	Місце розташування	% обмеження споживачів III категорії	Категорія споживачів
ТП№1	850,53	454,59	964,39	вбуд.	2	х 630	0,77	Д	Корпус №2	8,54	I,II,III
ТП№2,3	1305,75	480,91	1391,50	вбуд.	3	х 630	0,74	Д	Механічна ділянка	4,92	I,II,III
ТП№4	965,37	79,27	968,61	вбуд.	2	х 630	0,77	Д	Цех дозаторів	8,94	I,II,III

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

7.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Для визначення струмів короткого замикання складається розрахункова схема, яка представлена у вигляді однолінійного зображення. В цій схемі враховуються всі джерела, що беруть участь у живленні місця короткого замикання, а також всі елементи системи електропостачання, які розташовані між цими джерелами та місцем короткого замикання. Синхронні компенсатори, синхронні та асинхронні двигуни розглядаються як джерела живлення.

На основі розрахункової схеми формується схема заміщення, де всі елементи замінюються опорами, які приводяться до базисних умов. Потім ця схема заміщення піддається перетворенню та спрощенню, що дозволяє отримати еквівалентну схему.

Струми кз розраховуємо у відповідності з [2].

Для визначення струмів короткого замикання в мережі напругою 10 кВ на заводі потрібно вибрати кабелі, які підходять для цехових підстанцій. Для цього складається розрахункова схема, в яку включається основне обладнання мережі, таке як кабельні лінії та трансформатори цехових підстанцій (див. Рис. 7.1).

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться в іменованих одиницях для кожної секції окремо.

Зм					
Арк					
№ докум.					
Лист					
Дата					
Арк.					

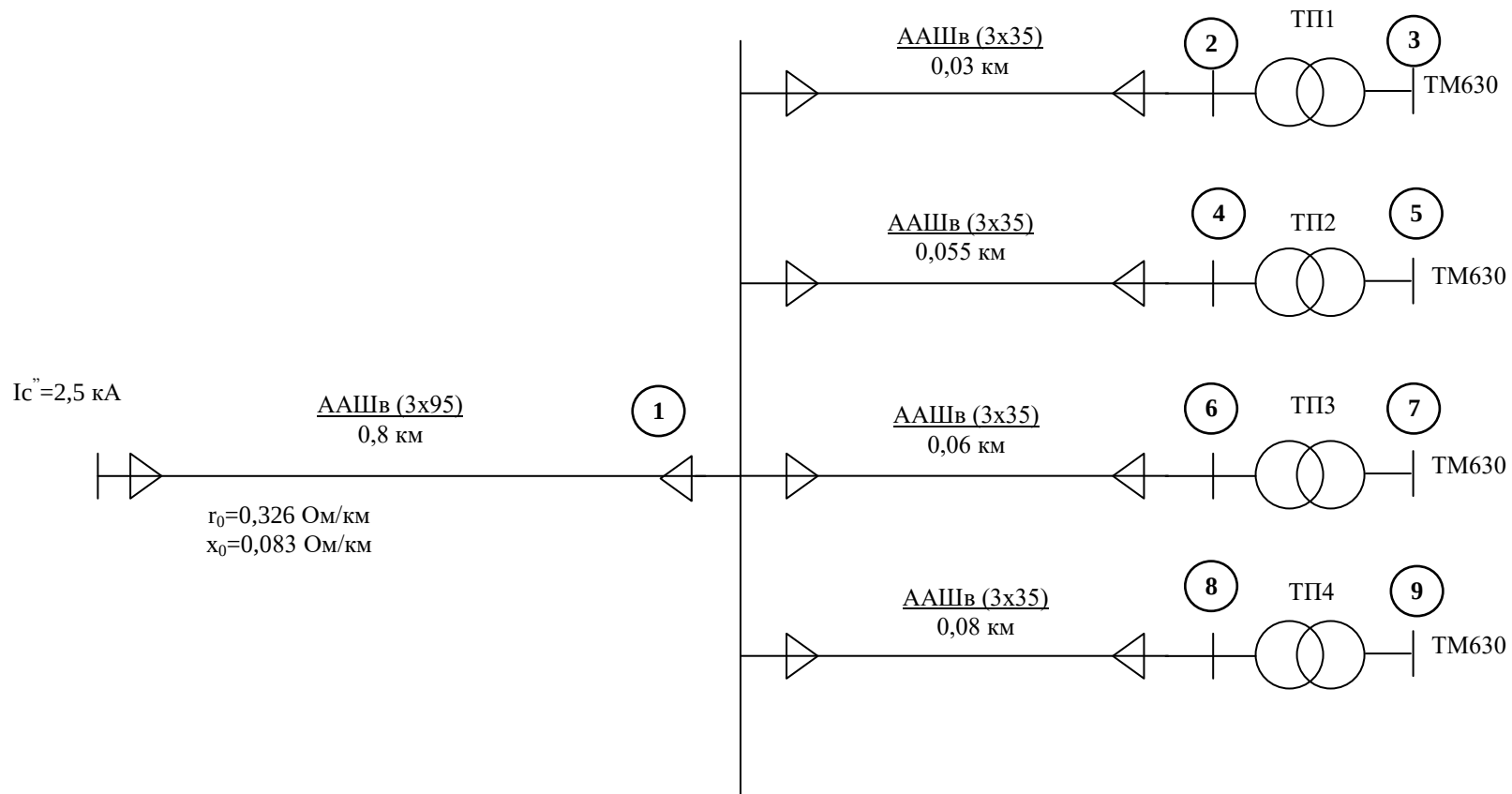


Рис.7.1. Розрахункова схема

7.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж.

По розрахунковій схемі складається схема заміщення, на якій всі елементи представлені у вигляді опорів (рис.7.2).

Розрахунок опорів елементів схеми.

Для розрахунку струмів КЗ використовуємо вихідні дані: значення струму КЗ на шинах 10 кВ ЦРП ($I_{с''}=2,5$ кА) та схему мережі.

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_c''} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,5} = 2,42 \text{ Ом}$$

$$R_c = \frac{X_c}{25} = \frac{2,42}{25} = 0,096 \text{ Ом}$$

Кабель лінії, яка живить (ЦРП-РП) ААШВ(3х95)

$$r_0=0,326 \text{ Ом/км}, \quad x_0=0,083 \text{ Ом/км}$$

$$R_{л}=0,326 \cdot 0,8=0,26 \text{ Ом} \quad X_{л}=0,083 \cdot 0,8=0,066 \text{ Ом}$$

Опір до шин РП заводу

$$R_{K1}=R_c+R_{кл}=0,096+0,26=0,356 \text{ Ом}$$

$$X_{K1}=X_c+X_{кл}=2,42+0,066=2,486 \text{ Ом}$$

Струм КЗ в точці К1, шини 10 кВ РП

$$I_K'' = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,356^2 + 2,486^2}} = 2,414 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{K1}}{\omega \cdot R_{K1}} = \frac{2,486}{314 \cdot 0,356} = 0,022 \text{ с}$$

Ударний струм в точці К1

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 2,414 \cdot (1 + e^{-0,01/0,022}) = 5,58 \text{ кА}$$

Обчислимо мінімальний переріз кабелю по термічній стійкості

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

$$W_k = 2,414^2 (1,365 + 0,022) = 8,08 \text{ кА}^2 \text{с}$$

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

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{8,08 \cdot 10^3}}{94} = 30,24 \text{ мм}^2$$

Мінімальний переріз кабелю враховуючі термічну стійкість дорівнює ААШв(3х35), Ідоп=115 А. Вибір кабелів наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1. Вибір кабелів 10 кВ мережі заводу «Дозавтомати»

№ пп	Найменування КЛ	№ тр	Sp, кВА	Ip, А	Fp, мм ²	Fст, мм ²	Fмин Т.У., мм ²	Ідоп, А	Іав.р, А	Ідоп', А
1	РП-ТП1	2	964,39	27,87	25,34	35	35	115	55,75	132,02
2	РП-ТП2	2	927,66	26,81	24,37	35	35	115	53,62	132,02
3	РП-ТП3	1	463,83	26,81	24,37	35	35	115	53,62	132,02
4	РП-ТП4	2	968,61	27,99	25,45	35	35	115	55,99	132,02

Розрахунок струмів КЗ для загальної мережі 10 кВ проводиться по програмі “TKZ-GPP.BAS”, що розроблена на кафедрі. Результати розрахунків струмів КЗ приведені в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2. Струми КЗ в мережі 10 кВ заводу

Точка КЗ	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ik",кА	2,414	2,41	0,542	2,411	0,542	2,412	0,541	2,413	0,542

7.2. Вибір високовольтного обладнання

У роботі потрібно зробити вибір різних електричних апаратів, таких як вимикачі різних класів напруг у розподільчих пристроях (РП), роз'єднувачі, розрядники, а також трансформатори струму і напруги.

Вибір вимикачів залежить від конкретних умов експлуатації. При проектуванні рекомендується обирати сучасні типи вимикачів, які виробляються вітчизняними або зарубіжними промисловими підприємствами.

У розподільних пристроях напругою 10 кВ цілеспрямовано використовувати вимикачі, які вбудовані в комірки комплектних розподільних пристроїв. Це можуть бути вакуумні або газові вимикачі вітчизняних виробників, таких як РЗВА та "Таврида електрик".

В таблиці 7.3 наведені умови вибору вимикача.

