

Міністерство освіти і науки України  
Центральноукраїнський національний технічний університет  
Центр заочної та дистанційної освіти  
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

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

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2025 р.

# **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ**

**на тему:**

**«Проектування системи електропостачання та енергетичного  
контролю механічного заводу  
Designing a power supply and energy control system for a  
mechanical plant»**

Виконав здобувач ІV курсу групи ЕЕ-21ПЗ  
спеціальності 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»

\_\_\_\_\_ Володимир КОРЯК

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Керівник роботи

к.т.н., професор

\_\_\_\_\_ Петро ПЛЄШКОВ

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Рецензент

\_\_\_\_\_

м. Кропивницький

**Міністерство освіти і науки України**  
**Центральноукраїнський національний технічний університет**

Факультет ЦЗДО

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ *Петро ПЛЄШКОВ*

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

## **ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА**

*Коряк Володимир Микитович*

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) *Проектування системи електропостачання та енергетичного контролю механічного заводу*

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 *02.06.2025 р.*

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) \_\_\_\_\_

*Вступ; Розрахунок силових та освітлювальних електричних навантажень; Побудова картограми навантажень заводу; Вибір напруги та електричних схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання підприємства; Компенсація реактивної потужності для зниження втрат у системі електропостачання; Вибір кількості, потужності трансформаторів і підстанцій підприємства; Розрахунок струмів короткого замикання, вибір високовольтного обладнання; Розроблення системи енергетичного контролю; Дослідження особливостей роботи трансформаторів струму та напруги; Висновки*

## 5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	5.05.25	
2	<i>Розрахунок силових та освітлювальних електричних навантажень</i>	9.05.25	
3	<i>Побудова картограми навантажень заводу</i>	11.05.25	
4	<i>Вибір напруги та електричних схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання підприємства</i>	14.05.25	
5	<i>Компенсація реактивної потужності для зниження втрат у системі електропостачання</i>	16.05.25	
6	<i>Вибір кількості, потужності трансформаторів і підстанцій підприємства</i>	19.05.25	
7	<i>Розрахунок струмів короткого замикання, вибір високовольтного обладнання</i>	22.05.25	
8	<i>Розроблення системи енергетичного контролю</i>	25.05.25	
	<i>Дослідження особливостей роботи трансформаторів струму та напруги</i>	27.05.25	
9	<i>Висновки</i>	30.05.25	
10	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	01.06.25	
11	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	02.06.25	

Дата видачі завдання

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025р.

Підпис керівника \_\_\_\_\_

Завдання прийнято до виконання

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Підпис здобувача \_\_\_\_\_

## АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 87 с.; 25 рис.; 31 табл.; 12 джерел.

**Коряк В.М. Проектування системи електропостачання та енергетичного контролю механічного заводу – Рукопис.**

Кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

У даній бакалаврській роботі розглянуто комплексне проектування системи електропостачання та енергетичного контролю механічного заводу. Основну увагу приділено визначенню електричних навантажень як силових, так і освітлювальних. На основі отриманих даних обґрунтовано вибір рівнів напруги та типових схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання, розглянуто питання компенсації реактивної потужності, проведено техніко-економічне обґрунтування вибору кількості трансформаторів, їх потужності та місця розміщення підстанцій. Здійснено розрахунок струмів короткого замикання, на основі якого підібрано високовольтне обладнання. Окремий розділ присвячено розробці системи енергетичного контролю, яка дозволяє здійснювати моніторинг та аналіз споживання енергії у реальному часі.

В спеціальному розділі досліджено особливості роботи трансформаторів струму та напруги, які є ключовими елементами у системах вимірювання та захисту. У висновках наведено основні результати роботи, узагальнено технічні рішення та надано рекомендації щодо їх впровадження у виробничу практику.

**Ключові слова:** електропостачання, енергетичний контроль, електричні навантаження, компенсація реактивної потужності, трансформатори, коротке замикання, високовольтне обладнання, системи моніторингу.

## ANNOTATION

Qualification work: 87 p.; 25 fig.; 31 tables; 12 sources.

### **Koriak V.M. Design of a power supply and energy control system for a mechanical plant – Manuscript.**

Qualification work in the specialty 141 “Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics”, OPP “Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics”. – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

This bachelor's work considers the complex design of a power supply and energy control system for a mechanical plant. The main attention is paid to the determination of electrical loads, both power and lighting. Based on the data obtained, the choice of voltage levels and typical schemes of external and internal power supply was justified, the issue of reactive power compensation was considered, a feasibility study was conducted to select the number of transformers, their power and the location of substations. The calculation of short-circuit currents was carried out, on the basis of which high-voltage equipment was selected. A separate section is devoted to the development of an energy control system that allows monitoring and analyzing energy consumption in real time.

In a special section, the features of the operation of current and voltage transformers, which are key elements in measurement and protection systems, are investigated. The conclusions present the main results of the work, summarize technical solutions and provide recommendations for their implementation in production practice.

**Keywords:** power supply, energy control, electrical loads, reactive power compensation, transformers, short circuit, high-voltage equipment, monitoring systems.

## ЗМІСТ

	ВСТУП.....	8
1	РОЗРАХУНОК СИЛОВИХ ТА ОСВІТЛЮВАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	9
1.1.	Обчислення навантаження на освітлення .....	9
1.2.	Розрахунок силових електричних навантажень в мережі напругою 0,4 кВ.....	10
1.3.	Розрахунок електричних навантажень заводу в мережі вище 1000В.....	11
1.4.	Побудова графіків електричних навантажень.....	17
2	ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕНЬ ЗАВОДУ.....	19
3	ВИБІР НАПРУГИ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА..	21
3.1.	Вибір рівня напруги та варіанту зовнішнього живлення.....	21
3.2.	Вибір рівнів напруги та варіантів внутрішнього електропостачання.....	23
4	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ У СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	28
4.1.	Баланс реактивної потужності та підбір компенсуючого обладнання для високої та низької напруги.....	28
4.2.	Визначення кількості, потужності та розміщення компенсуючих пристроїв.....	32
5	ВИБІР КІЛЬКОСТІ, ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ І ПІДСТАНЦІЙ ПІДПРИЄМСТВА.....	33

					<b>КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА</b>					
Зм.	Арк.		Підпис	Дата	Проектування системи електропостачання та енергетичного контролю механічного заводу			Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб	Коряк В.									
Перевірив	Плешков П.									
Н.контр.										
Затв.										
					ЦНТУ, гр.ЕЕ-21ПЗ					

6	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	34
6.1.	Розрахунок струмів КЗ.....	35
6.2.	Вибір високовольтної апаратури.....	38
7	РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ...	43
7.1.	Аргументація вибору системи обліку та контролю споживання енергоресурсів.....	43
7.2.	Вибір оптимальної кількості лічильників для технічного обліку на підприємстві.....	44
7.3.	Вибір інтегрованих схем обліку та використання додаткових технічних засобів для контролю споживання електроенергії.....	47
7.4.	Визначення електричних схем підключення лічильників та встановлення трансформаторів струму та напруги.....	49
8	ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ.....	52
8.1.	Методи і засоби підвищення точності обліку електроенергії.....	52
8.2.	Вплив струмів короткого замикання на похибки трансформаторів струму.....	66
8.3.	Оцінка надійності функціонування трансформаторів напруги в діапазоні 3–35 кВ. ....	71
	ВИСНОВКИ.....	79
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	81
	Додаток А.....	84
	Додаток Б.....	86

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Раціональне використання електричної енергії на підприємствах промислового типу є однією з ключових задач сучасного виробництва. Необхідність її вирішення зумовлена зростаючими вимогами до якості електропостачання та його надійності, особливо в умовах високого рівня автоматизації виробничих процесів.

У межах цієї кваліфікаційної роботи розроблено систему енергетичного моніторингу для механічного заводу. Проведено техніко-економічний аналіз енергоефективності переходу на сучасні освітлювальні системи з меншим споживанням енергії, обґрунтовано вибір електричних установок і спроектовано схему розподілу електроенергії.

Підприємство спеціалізується на виготовленні сільськогосподарської техніки різного типу для агропромислових підприємств та об'єднань. Середні значення потужності електроприводів, що встановлені на верстатах, становлять від 5 до 45 кВт. Більшість з них оснащено тиристорними приводами, отже, вони є споживачами змінного струму з напругою 380 В. За критерієм надійності електропостачання, ці споживачі належать до II категорії.

Електроживлення заводу може здійснюватися від головної понижувальної підстанції ГПП2, яка розташована на відстані 220 метрів від споживачів.

У механоскладальних цехах виконується збирання вузлів. Для ручного зварювання застосовуються трансформатори потужністю від 9 до 32 кВт, а для автоматичного зварювання використовують трифазні установки з потужністю в діапазоні 15–150 кВА. В інструментальному цеху проводять обробку деталей, складання та тестування редукторів, що встановлюються на сільськогосподарські машини. Експериментальний цех призначений для проведення механічних і гідравлічних випробувань дослідних зразків техніки на спеціалізованих стендах.