Таблиця 7.3. Вибір вимикачів на шинах 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР1-20/630
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС} = 182,65$ А	$I_{ном} = 630$ А
3. $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = I'' = 2,414$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА
4. $\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 2,414 + 0 = 3,41$ кА	$\sqrt{2} \cdot 20(1 + 40/100) = 39,48$ кА
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,414$ кА	$I_{дин} = 20$ кА
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 5,58$ кА	$i_{дин} = 52$ кА
7. $Bk \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$Bk = 8,08$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² с

$$S_p = 3159,93 \text{ МВА}$$

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3159,93}{\sqrt{3} \cdot 10} = 182,65 \text{ А}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/Ta} = \sqrt{2} \cdot 2,414 \cdot e^{-0,1/0,022} = 0 \text{ кА}$$

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

$$Bk = 2,414^2(1,365 + 0,022) = 8,08 \text{ кА}^2\text{с}$$

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

Вибираємо вимикач на лініях, що відходять, на прикладі КТП-1

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{964,39}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55,74 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3159,93}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 91,32 \text{ А}$$

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

Вибір потужності та конфігурації живлення трансформаторів для власних потреб є важливим етапом. Власні потреби підстанції є однією з ключових складових, оскільки їх робота має вирішальне значення для нормального функціонування всієї підстанції та, відповідно, надійності постачання електроенергії споживачам.

Таблиця 7.4. Вибір трансформаторів власних потреб

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

$$P_{НАВ}=13 \text{ кВт}$$

Приймаємо два трансформатора ТМ25/10. Завантаження трансформаторів складає $K_3=13/50=0,3$.

8. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ЗАВОДУ «ДОЗАВТОМАТИ»

8.1 Загальні принципи побудови АСКУЕ

АСКОЕ має об'єднувати первинні та вторинні засоби обліку електроенергії та потужності для забезпечення ефективної інтеграції. Первинні засоби включають лічильники електроенергії та вимірювальні трансформатори струму і напруги, тоді як вторинні засоби включають пристрої збору і передачі даних, персональні комп'ютери, сервери та корпоративні обчислювальні мережі з програмним забезпеченням АСКОЕ. Також необхідні канали зв'язку для дистанційного збору даних за стандартними інтерфейсами і протоколами з первинних засобів обліку до вторинних засобів обліку.

Первинні і вторинні засоби обліку повинні використовувати передові технології інформаційних систем і забезпечувати автоматизацію вимірювання, обліку, збору, зберігання, обробки, захисту, аналізу, відображення та документування даних обліку електроенергії та потужності. Це стосується як окремих точок обліку на різних енергооб'єктах, так і загального обліку по групах точок або в цілому по об'єкту або суб'єкту обліку.

Основним первинним засобом вимірювання та обліку у комерційних АСКОЕ повинен бути електронний лічильник електроенергії з цифровим інтерфейсом для передачі даних до вторинних засобів обліку. База даних обліку електроенергії та потужності, що зберігається в пам'яті електронного лічильника, є основою для комерційних розрахунків. Лічильники в комерційних АСКОЕ відносяться до категорії ПКУ.

Забороняється використання індукційних, гібридних та електронних лічильників у комерційних АСКОЕ, які передають дані обліку до вторинних засобів обліку за допомогою імпульсних пристроїв електроенергії через телеметричні виходи.

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

АСКОЕ промислових споживачів має наступні завдання:

- Забезпечення взаємовигідної режимної взаємодії між енергозабезпечуючою організацією та підприємством у умовах застосування складних тарифів на електроенергію шляхом використання точних, достовірних, легітимних і оперативних даних АСКОВЕ.
- Підвищення ефективності електроспоживання і енергозбереження шляхом дистанційної автоматизації електрообліку в режимі реального часу на всіх підприємствах, включаючи всі внутрішні споживачі.
- Забезпечення точних і достовірних розрахунків за електроенергію між постачальниками, абонентами і субабонентами.
- Оперативне визначення балансу електроенергії і потужності на підприємстві і його структурах з виявленням втрат і контролем якості електроенергії.
- Постійний контроль за станом засобів обліку електроенергії, їх працездатністю, своєчасним ремонтом і заміною.

Задачі АСКОВЕ промислових споживачів включають:

- Вимірювання, збір, обробка, накопичення, відображення, документування і розподіл достовірної, захищеної і законної інформації про електроспоживання на всіх точках електрообліку усіх структурах підприємств.
- Забезпечення обґрунтованого вибору поточного режиму електроспоживання в умовах альтернативних тарифів і фінансових розрахунків за спожиту електроенергію згідно з обраним тарифом.
- Забезпечення контролю і регулювання електроспоживання в межах обраного тарифу.
- Оперативне прогнозування і планування електроспоживання на підприємстві.
- Реальний часовий контроль за електроспоживанням і зниження частки електроенергії у собівартості продукції шляхом оперативних організаційно-технічних заходів.

						Арк.
						46
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Ведення архівів інформації про електроспоживання, обробка даних і створення звітів, вирішення комплексу завдань, пов'язаних з оперативним управлінням режимною взаємодією та прогнозуванням навантажень.

Лічильники трансформаторного включення в комерційних АСКОЕ можна підключати лише до вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, які мають клас точності не нижче 0,5 для трансформаторів напруги і 0,5S для трансформаторів струму. Заборонено підключати комерційні лічильники до вторинних трансформаторних обмоток, які не мають вимірювального призначення, наприклад, релейних обмоток. Вимірювальні трансформатори струму і напруги в комерційних АСКОЕ відповідають класу ПКУ.

При розрахунку електроенергії в точці встановлення лічильника трансформаторного включення, потрібно враховувати лише номінальні коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів струму і напруги, до яких підключені ці лічильники. Використання інших поправочних коефіцієнтів заборонено.

Однак, якщо існують метрологічно атестовані методики, алгоритми або пристрої, які дозволяють врахувати фактичні погрішності вимірювальних трансформаторів струму і напруги в реальних умовах їх використання, тоді можна скоригувати свідчення лічильників відповідно до фактичних коефіцієнтів трансформації, які були визначені за допомогою зазначених методик, алгоритмів або пристроїв.

У комерційних системах обліку електроенергії, кожна точка комерційного обліку повинна відповідати відповідній точці вимірювання електроенергії. Якщо неможливо забезпечити співпадіння цих точок, то в паспорті точки комерційного обліку повинні бути вказані всі параметри підключення (довжина і перетин дроту, його питомий опір і т.д.), що дозволяють коригувати фактично виміряні значення електроенергії і потужності шляхом розрахунку.

У технічних системах обліку, які не впливають на оцінку достовірності даних комерційного обліку і балансу, допускається використовувати індукційні і

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

електронні лічильники з телеметричними виходами для дистанційної передачі даних обліку з первинних засобів обліку на вторинні.

Рекомендується створювати комерційну систему обліку, яка доповнюється технічною системою обліку, в енергооб'єктах або суб'єктах обліку. Це дозволяє здійснювати більш детальний облік електроенергії і потужності по окремим елементам і структурам енергооб'єкта або суб'єкта, з метою виявлення і аналізу непродуктивних втрат, зниження витрат енергоспоживання, економії енергоресурсів і фінансових коштів суб'єкта.

Дозволяється одночасне використання програмно-апаратних засобів в комерційній і технічній системах обліку електроенергії на рівні універсальних вторинних засобів обліку та програмного забезпечення для автоматизованих систем комерційного обліку енергії (АСКОЕ).

Система обліку електроенергії енергооб'єкту або суб'єкта обліку повинна бути структурованою як ієрархічний багаторівневий комплекс первинних і вторинних засобів обліку електроенергії. Кількість рівнів обліку у конкретній комерційній системі залежить від її спеціалізації і визначається у відповідних правилах та вимогах.

Первинні засоби обліку включають вимірювальні трансформатори струму і напруги (масштабні перетворювачі), лічильники та інші вимірювальні прилади (амперметри, вольтметри і т.д.), а вторинні засоби - спеціалізовані (ПЗПД) і універсальні засоби обліку (комп'ютери зі спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ).

Основним елементом системи обліку електроенергії є лічильник (розрахунковий або контрольний). У разі необхідності підключення лічильника до точки обліку з напругою більше 0,4 кВ, у системі обліку додатково використовується вимірювальний трансформатор напруги (ТН), а при підключенні лічильника до точки обліку з робочим струмом, який перевищує номінальний струм лічильника, використовується вимірювальний трансформатор струму (ТТ). Лічильники разом з вимірювальними трансформаторами та

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

з'єднувальними лініями між ними формують нижній рівень системи обліку (сукупність вимірювальних комплексів).

Спеціалізовані засоби обліку (ПЗПД) утворюють другий рівень системи обліку, який є проміжним між рівнем лічильників і рівнем комп'ютерів. Використання проміжного рівня універсальних комп'ютерних засобів обліку залежить від особливостей енергооб'єкту або суб'єкта обліку та сучасних вимог, встановлених Правилами.

При використанні ПЗПД у системі обліку, вони повинні забезпечувати автоматичний, цілодобовий збір даних обліку з лічильників, які підключені до цих засобів. Збір даних здійснюється за допомогою програмованої дискретності опитування та дистанційного з'єднання, використовуючи дротові або безпроводові засоби зв'язку. Можна використовувати електричні мережі з напругою 0,4 кВ і вище для передачі даних.

Універсальні вторинні засоби обліку, такі як комп'ютери або комп'ютерні мережі зі спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ, утворюють верхній рівень системи обліку. Конкретна система обліку може мати рівні ієрархії, які складаються з двох (без використання ПЗПД), трьох (з використанням ПЗПД) або більше (з декількома рівнями ПЗПД та/або комп'ютерними мережами).

Одна з основних функцій системи обліку, після функції вимірювання та обліку електроенергії у первинних засобах, полягає в зборі даних обліку з нижніх рівнів (лічильники та/або ПЗПД) на верхній рівень АСКОЕ. Цей збір може здійснюватися як дистанційно за допомогою каналів зв'язку (якщо вони доступні), так і локально за допомогою пристроїв (наприклад, пульта, портативного комп'ютера, смарт-карти, електронного ключа тощо), які передають дані обліку з нижнього рівня АСКОЕ на верхній рівень. Локальний збір даних забезпечує інтеграцію облікових даних на верхньому рівні, а дистанційний збір додає оперативність та управління, при цьому знижуються витрати на ручну працю.