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

# 1 РОЗРАХУНОК СИЛОВИХ ТА ОСВІТЛЮВАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Силові електричні навантаження в мережах напругою 0,4 кВ у межах цеху визначаються згідно з методом Каялова.

## 1.1. Обчислення навантаження на освітлення

Визначення потужності, необхідної для освітлення, здійснюється на основі питомої потужності на квадратний метр корисної площі виробничого приміщення.

Номінальна потужність освітлювального обладнання, кВт:

$$P_p = p_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 10 \cdot 7168 \cdot 10^{-3} = 71,68$$

де  $p_0$  - питома потужність на одиницю площі, кВт/м<sup>2</sup>;

$F$  - площа механозбирального цеху №1, м<sup>2</sup>.

Розрахункове значення активної потужності освітлювальних електроприймачів, кВт:

$$P_p = K_1 K_n P_y = 1,12 \cdot 0,85 \cdot 71,68 = 60,9$$

де  $K_n$  - коефіцієнт попиту, що враховує ймовірність одночасного вмикання споживачів.

$K_1$  – поправка на втрати потужності у пускорегулювальній апаратурі. Для ламп типу СДЛ цей коефіцієнт становить 1,12.

Реактивна потужність освітлювальної установки, квар, розраховується так:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi = 60,9 \cdot 0,32 = 20,02$$

де  $\operatorname{tg} \varphi$  визначається з урахуванням значення коефіцієнта потужності

$\cos \varphi$  для різних джерел освітлення. Зокрема, для СДЛ — 0,95; для люмінесцентних — 0,9; для ламп ДРЛ — 0,5.

Результати розрахунку освітлювального навантаження зведені до таблиці 1.1.

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

Усі отримані результати зведено до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Розрахунок освітлювальних навантажень

№	Найменування	F, м2	p0, Вт/м2	Pв, кВт	K1	Kс	Pр, кВт	Tg	Qр, квар	Sp, кВА
1	Механозбиральний цех №1	6110	10	61,10	1,1	0,8	53,77	0,35	18,82	56,97
2	Інструментальний цех	6110	12	73,32	1,1	0,8	64,52	0,8	51,62	82,63
3	Цех пластмас	6110	10	61,10	1,1	0,8	53,77	1,02	54,85	76,81
4	Метизний цех	2300	12	27,60	1,1	0,95	28,84	0,54	15,57	32,78
5	Механозбиральний цех №2	5120	14	71,68	1,1	0,9	70,96	0,88	62,58	94,62
6	Склад	580	6	3,48	1,1	0,85	3,25	0,88	2,87	4,34
7	Офіс адміністрації	1160	18	20,88	1,1	0,9	20,67	0,75	15,50	25,84
8	Експериментальне від	1798	14	25,17	1,1	0,8	22,15	1,64	36,39	42,60
9	Склад сировини	1910	6	11,46	1,1	0,8	10,08	0,62	6,25	11,86
10	Склад готової продукції	758	6	4,55	1,1	0,7	3,50	1,33	4,67	5,84
11	Котельня	1228	8	9,82	1,1	0,9	9,73	0,75	7,29	12,16
12	Територія заводу	57202	0,2	11,44	1,1	0,3	3,78	0,48	1,81	4,19
	Всього						345,03		278,23	443,23

## 1.2. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі напругою 0,4 кВ

Силове навантаження визначають на основі встановленої потужності електроприймачів з урахуванням коефіцієнтів попиту та одночасності.

Освітлювальне навантаження обчислюють за питомою потужністю на одиницю площі, далі застосовують коефіцієнти для врахування втрат та реальної експлуатації.

Активна потужність  $P$  розраховується як добуток номінальної потужності на відповідні коефіцієнти.

Реактивна потужність  $Q$  визначається через тангенс кута зсуву фаз:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

Повна потужність  $S$  знаходиться за формулою:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Результати розрахунку силових електричних навантажень в мережі напругою 0,4 кВ зведені в табл. 1.2.