						Арк.
						49
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для здійснення дистанційного збору даних, можна використовувати провідні та бездротові канали зв'язку, а також електромережу з напругою 0,4 кВ і вище. Вибір методу збору даних та каналів зв'язку для дистанційного збору залежить від замовника АСКОЕ, узгоджується з ПрАТ "Кіровоградобленерго".

8.2. Підсистема вимірювання

Вимірювальні трансформатори струму та напруги

Електроенергія повинна бути облікована за допомогою вимірювальних трансформаторів струму і напруги, які забезпечують сумісне підключення до вторинних ланцюгів відповідних трансформаторів за допомогою живлячих ланцюгів струму і/або напруги.

Всі вимірювальні трансформатори струму і напруги, використані для комерційного і технічного обліку, повинні бути зареєстровані в Держреєстрі виготівників трансформаторів або їх представників, а також мати пломби повірителя і свідоцтва про перевірку. Час між проведенням державної перевірки і введенням в експлуатацію вимірювальних трансформаторів не повинен перевищувати 12 місяців.

Для вимірювальних трансформаторів напруги, що використовуються для комерційного і технічного обліку, мінімальний клас точності повинен бути не нижче 0,5. В окремих випадках, вказаних відповідними Правилами, для комерційного обліку допускається використання вимірювальних трансформаторів напруги з класом точності 0,2. Для вимірювальних трансформаторів струму, які використовуються для комерційного обліку електроенергії, мінімальний клас точності повинен бути не нижче 0,5S. В окремих випадках, дозволяється використання вимірювальних трансформаторів струму з класом точності 0,2S.

Для вимірювальних трансформаторів струму, які використовуються для технічного обліку в точках, де дані обліку не використовуються для балансування комерційного обліку енергооб'єкта, допускається мінімальний клас точності не нижче 0,5.

						Арк.
						50
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вимірювальні трансформатори струму, які встановлюються в особливо важливих точках комерційного обліку, повинні мати щонайменше дві вторинні вимірювальні обмотки, до яких окремо підключаються струмові ланцюги основного і дублюючого розрахункових лічильників.

Сукупна потужність навантажень, що підключаються до вторинних ланцюгів вимірювальних трансформаторів струму і напруги, не повинна перевищувати номінальну потужність цих трансформаторів, враховуючи втрати в сполучних проводах. Перетин і довжина сполучних проводів в ланцюгах напруги розрахункових лічильників мають бути такими, щоб втрати напруги в цих ланцюгах не перевищували 0,2% вторинної номінальної напруги вимірювального трансформатора напруги, з урахуванням запасу на зміну опору в міжремонтний період.

Проектна документація повинна містити розрахунки вторинних навантажень і падінь напруги у вторинних ланцюгах, які гарантують виконання цих вимог. Втрати напруги від трансформаторів напруги до лічильників технічного обліку не повинні перевищувати 0,25% вторинної номінальної напруги вимірювального трансформатора напруги.

Дозволяється підключати прилади обліку з меншим вторинним номінальним струмом до вимірювального трансформатора струму, за умови, що при максимальному первинному струмі в точці обліку не буде перевищено максимальний допустимий струм приладу обліку.

Дозволяється використовувати вимірювальні трансформатори струму з завищеним номінальним значенням первинного струму або з іншими параметрами, якщо при максимальному навантаженні в точці обліку струм у вторинному ланцюзі вимірювального трансформатора становитиме не менше 40% від номінального вторинного струму, а при мінімальному робочому навантаженні - не менше 5%.

Вторинні обмотки і корпуси вимірювальних трансформаторів струму і напруги всіх рівнів напруги слід заземлювати, щоб у випадку випадкового

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

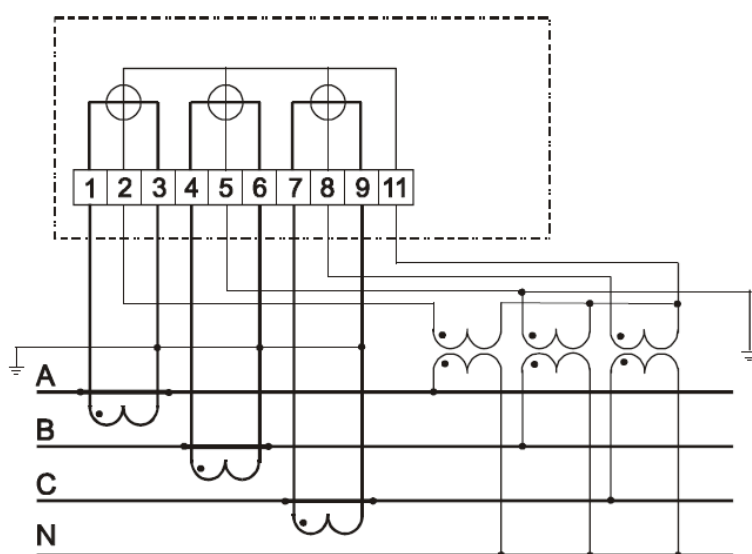
пошкодження ізоляції первинна напруга не потрапила на вторинні обмотки і підключені до них вимірювальні прилади. У вимірювальних трансформаторів струму ввідні затиски мають бути заземлені за допомогою мідного дроту перетином не менше 4 мм².

Лічильники електричної енергії

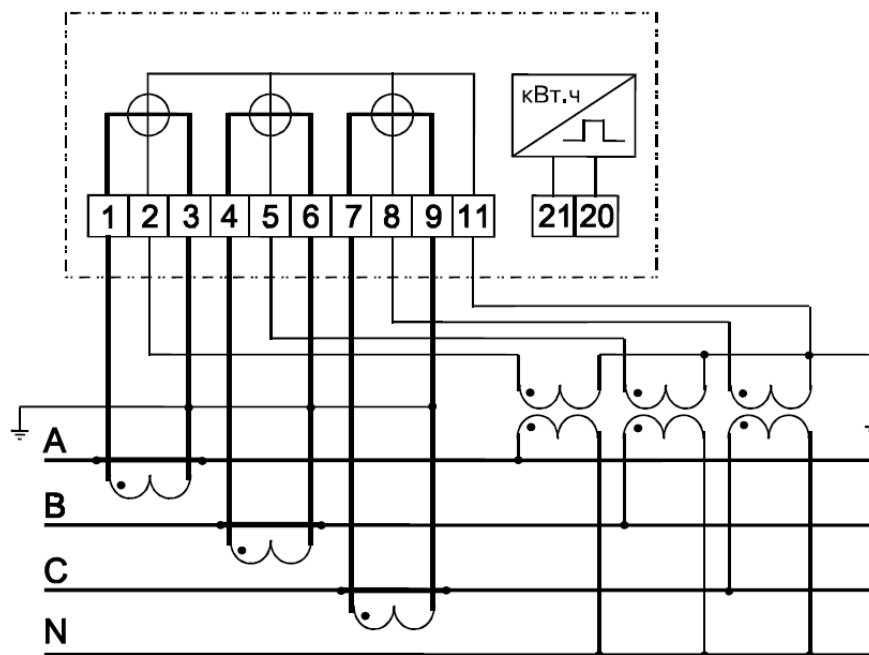
На будь-якому енергооб'єкті для комерційного обліку електроенергії мають бути використані виключно електронні лічильники з цифровими інтерфейсами, що дозволяють передавати дані обліку та іншу збережену інформацію з лічильників дистанційно.

Для технічного обліку, який не пов'язаний з балансуванням та перевіркою достовірності комерційних даних, можна використовувати індукційні або гібридні лічильники, які збирають дані обліку вручну або дистанційно у вигляді імпульсних приростів електроенергії на телеметричних виходах лічильників або виходах датчиків імпульсів, що вбудовуються в індукційні лічильники під час їх експлуатації (за умови згоди виробника лічильника на зміни конструкції).

Для комерційного обліку електроенергії в трьохфазних трипровідних і чотирьохпровідних електромережах змінного струму повинні використовуватися лише трохелементні трифазні лічильники, які зображено на рис. 8.1-8.2.



8.1. Схема підключення лічильника ЄВРОАЛЬФА у мережу із ізолюваною нейтраллю і заземленою фазою В



8.2. Схема підключення трьохелементного лічильника ЄВРОАЛЬФА у трьохпровідну мережу із ізольованою нейтраллю

АСКОЕ системи використовують лічильники ЄВРОАЛЬФА, які мають такі характеристики:

- Здійснюють вимірювання електроенергії.
- Клас точності: 0,2S і 0,5S.
- Можуть проводити багатотарифний облік.
- Записують і зберігають дані графіка навантаження.
- Мають інструментарій для вимірювання параметрів якості електроенергії.
- Мають можливість підключення за допомогою RS-485, RS-232, "струмової петлі" і двох груп ізольованих реле.
- Оснащені вбудованим годинником і батареєю.
- Мають можливість управління навантаженням.
- Забезпечують програмно-апаратний захист, самодіагностику і реєстрацію всіх подій, що впливають на роботу лічильника електроенергії.
- Потребують зовнішнього джерела живлення.

Для виконання технічного обліку в трьохпровідних мережах можна використовувати двоелементні трифазні лічильники. Всі типи однофазних і трифазних лічильників, що використовуються для комерційного і технічного обліку, повинні бути зареєстровані в Держреєстрі виготівниками лічильників або їх представниками. Робочі лічильники, які постачаються, повинні мати пломби поверителя і свідоцтва про перевірку, які діють. Комерційні трифазні електронні лічильники для багатотарифного обліку повинні мати здатність протягом усього свого терміну служби забезпечувати будь-який багатотарифний облік, включаючи 48-тарифний (48 півгодинних зон у добі), шляхом перепрограмування або апаратної модернізації лічильника без його видалення з місця експлуатації (наприклад, заміною знімних мікросхем). Для цих цілей можна використовувати добові 30-хвилинні графіки навантаження, які зберігаються в лічильниках протягом щонайменше 60 днів.

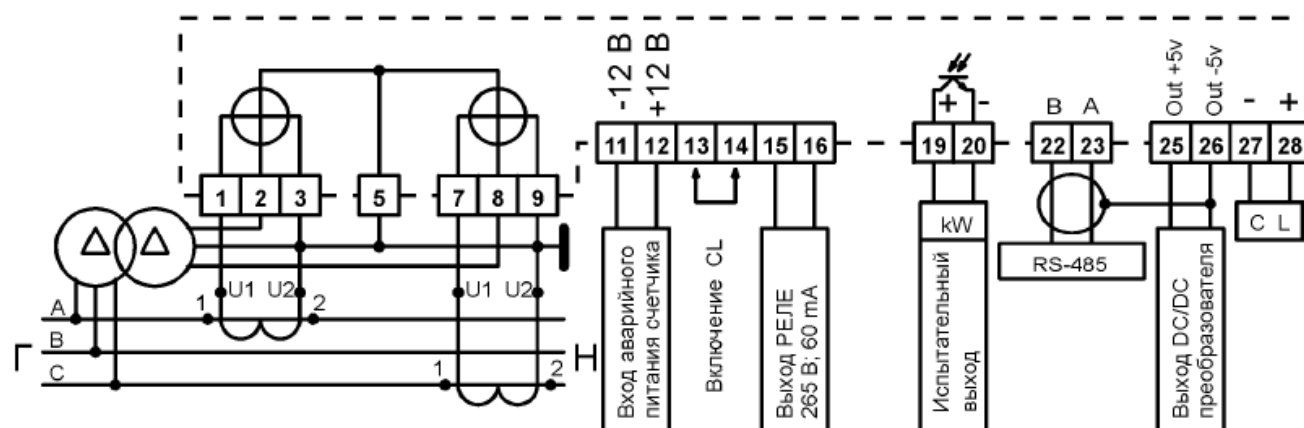


Рис. 8.3 Схема підключення лічильника

8.3. Пристрої для збору і передачі даних

ПЗПД (пристрої збору і передачі даних) є спеціалізованими вторинними засобами обліку електроенергії, які використовуються для запиту та отримання даних обліку від групи лічильників за допомогою цифрових або інших інтерфейсів. Вони здатні зберігати, обробляти та передавати дані до верхнього

рівня - рівня універсальних вторинних засобів обліку. Також вони можуть передавати запити та службові команди до лічильників з цього рівня АСКОЕ. ПЗПД встановлюються на конкретних енергооб'єктах, які належать певним суб'єктам електроенергетики або споживачам, поруч або на віддаленості від підключених до них лічильників.

Головна мета використання ПЗПД полягає у концентрації або інтеграції даних обліку від окремих точок енергооб'єкту або його частини в цілому. Вони також допомагають знизити вимоги до швидкодії та пропускної здатності засобів зв'язку, використовуваних для передачі даних обліку до верхнього рівня АСКОЕ. Це досягається завдяки більш оперативному доступу до бази даних обліку ПЗПД порівняно з послідовним доступом безпосередньо до баз даних лічильників.

ПЗПД повинні забезпечувати автоматичний збір даних обліку від групи підключених до них лічильників з заданою періодичністю та прийнятною затримкою. Вони також повинні зберігати необроблені дані обліку для кожного лічильника у відповідній базі даних ПЗПД тривалий період (не менше 15 місяців). ПЗПД для комерційного обліку повинні здійснювати збір даних обліку з комерційних лічильників лише за допомогою цифрових інтерфейсів.

Збір даних комерційного обліку через аналогові або імпульсні інтерфейси не допускається. Для ПЗПД технічного обліку допускається збір даних з лічильників технічного обліку за допомогою інтерфейсів, відмінних від цифрових, включаючи збір приростів електроенергії через телеметричні виходи лічильників. ПЗПД можуть бути підключені до одного ПЗПД за допомогою цифрових інтерфейсів лічильників з різними протоколами обміну даними.

ПЗПД повинна мати щонайменше два незалежні цифрові інтерфейси: один для збору даних обліку з лічильників на нижньому рівні, а інший для передачі даних обліку на верхній рівень АСКОЕ. У даній роботі використовується ПЗПД серії RTU-325 для збору і передачі даних. Завдяки можливостям ПЗПД серії RTU-325 можна створювати інтегровані системи на рівні інтелектуального

вимірювального приладу для систем АСКОЕ, телемеханіки та моніторингу якості електроенергії згідно з ДЕСТ 13109. Всі ПЗПД мають сертифікати відповідності та затвердження типу засобів вимірювань. Вбудований програмний засіб та широкий вибір апаратних платформ дозволяють оптимізувати систему під конкретний об'єкт і використовувати ПЗПД не лише для комерційного та технічного обліку електроенергії, але й для телемеханічних систем, відповідно до вимог системного оператора. ПЗПД RTU-325 призначені для збору, обробки і зберігання даних, зібраних з лічильників електроенергії, та їх передачі на верхній рівень. Ці пристрої призначені для створення цифрових, просторово розподілених, проектно-компонуваних, ієрархічних, багатфункціональних автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) з розподіленою обробкою і зберіганням даних. Вони призначені для роботи в безоператорному режимі. ПЗПД RTU-325 співпрацює з різними лічильниками, а схема підключення лічильників до ПЗПД показана на рис 8.4.

У базовому комплекті постачання ПЗПД RTU-325 містяться наступні компоненти:

- Незалежна пам'ять об'ємом 512 Мб.
- Порт Ethernet з підтримкою 10/100 Base-T.
- 3 порти RS-232 і 4 порти гальванороздільних інтерфейсів RS-485.
- Вбудований пульт управління.
- Клемна колодка.
- Високоміцний корпус з захистом IP-65, оснащений 3 пломбуємих відсіками.
- Ліцензійна операційна система QNX та вбудоване застосункове програмне забезпечення.

Умовні позначення:

Ех - число портів Ethernet.

512 - обсяг незалежній пам'яті в Мб

Мх - число полномодемних інтерфейсів RS-232

Вх - число гальванорозвязаних інтерфейсів RS-485

G – дисплей.