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

### 1.3. Розрахунок електричних навантажень заводу в мережі вище 1000 В

Електричні навантаження системи енергопостачання заводу напругою понад 1000 В розраховуються за тією ж схемою, що й навантаження в мережах до 1000 В. Підсумкові дані розрахунків наведені в таблиці 1.3.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Таблиця 1.2 - Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кількість ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	Кв	cos	tg	Середнє навантаження за зміну, кВт		ne	Км	Розрахункова потужність, кВт		
			Одного	Сумарна					Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	<b>Механозбиральний цех №1</b>														
	Металообробний верстат	136	1,0 - 38	761	62	0,17	0,5	1,73	129,37	224,08					
	Горизонтально-протяжний	3	38,0 - 38	114	1	0,19	0,65	1,17	21,66	25,32					
	Випрямляч зварювальний	3	40,0 - 40	120	1	0,34	0,5	1,73	40,80	70,67					
	Преси гідравлічні	22	3,0 - 7	92	2	0,18	0,7	1,02	16,56	16,89					
	Точкове зварювання	11	40,0 - 70	710	2	0,33	0,5	1,7	234,30	405,82					
	Напівавтомат	44	8,0 - 16	460	2	0,16	0,65	1,17	73,60	86,05					
	Вентиляці. Установки	12	14,0 - 20	198	1	0,7	0,75	0,88	138,60	122,23					
	Разом	231	1,0 - 70	2455	70	0,27	0,12	1,5	654,89	951,06	70	1,22	797,20	951,06	1240,99
	<b>Інструментальний цех</b>	244	0,4 - 80	1800	200	0,18	0,53	1,6	324,00	518,40	45	1,36	441,98	518,40	681,23
	<b>Цех пластмас</b>	166	0,5 - 84	4356	168	0,5	0,7	1,02	2178,00	2222,00	104	1,10	2389,81	2222,00	3263,20
	<b>Метизний цех</b>	104	5,0 - 190	2198	38	0,6	0,88	0,54	1318,80	711,81	23	1,17	1546,72	711,81	1702,65
	<b>Механозбиральний цех №2</b>	502	0,6 - 250	8580	417	0,3	0,75	0,88	2574,00	2270,05	69	1,20	3089,66	2270,05	3833,95
	<b>Склад</b>	26	1,1 - 10	68	9	0,5	0,75	0,88	34,00	29,99	14	1,30	44,32	29,99	53,51
	<b>Офіс адміністрації</b>	140	0,2 - 25	312	125	0,68	0,8	0,75	212,16	159,12	25	1,12	238,56	159,12	286,76
	<b>Експериментальне від</b>	30	0,5 - 45	680	90	0,22	0,52	1,64	149,60	245,74	30	1,40	209,62	245,74	323,00
	<b>Склад сировини</b>	6	1,0 - 5	28	5	0,6	0,85	0,6	16,80	10,41	6	1,39	23,36	11,45	26,02
	<b>Склад готової продукції</b>	4	4,5 - 20	30	4	0,19	0,6	1,3	5,70	7,60	3	2,93	16,67	8,36	18,65
	<b>Котельня</b>	26	3,0 - 50	650	17	0,6	0,8	0,75	390,00	292,50	26	1,16	452,82	292,50	539,08
	Разом	1479	0,2 - 250	21157	1250	0,4	0,7	0,94	7857,95	7418,69	169	1,14	8958,06	7418,69	11631,16

Таблиця 1.3 - Розрахунок силових електричних навантажень в мережі вище 1000 В

№ п/п	Найменування обладнання	n	Рн, кВт		Ки	Cos	tg	Середнє		Км	Розрахункове			
			Одного	Сумарн				Рср	Qср		Pe	Qp	Sp	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	<b>ТП 1,2</b>													
	<b><u>Цех пластмас</u></b>													
	Силове	166	0,5-84	4356	0,50	0,70	1,0	2178	2222,00	104	1,1	2389,81	2222,00	3263,20
	Освітлювальне											53,77	54,85	
	Всього по ТП 1,2											2443,6	2276,9	3339,93
	<b>Втрати в тр-рах ТП1</b>											30,2	192,4	
	<b>Комп. Пристрої 0,4 кВ</b>												-1150,0	
	<b>Всього на шинах 10 кВ ТП 1,2</b>											<b>2473,8</b>	<b>2469,3</b>	<b>3495,25</b>
	<b>3 КП</b>											<b>2473,8</b>	1319,3	<b>2803,57</b>
	<b>ТП 3</b>													
	<b><u>Механозбиральний цех №1</u></b>													
	Силове	231	0,1-70	2455	0,267	0,117725	1,4522	654,9	951,062	70	1,22	797,2	951,1	1240,987
	Освітлювальне											53,77	18,82	
	Всього по мех-зб цеху											851,0	969,9	1290,28
	<b><u>Інструментальний цех</u></b>													
	Силове	244	0,4-80	1800	0,18	0,53	1,6	324	518,399	45	1,36	442,0	518,4	681,2346
	Освітлювальне											64,52	51,62	
	Всього по інстр цеху											506,5	570,0	762,54
	<b>Всього по ТП 3</b>													
	Силове	475	0,5-40	4255	0,23	0,77	0,8	978,9	1469,5	95	1,05	1239,2	1469,5	1922,21
	Освітлювальне											118,3	70,4	
	<b>Всього по ТП 3</b>											1357,5	1539,9	2052,81
	<b>Втрати в тр-рах ТП3</b>											15,1	98,6	
	<b>Комп. Пристрої 0,4 кВ</b>												-1150,0	
	<b>Всього на шинах 10 кВ ТП3</b>											<b>1372,6</b>	<b>1638,5</b>	<b>2137,43</b>
	<b>3 КП</b>											1372,6	488,5	<b>1456,91</b>