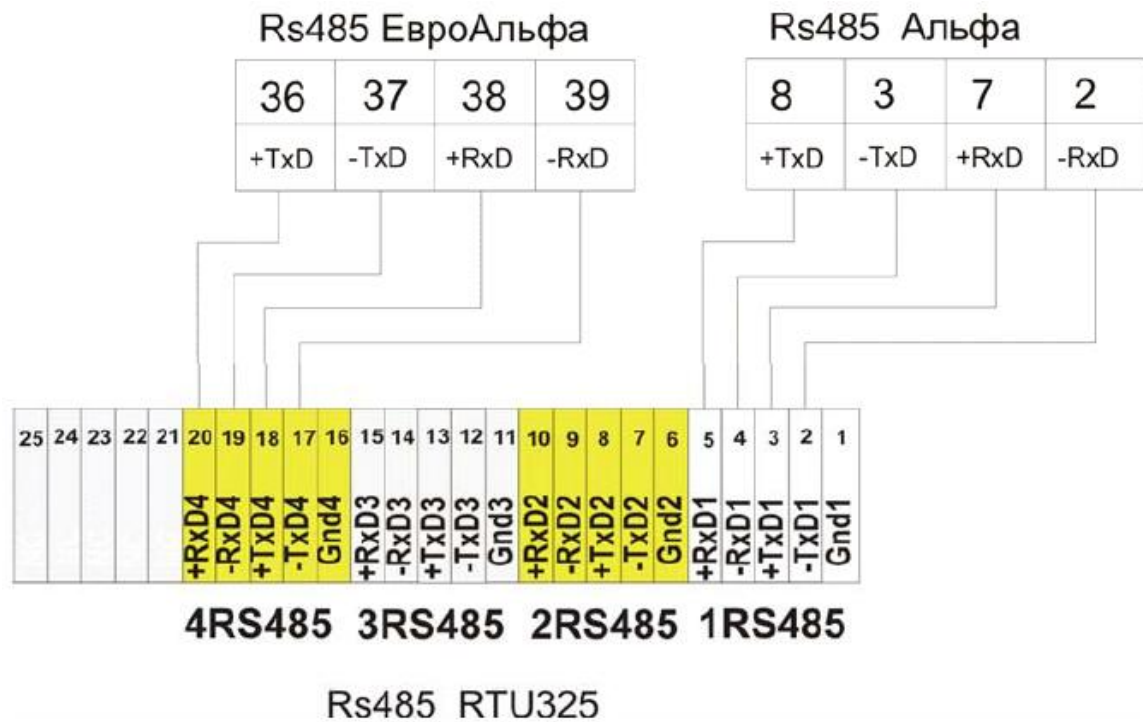


Рис.8.4 Схеми підключення лічильників до ПЗПД RTU-325

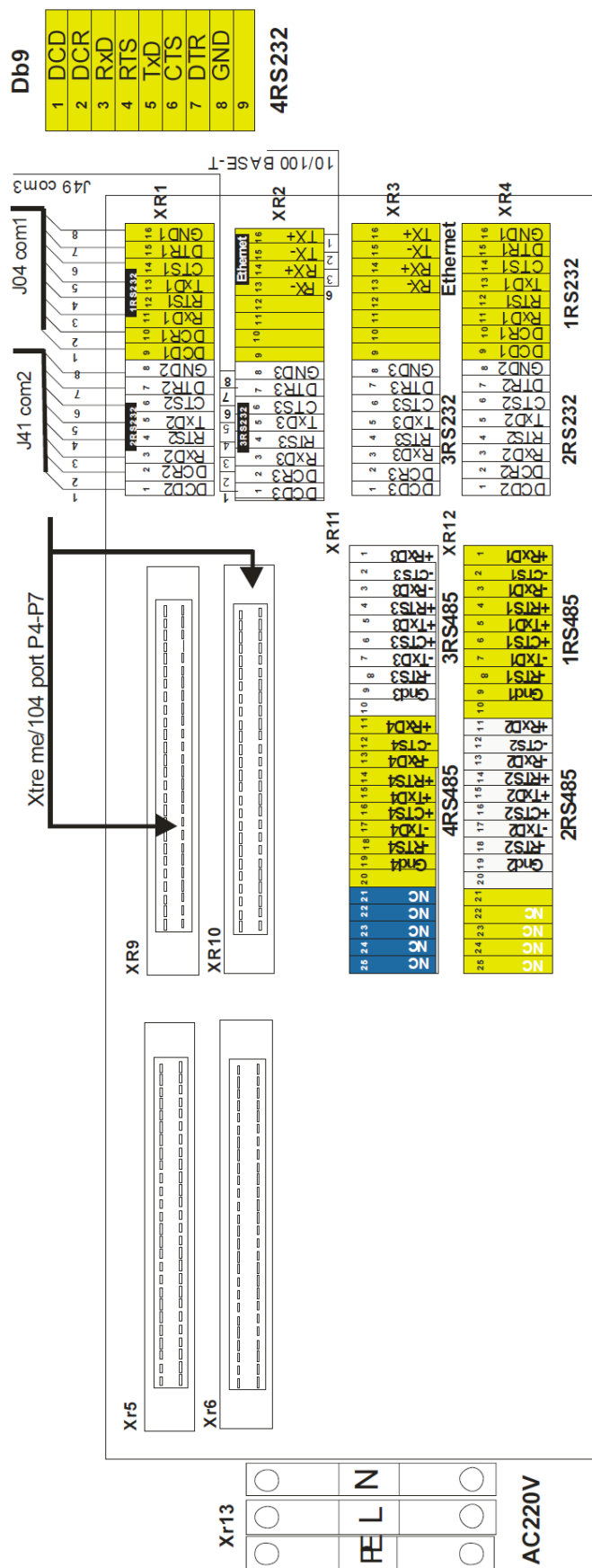


Рис. 8.5. Комунікаційні порти ПЗПД RTU-325

Програмне забезпечення систем обліку електроенергії

Системи обліку електроенергії повинні бути розглянуті як продукти високих інформаційних технологій, що базуються на мікропроцесорній техніці та програмуванні. Програмне забезпечення для систем обліку електроенергії поділяється на три рівні обліку: первинні засоби обліку (лічильники), спеціалізовані вторинні засоби обліку (ПЗПД) та універсальні вторинні засоби обліку (комп'ютери, сервери).

Вимоги до програмного забезпечення первинних та спеціалізованих вторинних засобів обліку є неодмінною складовою загальних вимог до цих засобів, оскільки вони реалізуються у вигляді спеціалізованих продуктів з вбудованим комплексом програмно-технічних рішень. Сукупність цих вимог є індивідуальною для кожного продукту і визначається як стандартами, так і функціями, які виконуються цими пристроями.

Програмний комплекс верхнього рівня АСКОЕ зазвичай встановлюється як прикладне програмне забезпечення RTU-325 SWV1.00 на комп'ютері та працює в реальному часі під управлінням стандартних операційних систем та платформ, таких як Windows, Unix та інші.

Програмний комплекс RTU-325 SWV1.00 забезпечує функціональні можливості збору даних обліку з нижніх рівнів АСКОЕ (лічильники та ПЗПД), накопичення, зберігання, обробки, відображення та документування цих даних, а також інших функцій, залежних від конкретних вимог АСКОЕ.

Конфігурація клієнта на Windows-комп'ютері включає кілька кроків, деякі з яких потрібно виконати один раз, а інші - при кожному налаштуванні прямого каналу зв'язку. Наведена послідовність призначена для з'єднань без встановлених користувачів і паролів. У разі наявності користувача і / або пароля на з'єднанні ПЗПД, клієнтському програмному забезпеченню потрібна утиліта для встановлення з'єднання.

Створення бінарних файлів.

Для організації наскрізного каналу на конкретний фізичний послідовний порт або IP-адресу/TCP-порту (який ідентифікує послідовний порт на сервері TCP-COM) необхідно передати відповідний файл на приймаючий порт. Файли даних залежать від конкретного порту призначення (ім'я порту для реальних фізичних портів або поєднання IP-адреси/TCP-порту для портів через Ethernet).

Для фізичних портів com1...4, com1...8, comb1...8, comcl...8, файли з розширенням .bph з таймаутом 300 секунд знаходяться на компакт-диску в директорії \UTIL\throw_channel. Щодо Ethernet призначень або послідовних портів з іншим значенням таймауту для розриву наскрізного каналу, файли даних можна згенерувати в директорії /update будь-якого ПЗПД за допомогою вбудованої утиліти і перенести їх на Windows-клієнт за допомогою протоколу FTP.

Організація послідовного каналу зв'язку (реального чи віртуального) до ПЗПД

Якщо використовується фізичний послідовний канал зв'язку, необхідно встановити з'єднання між комп'ютером-клієнтом і ПЗПД. Це означає, що при комутованому зв'язку необхідно набрати номер і встановити з'єднання за допомогою модемів. У випадку зв'язку з ПЗПД через TCP/IP (Ethernet), оскільки більшість задач конфігурації електронних лічильників передбачають роботу по послідовному порту, необхідно використовувати завдання, що емулюють роботу по послідовному порту для TCP/IP з'єднань.

Зазвичай конфігуратори лічильників підтримують порти COM3 і COM4, тому рекомендується використовувати ці віртуальні послідовні порти. Наприклад, наведена настройка стосується з'єднання з ПЗПД з IP-адресою 8.7.11.223 через віртуальний послідовний порт COM3. Необхідно встановити тип з'єднання як "Connect serial port to remote host (Client)", вибрати відповідний послідовний порт (наприклад, COM3), вказати IP-адресу ПЗПД, через яку

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

відбуватиметься наскрізний канал, і встановити ТСП-порт сервісу в ПЗПД, який відповідає за організацію каналу. Цей порт співпадає зі службою, використовуваною для роботи з протоколом "АЛЬФАЦЕНТР", і дорівнює 5002.

(рис.8.6).

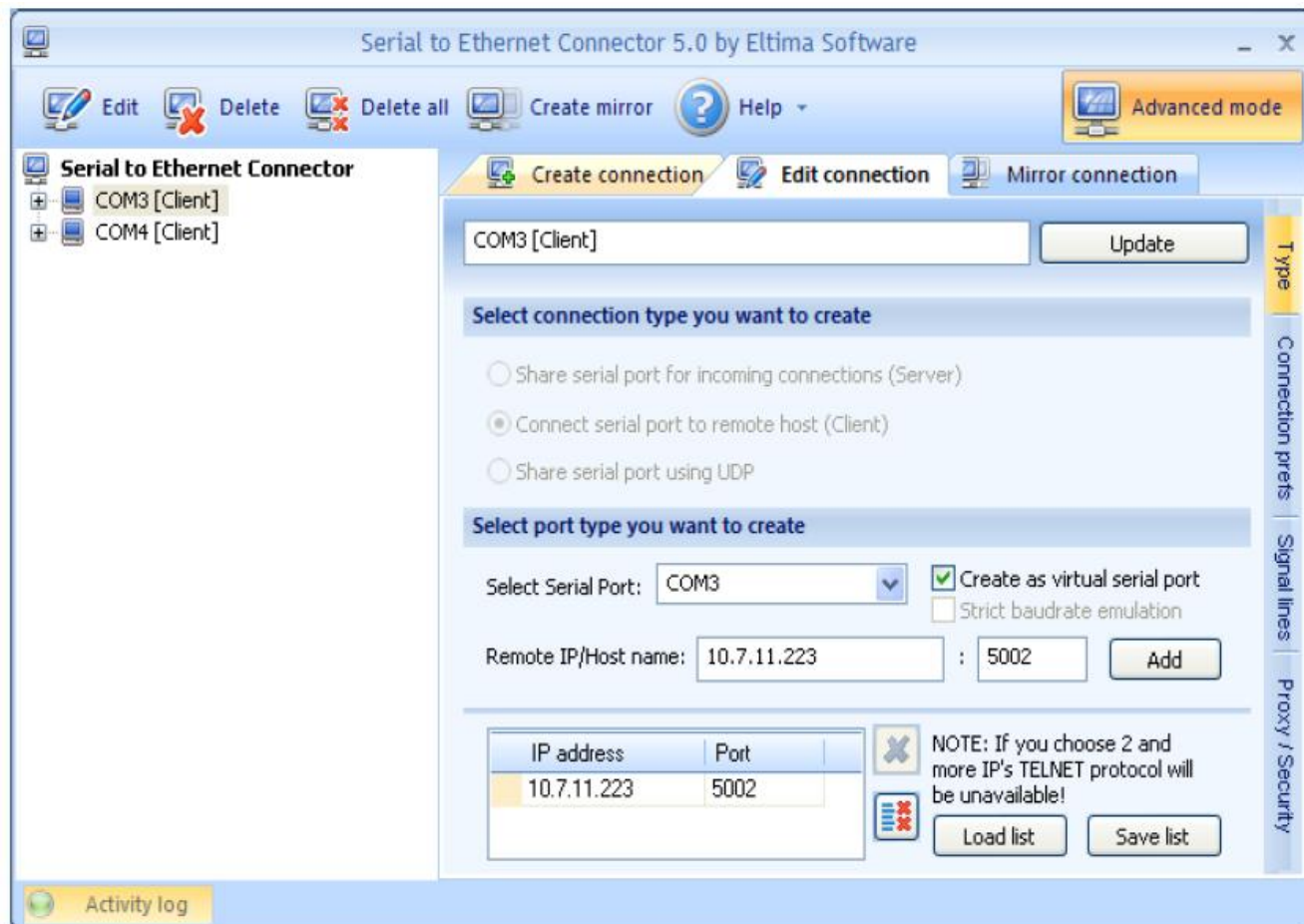


Рис.8.6. Приклад налаштування віртуального послідовного порту COM3.