Продовження таблиці 1.3

<b>ТП 4,5,6</b>													
<b><u>Механообробальний цех №2</u></b>													
Силове	502	0,6-250	8580	0,3	0,75	0,8819	2574,0	2270,1	69	1,2	3089,7	2270,1	3833,95
Освітлювальне											70,96	62,58	
Всього по цеху №2											3160,6	2332,6	3928,20
<b><u>Експериментальний цех</u></b>													
Силове	30	0,5-45,0	680	0,22	0,52	1,6426	149,6	245,7	30	1,4	209,6	245,7	323,00
Освітлювальне											22,2	36,4	
Всього по цеху											231,8	282,1	365,12
<b>Всього по ТП 4,5,6</b>													
Силове	532	5,0-100	9260	0,48	0,80	0,8	2723,6	2515,8	206	1,05	3299,3	2515,8	4156,95
Освітлювальне											93,1	99,0	
Всього по ТП 2											3392,4	2889,0	4293,32
Втрати в тр-рах											39,2	252,6	
Комп. Пристрої 0,4 кВ												-2220,0	
Всього на шинах 10 кВ ТП4,5,6											<b>3431,6</b>	<b>3141,6</b>	<b>4652,47</b>
3 КП											3431,6	921,6	3553,20
<b>ТП 7,8</b>													
<b><u>Метизний цех</u></b>													
Силове	104	5,0-190	2198	0,6	0,88	0,5397	1318,8	711,8	23	1,17	1546,72	711,81	1702,65
Освітлювальне											28,8	15,6	
Всього по цеху											1575,6	727,4	1735,36
<b><u>Офіс адміністрації</u></b>													
Силове	140	4,0-25	312	0,68	0,8	0,75	212,2	159,1	25	1,12	238,56	159,12	286,76
Освітлювальне											20,7	15,5	
Всього по офісу											259,2	174,6	312,56



Продовження таблиці 1.3

<b>Склад готової продукції</b>													
Силове	4	4,5-20	30	0,19	0,6	1,3333	5,7	7,6	3	2,93	16,7	8,4	18,65
Освітлювальне											3,5	4,7	
Всього по складу готової продукції											20,2	13,0	
<b>Всього по ТП 9</b>													
Силове	62	1,0-50	776	0,30	0,70	0,8	446,5	340,5	32	1,1	537,2	333,9	632,51
Освітлювальне											26,6	21,1	
Всього по ТП 9											563,7	355,0	666,21
Втрати в тр-рах											23,6	151,9	
Комп. Пристрої 0,4 кВ												-134,0	
Всього на шинах 10 кВ ТП 9											<b>587,3</b>	<b>506,9</b>	<b>775,84</b>
З КП											<b>587,3</b>	<b>372,9</b>	<b>695,72</b>
<b>ВСЬОГО ПО ЗАВОДУ</b>													
СИЛОВЕ	1511	0,1-250	21337	0,4	0,7	0,94	7980,5	7507,9	172	1,1	9154,0	7659,0	<b>11935,49</b>
ОСВІТЛЮВАЛЬНЕ											363,7	291,6	
По заводу силова+осв											9517,7	7950,6	<b>12401,60</b>
Втрати в трансформаторах											75,5	495,4	
Без БК											<b>9593,24</b>	<b>8446,01</b>	<b>12401,60</b>
Комп. Пристрої 0,4 кВ												-5189,0	
Всього на шинах 10 кВ ГПП											<b>9593,24</b>	<b>3257,01</b>	<b>10131,06</b>

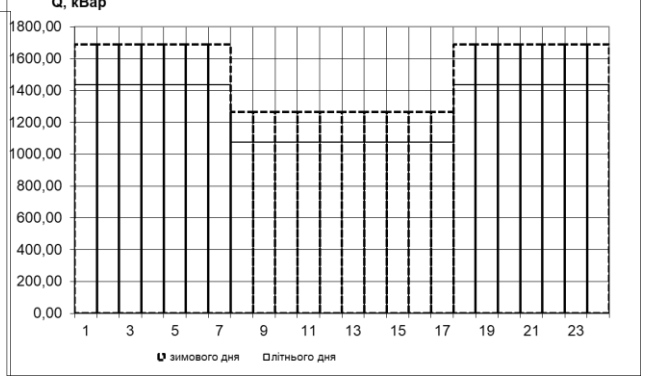
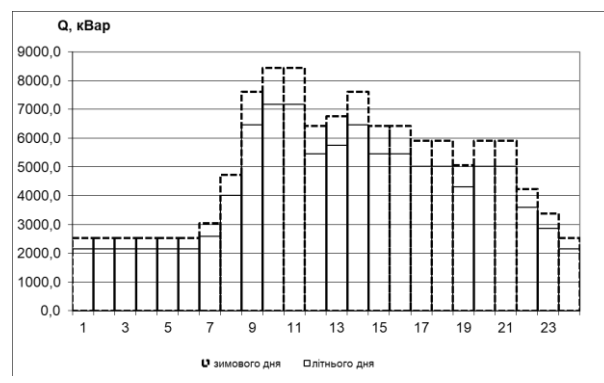
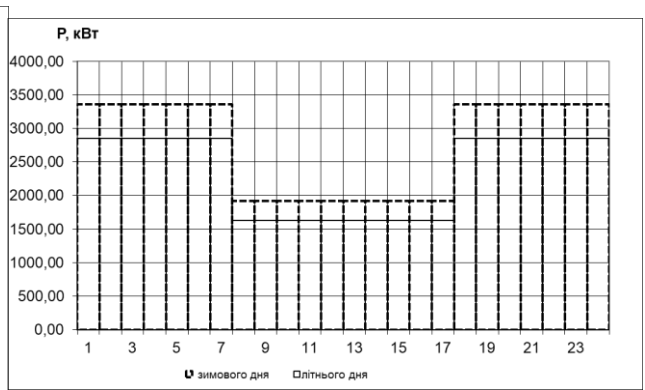
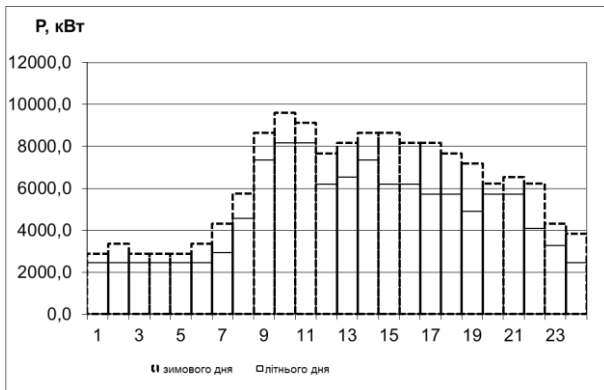
## 1.4. Побудова графіків електричних навантажень

На підставі замірів на заводі будується добові графіки навантажень з урахуванням кількості робочих і вихідних днів. Річний графік за тривалістю будується на основі добового графіка. Дані про споживання наведено в таблиці 1.4, а графіки на рис. 1.1.

Таблиця 1.4. Дані про добове споживання активної та реактивної потужності

Го ди ни	Робочий період, кВт		Вихідний період, кВт		Робочий період, кВАр		Вихідний період, кВАр	
	Зима	Літо	Зима	Літо	Зима	Літо	Зима	Літо
1	2877,972	2446,2762	3357,634	2853,9889	2533,8	2153,7	1689,2	1435,8
2	3357,634	2446,2762	3357,634	2853,9889	2533,8	2153,7	1689,2	1435,8
3	2877,972	2446,2762	3357,634	2853,9889	2533,8	2153,7	1689,2	1435,8
4	2877,972	2446,2762	3357,634	2853,9889	2533,8	2153,7	1689,2	1435,8
5	2877,972	2446,2762	3357,634	2853,9889	2533,8	2153,7	1689,2	1435,8
6	3357,634	2446,2762	3357,634	2853,9889	2533,8	2153,7	1689,2	1435,8
7	4316,958	2935,53144	3357,634	2853,9889	3040,6	2584,5	1689,2	1435,8
8	5755,944	4566,38224	1918,648	1630,8508	4729,8	4020,3	1266,9	1076,9
9	8633,916	7338,8286	1918,648	1630,8508	7601,4	6461,2	1266,9	1076,9
10	9593,24	8154,254	1918,648	1630,8508	8446,0	7179,1	1266,9	1076,9
11	9113,578	8154,254	1918,648	1630,8508	8446,0	7179,1	1266,9	1076,9
12	7674,592	6197,23304	1918,648	1630,8508	6419,0	5456,1	1266,9	1076,9
13	8154,254	6523,4032	1918,648	1630,8508	6756,8	5743,3	1266,9	1076,9
14	8633,916	7338,8286	1918,648	1630,8508	7601,4	6461,2	1266,9	1076,9
15	8633,916	6197,23304	1918,648	1630,8508	6419,0	5456,1	1266,9	1076,9
16	8154,254	6197,23304	1918,648	1630,8508	6419,0	5456,1	1266,9	1076,9
19	8154,254	5707,9778	1918,648	1630,8508	5912,2	5025,4	1266,9	1076,9
18	7674,592	5707,9778	3357,634	2853,9889	5912,2	5025,4	1689,2	1435,8
19	7194,93	4892,5524	3357,634	2853,9889	5067,6	4307,5	1689,2	1435,8
20	6235,606	5707,9778	3357,634	2853,9889	5912,2	5025,4	1689,2	1435,8
21	6523,4032	5707,9778	3357,634	2853,9889	5912,2	5025,4	1689,2	1435,8
22	6235,606	4077,127	3357,634	2853,9889	4223,0	3589,6	1689,2	1435,8
23	4316,958	3261,7016	3357,634	2853,9889	3378,4	2871,6	1689,2	1435,8
24	3837,296	2446,2762	3357,634	2853,9889	2533,8	2153,7	1689,2	1435,8
W <sub>Σ</sub>	147064,36	115790,407	66193,356	56264,352	119933,34	101943,34	36317,843	30870,166