Додатково, щоб уникнути розриву з'єднання з ПЗПД при відключенні клієнта від віртуального послідовного порту, необхідно виконати такі кроки. Увійдіть у розширений режим (Advanced mode) і перейдіть на вкладку "Connection prefs". Знайдіть пункт "Connect to remote end only when local virtual port is open" і зніміть прапорець з цього пункту.

Облік якості електроенергії

Необхідність забезпечення електромагнітної сумісності в електричних мережах виробництва, передачі, розподілу і споживання електроенергії вимагає дотримання певних норм і показників якості електричної енергії. Електромагнітна сумісність, яка стосується електромагнітних перешкод, що можуть виникати в елементах електричної мережі, визначається показниками якості енергії. Вимоги до якості електроенергії встановлені стандартом ДЕСТ 13109-97 для загальних систем електропостачання.

Основні показники якості електричної енергії, відображені у показниках якості (КЕ), включають постійне відхилення напруги, зміну амплітуди напруги, флікер, спотворення синусоїдальності напруги, гармонічні складові напруги, несиметрію напруги і відхилення частоти, тривалість провалу напруги, імпульсну напругу та тимчасове перенапруження. Існують два види норм - нормально допустимі і гранично допустимі - для цих показників.

Вимірювання показників якості та облік КЕ є важливою частиною комерційного обліку електроенергії. Для реалізації обліку КЕ в комерційних системах використовуються розрахункові лічильники, функції вимірювання показників КЕ з метрологічним підтвердженням або інші метрологічно атестовані прилади, занесені до Державного реєстру вимірювальних засобів.

Вимоги стандарту ДЕСТ 13109-97 щодо показників якості і норм поширюються на електричні мережі загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц. Ці вимоги застосовуються до точок приєднання споживачів електричної енергії або електричних мереж, що належать різним власникам, включаючи магістральні і розподільні мережі.

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

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

Розрахунковий облік електроенергії відноситься до процесу вимірювання та розрахунку виробленої електроенергії, а також енергії, яка передається споживачам, з метою подальшого фінансового розрахунку за неї. Цей облік здійснюється за допомогою спеціальних приладів, які називаються розрахунковими лічильниками.

Технічний облік електроенергії використовується для контролю за споживанням електроенергії всередині електростанцій, підстанцій, підприємств, а також у приміщеннях, квартирах та інших місцях. Для цього встановлюються спеціальні лічильники, які називаються лічильниками технічного обліку.

У випадку розрахунків між енергопостачальною організацією та споживачами електроенергії рекомендується встановлювати розрахункові лічильники на межі розподільної мережі, враховуючи приналежність цих точок до відповідних сторін. На підстанціях енергосистеми розрахункові лічильники активної енергії повинні бути встановлені на кожній лінії електропередачі, яка обслуговує споживачів.

Для підприємств, які розраховуються з енергопостачальною організацією за максимально заявлену потужність, рекомендується встановлювати лічильники з індикатором максимального навантаження. Якщо на підприємстві присутні дві або більше точки обліку, рекомендується використовувати автоматизовані системи обліку електроенергії.

Лічильники реактивної енергії слід встановлювати на тих самих елементах системи, де встановлені лічильники активної енергії для споживачів, які розраховуються за електроенергію з урахуванням дозволеної реактивної потужності. Для підприємств, які розраховуються за максимально дозволenu реактивну потужність, рекомендується встановлювати лічильники з індикатором

максимального навантаження, а при наявності двох або більше точок обліку - застосовувати комплексну систему обліку електроенергії.

У випадку, коли розрахунковий облік вже проводиться на межі балансової вартості підприємства та енергосистеми за допомогою комерційного обліку, технічний облік електроенергії може бути здійснений за допомогою лічильників, встановлених на вводі підприємства. Втрати в кабельній лінії, що живить завод, можна визначити розрахунковим шляхом або шляхом порівняння показань лічильників, які встановлені на підстанції енергосистеми та лічильників комерційного обліку. Для проведення обліку можна використовувати електронні лічильники, наприклад, модель Євроальфа А2 марки EA05RALP2BN3W.

У даному випадку не потрібно проводити розрахунковий облік точок комерційного обліку, оскільки підприємство має всього два кабельні вводи від підстанції енергосистеми.

Для здійснення технічного обліку використовуються електронні лічильники НІК 2303 АРТ1 з повним спектром комунікаційних можливостей. Ці лічильники встановлюються на відходящих лініях, що ведуть до трансформаторних підстанцій (ТП) в ячейках КРП-10 кВ заводу, а також поряд з високовольтними двигунами. Для підключення лічильників використовуються трансформатори струму та напруги. Протокол обміну даними за допомогою послідовного інтерфейсу відповідає стандартам DLMS і MEK1107.

Вибір оптимальної кількості лічильників для технічного обліку на підприємстві

Кількість лічильників, що потрібно встановити на підприємстві обчислюється за формулою:

$$N = \frac{P_{cp}}{kP_{ном}}$$

						Арк.
						64
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де P_{cp} – середня потужність заводу (приймаємо, що $P_{cp} = P_p$), $k = 0,5$ – коефіцієнт вірогідного найбільш завантаженого споживача; $P_{ном}$ – номінальна потужність лічильників.

Номінальна потужність лічильників з трансформаторним включенням обчислюється за формулою:

$$P_{ном} = \sqrt{3} U_n I_n K_U K_{Icp} = \sqrt{3} \cdot 100 \cdot 5 \cdot 100 \cdot 18,2 = 1574 \text{ кВт}$$

де U_n і I_n – відповідно номінальна напруга та 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 та середнє значення коефіцієнта трансформації трансформаторів струму, що обчислюється за формулою:

$$K_{Icp} = \frac{\sum n K_I}{\sum n} = \frac{1 \cdot 40 + 3 \cdot 15 + 1 \cdot 6}{1 + 3 + 1} \approx 18,2$$

В цьому випадку кількість лічильників, які встановлюються для технічного обліку на стороні 10 кВ на заводі:

$$N = \frac{P_{cp}}{k P_{ном}} = \frac{3130,75}{0,5 \cdot 1574} = 3,97 \approx 4$$

Оскільки отримане значення відповідає фактичній кількості 4 комірок, які встановлюються для споживачів на розподільній підстанції (РП), ми погоджуємося з цією кількістю - 4. Одним із способів збільшення кількості лічильників для технічного обліку на напруговому рівні 10 кВ є установка додаткових лічильників на магістральних лініях. Доцільність такої установки потрібно обґрунтувати з економічної точки зору.

Критерієм стабільності установки пристроїв технічного обліку електроенергії може служити така умова:

$$\frac{\Delta E - (I_y + I_n + I_n)}{K_y} \geq E_n$$

						Арк.
						65
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де ΔE – річна економія, яка очікується від впорядкування режиму електроспоживання досліджуємого об'єкту; K_y – одноразові витрати на придбання та монтаж електрообладнання; I_y, I_n, I_n – витрати на річне технічне обслуговування, поточний контроль та оновлення норм, а також матеріальні заохочення працівників за ефективне використання електроенергії. ($I_y = 15 \%$, $I_n = 5 \%$, $I_n = 5 \%$), E_n – стандартний показник ефективності, який визначається на основі розрахункового періоду окупності і приймається як 2 роки в сучасних умовах. Найменша потужність об'єкту споживання електроенергії, при якому доцільна установка приладів обліку:

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{(K_y E_n + I_y + I_n + I_n) \cdot 100}{b T C_e}$$

де b – річна економія що очікується від впровадження приладів обліку, приймемо $b = 5 \%$; T – час використання максимуму навантаження; $C_e = 0,336$ грн./кВт·год вартість електроенергії.

Якщо I_y, I_n, I_n задається у відсотках від вартості витрат K_y то

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{K_y (E_n + I_y + I_n + I_n) \cdot 100}{b T C_e}$$

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

Схеми підключення лічильників можна знайти в розділі 8.3. Здійснюємо підключення лічильників відповідно до схем, які враховують встановлені трансформатори струму та напруги.

Для підключення трансформаторів струму, ми розміщуємо їх у фазах А і С, оскільки мережі напругою 10 кВ мають ізольовану нейтраль.

						Арк.
						66
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір трансформаторів струму

На стороні 10 кВ встановлюються трансформатори струму (ТС) типу ТПЛ–10У1 з класом точності 0,5 та з такими параметрами:

$$U_H = 10 \text{ кВ}, I_{\text{ном.1}} = 200 \text{ А}, I_{\text{ном.2}} = 5 \text{ А}, Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом},$$

Вибір трансформаторів струму на 10 кВ для РП наведено в табл. А1 (Додаток А).

На стороні 10 кВ на відходячих лініях до ТП встановлюються трансформатори струму ТПЛ –10 – 1У3, $K_T = 75/5$ та $K_T = 30/5$ з метою живлення однострансформатрних підстанцій.