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



а)

б)

Рис.1.1. Добові графіки активного та реактивного навантаження  
а- робоча доба, б – вихідна доба

Робочі дні:

Річна витрата активної електричної енергії, кВт·год:

$$W_r = 21618462$$

Зимові

Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт·год:

$$V_r = 17630201,27$$

Літні

Річна витрата активної електричної енергії, кВт·год:

$$W_r = 12157992,71$$

Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт·год:

$$V_r = 10704050,77$$

Вихідні дні:

Річна витрата активної електричної енергії, кВт·год:

$$W_r = 4302568,14$$

Зимові

Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт·год:

$$V_r = 2360659,795$$

Літні

Річна витрата активної електричної енергії, кВт·год:

$$W_r = 2700688,925$$

Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт·год:

$$V_r = 1481767,994$$

Час використання максимального навантаження, год:

$$T_M = 4064,1$$

Час максимальних втрат, год:

$$W_p = 40779712,1$$

$$\tau_M = 2464,5$$

$$V_p = 32176679,8$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

18

## 2 ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕНЬ ЗАВОДУ

Для визначення оптимального розташування головної понижувальної підстанції (ГПП або ЦРП) та трансформаторних підстанцій у цехах, на генеральну схему механічного заводу наносять картограму розподілу електричних навантажень. Під час планування будівництва ГПП її встановлюють зі зміщенням відносно центру навантажень у напрямку джерела живлення [2].

$$x_0 = \sum_{i=1}^n x_i P_i / \sum_{i=1}^n P_i = 2452222,14/9940,78 = 246,68 \text{ м}$$

$$y_0 = \sum_{i=1}^n y_i P_i / \sum_{i=1}^n P_i = 1635325,23/9940,78 = 164,51 \text{ м}$$

Отримані координати центру навантажень потрапляють у зону існуючої забудови, тому їх коригують у бік живильної підстанції.

У результаті центр електричних навантажень підприємства розташований у точці з координатами:

$$x_0 = 246,68 \text{ м}, y_0 = 164,51 \text{ м}.$$

Підсумкові дані розрахунку координат центру навантажень зведено у таблиці 2.1.

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

Таблиця 2.1 - Вихідні дані для створення картограми електроспоживання та визначення координат умовного центру електричних навантажень.