Вибір трансформатора струму для відходящих ліній 10 кВ наведено в табл. А2 (Додаток А).

За допомогою схеми підключення та інформації з каталогу приладів, проводимо перевірку трансформаторної підстанції (ТС) шляхом вимірювання навантаження на вторинних обмотках. В результаті визначаємо навантаження на кожній фазі окремо.

Розрахунок вторинного навантаження ТС на вводах наведено в табл. А.3 (Додаток А).

З таблиці А.3. видно, що найбільше завантажений трансформатор струму фази А. Загальний опір приладів:

$$Z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 4,1 / 5^2 = 0,16 \text{ Ом}.$$

Опір з'єднувальних проводів складає:

$$r_{\text{пр}} = \rho l_{\text{розрах}} / q = 0,0175 \cdot 12 / 2,5 = 0,05 \text{ Ом},$$

де $\rho = 0,018 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – питомий опір мідних проводів;

$l_{\text{розрах}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 4 = 12 \text{ м}$ – розрахункова довжина при включенні трансформаторів струму в неповну зірку; $q = 2,5 \text{ мм}^2$ – перетн з'єднувальних кабелів.

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

Приймаємо опір для контактних з'єднань $r_k = 0,05$ Ом. В цьому випадку вторинний опір трансформатора струму $z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{пр}} = 0,16 + 0,05 + 0,05 = 0,27$ Ом.

Умова при $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$ виконується $0,27 < 0,4$

На лініях, що відходять до магістральних ліній встановлюються трансформатори струму ТПЛ-10- 1 УЗ ($K_T = 75/5$ та $30/5$).

Перевірено трансформатори струму по вторинному навантаженню, розрахунки представлено в таблиці А.4 (Додаток А).

З таблиці А.4. видно, що найбільш завантажена фаза А трансформатора струму. Загальний опір приладів:

$$z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 0,55 / 5^2 = 0,0121 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних кабелів:

$$r_{\text{пр}} = \rho l_{\text{розрах}} / q = 0,0175 \cdot 6 / 2,5 = 0,04 \text{ Ом.}$$

Приймаємо опір для контактних з'єднань $r_k = 0,06$ Ом.

Вторинний опір для трансформатора струму:

$$z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{пр}} = 0,012 + 0,06 + 0,04 = 0,112 \text{ Ом.}$$

Всі визначені прилади підключаємо до встановленого трансформатора струму, в цьому випадку виконується умова $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$: $0,1121 \leq 0,4$ Ом

Вибір трансформаторів напруги

До моменту встановлення трансформаторів напруги на шинах 10 кВ розраховуємо вторинне навантаження за допомогою трансформаторів типу НАМИ-10. Ці трансформатори мають номінальну потужність 100 В· А і відповідають класу точності 0,5S. Результати розрахунку вторинного навантаження трансформаторів напруги заносимо до таблиці А.5.

						Арк.
						68
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги представлено в таблиці А.5 (Додаток А).

Споживана потужність:

в ланцюгах напруги, В·А (Вт);

не більше 10 (2)

в ланцюгах струму ($I = I_n$), В·А

не більше 0,05

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P^2 + \Sigma Q^2)} = \sqrt{(13,3^2 + 40,6^2)} = 47,7 \text{ В·А}$$

Оскільки номінальна потужність трансформатора з класом точності 0,5

$S_{2 \text{ ном}} = 120 \text{ ВА} > 47,2 \text{ ВА}$, то трансформатор напруги задовольняє вимогам вибору.

8.6. Розрахунок метрологічних характеристик системи обліку електроспоживання

Межа допустимої (випадкової) похибки вимірювального каналу:

$$\delta_{BK} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{лч}^2 + \delta_{U2}^2 + \delta_\theta^2 + \sum_{i=1}^n \delta_i^2} \quad (8.1)$$

де δI , δU , $\delta_{лч}$ - відносні похибки вимірювальних приладів (ТС, ТН, лічильник електроенергії); $\delta U2$ - втрата напруги в другинному ланцюзі ТН; $\delta \theta$ - відносна похибка вимірювання активної складової повного струму, яка обумовлена кутовими похибками ТС і ТН; δC - сумарна додаткова похибка, спричинена зовнішніми факторами (відхилення напруги, частоти, температури повітря, магнітного поля тощо) від нормальних значень, при яких забезпечується похибка в межах відповідного класу точності; 1,1 - коефіцієнт, що враховує особливості технологічної перевірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, які мають свої похибки.

						Арк.
						69
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Систематична похибка вимірювального каналу (ВК) обчислюється за формулою:

$$\Delta_{BK} = \Delta_I + \Delta_U + \Delta_{U2} + \Delta_\theta + \Delta_{лч} \quad (8.2)$$

де Δ_I , Δ_U , $\Delta_{лч}$ - відносні похибки вимірювальних приладів (ТС, ТН і лічильник електричної енергії); Δ_{U2} - втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН; Δ_θ - відносна похибка вимірювання активної складової повного струму, обумовлена кутовими похибками ТС і ТН.

При зміні навантаження, кожен прилад має змінювати свою фактичну похибку. У реальних умовах завантаження первинних ланцюгів ТС завжди значно нижче їх номінальних значень з наступних причин:

1. Середнє навантаження завжди менше за максимальне, а похибка вимірювання електроенергії відповідає середньому навантаженню.
2. Споживання електроенергії підприємствами в даний час значно менше, ніж при проектуванні мереж і встановленні ТС.
3. ТС завжди обираються з запасом, враховуючи потенційне зростання навантажень у майбутньому.

У практиці, зона роботи ТС знаходиться в діапазоні значень $k_z = 0,05 \dots 0,2$, що є типовою ситуацією у більшості випадків. Проте, ця ситуація не може вважатися припустимою, тому для визначення допустимих похибок застосовується формула (8.1).

При визначенні структури втрат електроспоживання є важливим знати фактичні похибки. При визначенні комерційних втрат також необхідно враховувати фактичні похибки систем обліку, для чого з таблиці вибираються систематична похибка Δ_I та випадкова похибка δI , залежно від коефіцієнта завантаження трансформатора струму.

Залежність основної похибки ТС від завантаження представлена в табл.А.6 (Додаток А).

						Арк.
						70
Зм.	рк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Апроксимуючі формули для розрахунку похибки ТН виглядають наступним чином:

$$\Delta_U = 0,5 - k_{3U} \quad (8.3)$$

$$\delta_U = -0,73 \cdot k_{3U} + 0,35 \quad (8.4)$$

Визначення кутової похибки при вимірюванні електроенергії

За допомогою формули визначається додаткова похибка вимірювання активного струму, яка виникає внаслідок впливу кутової похибки ТС або ТН у хвилинах:

$$\Delta_{\theta} = 0,0291 \cdot \Delta\theta \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (8.5)$$

де $\cos \varphi$ - це коефіцієнт потужності приєднання, за яким обчислюється похибка вимірювального каналу. $\Delta\theta$ представляє собою різницю між систематичними складовими кутової похибки.

$$\Delta\theta = \Delta\theta_U - \Delta\theta_I \quad (8.6)$$

Вимірювання випадкової кутової похибки ТС та систематичної кутової похибки визначаються за формулами (табл.А.1) зі зміною знаку для систематичної похибки відносно одиниці вимірювання.

Нормовані кутові похибки ТН згідно ДЕСТ 1983-89 складають ± 40 хв. для класу 1,0 та ± 20 хв. для класу 0,5. Для розрахунку кутової похибки ТС вихідні дані приведені в таблиці А.7.

Залежність випадкової похибки ТС від завантаження представлена в табл.А.7 (Додаток А).

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

Вимірювання випадкової складової додаткової похибки активної потужності, яка виникає внаслідок кутових похибок ТС і ТН, проводять за допомогою формули:

$$\delta_{\theta} = 0,018 \sqrt{\delta\theta_U^2 + \delta\theta_I^2}. \quad (8.7)$$

Систематичну та випадкову похибки лічильників можна приблизно визначити за наступними значеннями: для електронних лічильників з точністю 0,5, приймають $\Delta_{лч} = 0$ і $\delta_{лч} = 0,5$, а для індукційних лічильників з точністю 1,0 і вище, $\Delta_{лч} = 0,75 * КТ$ і $\delta_{лч} = КТ$, де $КТ = 1,0$ - клас точності лічильника. Систематичну похибку обліку електроенергії на об'єкті, де фіксується купівля в n ВК і продаж в m ВК, можна визначити за наступною формулою в тисячах кВт·год:

$$\Delta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} * W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} * W_j \quad (8.8)$$

де Δ_{ij} - кількість енергії, тис. кВт·год, через вимірювальний канал обліку обліку; Δ_{ij} - систематична похибка вимірювального комплексу в ij -ого ВК.

Випадкову похибку обліку електроенергії по об'єкту обчислюють, тис. кВт·год:

$$\delta_{\Sigma} = \pm 0,975 \sqrt{\sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} * W_i \right)^2}, \quad (8.9)$$

де δ_i представляє випадкову похибку i -го вимірювального комплексу, а значення 0,975 є коефіцієнтом, що використовується для визначення похибки з 95% вірогідністю згідно з законом рівномірного розподілу похибки.

Ми визначаємо похибку вимірювального каналу КО1, який відповідає за фіксацію надходження енергії на об'єкт. Розрахунок похибки для інших вимірювальних каналів наведених у таблицях А.6 – А.7 (Додаток А).

Через вимірювальний канал пропускається навантаження з активною потужністю $P = 3130,75$ кВт та реактивною потужністю $Q = 428,4$ кВАр. На

приєднанні встановлений трансформатор струму з первинним номінальним струмом $I_n = 400 \text{ А}$.

З таблиці А.7 (Додаток А) ми обираємо систематичну похибку ΔI та випадкову похибку δI в залежності від коефіцієнта завантаження трансформатора струму.

За попередніми розрахунками k_3 складає 0,5 А.

$$\Delta I = -1,0625 + 1,5625 \cdot k_3 = -1,0625 + 1,5625 \cdot 0,46 = -0,349$$

$$\delta I = \pm(1,0 - 1,25 \cdot k_3) = (0,8125 - 0,3125 \cdot 0,46) = 0,67$$

Визначимо систематичну ΔU та випадкову δU похибку залежно від коефіцієнту завантаження трансформатора напруги:

$$\Delta U = 0,5 - k_{3U} = 0,5 - 0,3 = 0,2$$

$$\delta U = -0,73 \cdot k_{3U} + 0,35 = -0,73 \cdot 0,3 + 0,35 = 0,13$$

Додаткова систематична похибка обумовлена впливом кутової похибки ТС та ТН.

Співвідношення систематичних складових кутових похибок ТС та ТН мають ви:

$$\Delta \theta = \Delta \theta_U - \Delta \theta_I = 4 - (10,47) = -6,5$$

$$\Delta \theta_U = \Delta U \cdot 20 \text{ хв} = 0,2 \cdot 20 \text{ хв} = 4 \text{ хв}.$$

$$\Delta \theta_I = \Delta I \cdot 30 \text{ хв} = 0,35 \cdot 30 \text{ хв} = 10,5 \text{ хв}.$$

$$= 0,0291 \cdot (-6,47) \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = -0,027$$

$$\Delta_{\theta} = 0,0291 \cdot \Delta \theta \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

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

Додаткова випадкова похибка обумовлена впливом кутової похибки ТС та ТН.

Співвідношення складових випадкових кутових похибок ТС та ТН:

$$\begin{aligned}\delta\theta_U &= \delta_U \cdot 20 \text{ хв} = 0,134 \cdot 20 \text{ хв.} = 2,7 \text{ хв.} \\ \delta\theta_I &= \delta_I \cdot 30 \text{ хв} = 0,67 \cdot 30 \text{ хв} = 20,1 \text{ хв.} \\ \delta_\theta &= 0,018 \sqrt{\delta\theta_U^2 + \delta\theta_I^2} = \sqrt{0,018^2 \cdot 2,68^2 + 40,2^2} = 0,7\end{aligned}$$

Похибки, обумовлена втратою напруга у вторинному ланцюзі ТН:

$$\begin{aligned}\Delta_{U2} &= -0,5 \cdot KT/2 = -0,5 \cdot KT/2 = -0,13 \\ \delta_{U2} &= -0,125\end{aligned}$$

Для електронних лічильників систематичну і випадкову похибки можна приблизно вважати наступними: $\Delta_{лч} = 0$; $\delta_{лч} = KT = 0,5$.

Систематичну похибку обліку електроенергії на об'єкті, де фіксується купівля в 2 ВК і продаж в 8 ВК, визначають за формулою (8.8). Результати розрахунку похибки для вимірювальних каналів наведені в таблиці. А.8 (Додаток А).

Результуючі похибки при обліку електроенергії по вимірювальних каналах АСКОЕ наведені в таблиці. А.9 (Додаток А).

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі була розроблена система електропостачання для ПАТ "Дозавтомати". Цей завод є провідним виробником механічних і електронних вагів, а також автоматичних дозаторів для бетонних сумішей в Україні.

В рамках роботи було здійснено розрахунок електричних навантажень заводу за допомогою методу упорядкованих діаграм. Розрахункове навантаження становить 3,16 МВт. Були розглянуті питання компенсації реактивної потужності, і для цього були встановлені батареї конденсаторів загальною потужністю 1935 кВар для 0,4 кВ та 600 кВар для 10 кВ. Регулювання потужності батарей конденсаторів проводилося в залежності від часу доби.

Оскільки є можливість зовнішнього електропостачання тільки напругою 10 кВ від ЦРП на відстані 800 метрів, яке має фідер на підстанції "Південно-Східна", було проведене техніко-економічне порівняння для внутрішнього електропостачання. Порівнювалися два варіанти: 1) живлення заводу без розподільних пунктів (РП) радіальними лініями від ЦРП; 2) живлення радіальними лініями з встановленням РП-10 кВ на території заводу. З урахуванням витрат було обрано схему живлення з встановленням РП на території.

В системі електропостачання було прийнято встановлення чотирьох комплектних трансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 630 кВА. Подача електропостачання до цехових підстанцій здійснюється по радіальній схемі за допомогою кабелів типу ААШв (3х35).

На основі проведених розрахунків струмів короткого замикання було вибрано та перевірено високовольтне обладнання розподільних пунктів (РП). Для установки були обрані вакуумні вимикачі ВР1-20 з номінальним струмом 630 А.

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

Спеціальний розділ кваліфікаційної роботи був присвячений розробці автоматизованої системи контролю та обліку споживання електричної енергії. На підприємстві було запропоновано встановити інформаційно-обчислювальний комплекс "RTU-325" для моніторингу енергоресурсів, технічного та комерційного контролю. З метою забезпечення комерційного обліку активної та реактивної електроенергії в одному напрямку, а також максимального точного вимірювання активного та реактивного навантаження в 3-х провідній мережі з трансформаторним включенням та зменшенням графіка електричного навантаження, було обрано лічильник Євроальфа. Для технічного обліку було прийнято використання електронних лічильників Нік.

Під час виконання роботи були використані актуальні нормативні документи та інструкції. Всі технічні рішення були обґрунтовані з економічної точки зору. Під час проектування використовувалися комп'ютерні програми.

В загальному, можна зазначити, що спроектована система електропостачання ПАТ "Дозавтомати" відповідає вимогам щодо надійності, економічності та безпеки обслуговування.

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

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.] ; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.

2. Електропостачання промислових підприємств: навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. П.Г. Плешков, А.Ю Орлович, А.І. Котиш.

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

4. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку / Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоенергозбереження, Держстандарту. Держбуду та Держкомпромполітики України № 32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 р. — М. Київ.

5. Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії: розрахункова робота [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: І.В. Блінов, Є.В. Парус – Електронні текстові дані (1 файл: 1,1 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 44 с.

6. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. – К. : НАУ, 2018. – 312 с.

7. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Величко Т.В. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напряму підготовки 6.050701 «Електроенергетика та електротехнології». – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. – 334 с.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

77

8. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю, Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Величко Т.В., Котиш А.І.] - М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 272

9. Технічні та. організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку електроенергії на об'єктах НЕК "Укренерго" / Затв. радою НЕК "Укренерго", протокол № 5 від 29.03.2000 р.

10. Технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України / Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 7 від 09.01.2003р.

11. Типова методика виконання вимірювань кількості електричної енергії. РД 34.11.333-97.

12. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – Х.: Форт, 2017 – 376 с.

13. Методичні рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков та ін.]; Міністерство освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2023. – 80 с

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

ДОДАТОК А

Таблиця А.1. Вибір трансформаторів струму на 10 кВ для РП.

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
182,7 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	200 А
5,6 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	70 кА
$8,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$324 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця А.2. Вибір трансформатора струму для відходящих ліній 10 кВ.

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
55,7А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	75 А
5,6 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	70 кА
$8,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$324 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця А.3.Розрахунок вторинного навантаження ТС на вводах

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник типу ЕА05RALP2BN3W	0,5	3,6	-	3,6
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		4,1	-	3,6

Таблиця А.4. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник НІК 2303 АРТ1	1	0,05	-	0,05
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		0,55	-	0,5

Таблиця А.5. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Кіл -ть	S, В·А	Загальна потужність	
				ΣP , Вт	ΣQ , вар
Вольтметр (шини 10кВ)	Е335	1	2	2	-
Багатофункціональний електронний лічильник	EA05RALP2BN 3W	1	3,6	3,3	1,4
Електронний лічильник	НІК 2303 АРТ1	4	10	8	39,2
Всього:				22,2	40,6

Таблиця А.6. Залежність основної похибки ТС від завантаження

Тип похибки	Діапазон значень коефіцієнта завантаження ТС	
	0 – 0,2	0,2 – 1,0
Δ_i , відн. од.	$-2,0 + 6,25 \cdot k_3$	$-1,0625 + 1,5625 \cdot k_3$
δ_i , відн. од.	$\pm(1,0 - 1,25 \cdot k_3)$	$\pm(0,8125 - 0,3125 \cdot k_3)$

Таблиця А.7. Залежність випадкової похибки ТС від завантаження

Клас точності	Струм % від $I_{ном}$	Гранично допустима похибка		
		Основна	Кутова	
			хвилин	градусів
0,5	5	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,5$
	10	± 1	± 60	$\pm 1,7$
	20	$\pm 0,75$	± 45	$\pm 1,35$
	20-120	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$
1	5	$\pm 2,5$	± 95	$\pm 2,5$
	10	± 2	± 75	$\pm 1,7$
	20	$\pm 1,5$	± 60	$\pm 1,35$
	20-120	± 1	± 40	$\pm 0,9$

Таблиця А.8. Елементи вимірювального каналу

Номер в системі обліку	Марка ТС	Марка ТН	Марка лічильника
КО1	ТЛК-10/400 У1	НАМИ-10-66-У3	ЕА05RALP2BN3W
ТО1	ТЛК-10/100 У1	НАМИ-10-66-У3	НІК 2303 АРТ1
ТО2	ТЛК-10/100 У1	НАМИ-10-66-У3	НІК 2303 АРТ1
ТО3	ТЛК-10/30 У1	НАМИ-10-66-У3	НІК 2303 АРТ1
ТО4	ТЛК-10/100 У1	НАМИ-10-66-У3	НІК 2303 АРТ1