№ по плану	Найменування	$P^{0,4}$ сил, кВт	$P_{росв}$ , кВт	$P_p$ , кВт	$m$	$R$ , мм	$a$	$x$ , м	$y$ , м	$P^*x$ , кВт·м	$P^*y$ , кВт·м
1	Механозбиральний цех №1	797,20	53,77	850,97	0,5	23,28	22,75	270,00	105,00	229761,49	89351,69
2	Інструментальний цех	441,98	64,52	506,50	0,5	17,96	45,86	75,00	90,00	37987,38	45584,86
3	Цех пластмас	2389,81	53,77	2443,57	0,5	39,44	7,92	285,00	210,00	696418,69	513150,61
4	Метизний цех	1546,72	28,84	1575,56	0,5	31,67	6,59	186,00	204,00	293053,72	321413,76
5	Механозбиральний цех №2	3089,66	70,96	3160,63	0,5	44,86	8,08	285,00	174,00	900778,40	549948,92
6	Склад	44,32	3,25	47,58	0,5	5,50	24,62	84,00	159,00	3996,34	7564,51
7	Офіс адміністрації	238,56	20,67	259,23	0,5	12,85	28,71	159,00	69,00	41218,23	17887,16
8	Експериментальне від	209,62	22,15	231,77	0,5	12,15	34,41	246,00	102,00	57016,51	23640,99
9	Склад сировини	23,36	10,08	33,44	0,5	4,61	108,56	222,00	105,00	7424,41	3511,54
10	Склад готової продукції	16,67	3,50	20,18	0,5	3,58	62,49	138,00	249,00	2784,17	5023,61
11	Котельня	452,82	9,73	462,55	0,5	17,16	7,57	159,00	36,00	73545,41	16651,79
	Всього по заводу	9250,73	690,05	9940,78						2452222,14	1635325,23

## 3 ВИБІР НАПРУГИ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА.

### 3.1. Вибір рівня напруги та варіанту зовнішнього живлення

Для аналізу можливих рішень щодо електропостачання розглянемо дві альтернативні схеми підключення:

Перший варіант передбачає підведення електроенергії до механічного цеху через головну понижувальну підстанцію ГПП2 за допомогою кабельних магістралей на 10 кВ.

Другий варіант передбачає встановлення розподільчого пункту (РП) на ту ж напругу — 10 кВ — для забезпечення живлення заводу.

Нижче подано приклад техніко-економічного аналізу для варіанта із застосуванням кабельної лінії, що з'єднує ГПП із підприємством.

Постачання електроенергії здійснюється по кабельній лінії Л1 з номінальною напругою 10 кВ, яка підключається безпосередньо до відповідних шин на ГПП.

Параметри:

$U_n = 10$  кВ; довжина траси кабелю — 0,12 км.

$$I_p = \frac{S_p}{N\sqrt{3}U_n} = \frac{6408,5}{3 \cdot 1,73 \cdot 10,5} = 117,6 \text{ А};$$

Розмір перерізу струмопровідної частини кабелю визначається так::

$$F_{ек} = I_p / j_{ек} = 117,6 / 1,4 = 84 \text{ мм}^2$$

де  $j_{ек} = 1,4$  А/мм<sup>2</sup> – допустиме навантаження на провід, взяте з таблиці.

1.3.36 [9] при  $T_m = 4064,1$  год

Приймаємо стандартне значення площі перерізу провідника — 120 мм<sup>2</sup>.  
Обираємо кабель типу ААШВ–10 із трьома жилами по 120 мм<sup>2</sup> (3×120). Загальна кількість прокладених кабелів —  $n = 3$ .

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

Згідно з технічними характеристиками, номінальне значення допустимого тривалого струму для обраного кабелю становить 240 А. Втрати активної потужності на один кілометр прокладки складають 65 кВт/км, а орієнтовна ціна — 52 тис. грн за 1 км.

При прокладці трьох паралельних ліній в одній траншеї слід урахувати зменшення допустимого струму навантаження шляхом внесення поправочного коефіцієнта.

Розрахунок з урахуванням корекції:

$$I_{\text{доп}}' = I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{п}} = 240 \cdot 0,85 = 204 \text{ А};$$

де  $K_{\text{п}}$  – коефіцієнт корекції для кількох кабелів, прокладених разом; для трьох кабелів  $K_{\text{п}} = 0,85$  (згідно з [9]).

Коефіцієнт завантаження кабельної лінії

$$K_{\text{з}} = I_{\text{р}} / (n \cdot I_{\text{доп}}') = 117,6 / (1 \cdot 204) = 0,49$$

У разі виходу з ладу однієї з трьох ліній, дві інші можуть забезпечити передавання повного навантаження завдяки запасу по струму.

Розрахунок аварійного струму:

$$I_{\text{авар}}' = n \cdot I_{\text{доп}}' \cdot K_{\text{а.п}} = 3 \cdot 204 \cdot 1,35 = 826,2 > I_{\text{р.ав}} = 235,2 \text{ А}$$

Це значення перевищує розрахункове аварійне навантаження  $I_{\text{р.ав}} = 235,2$  А, що свідчить про надійність живлення навіть при несправності однієї лінії.

Визначимо величину втрат енергії в обраній кабельній лінії:

$$\Delta E_1 = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau = 5,6 \cdot 2464,5 = 13846 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрати потужності на лінії розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{1км}} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_{\text{з}}^2 = 65 \cdot 0,36 \cdot 0,49^2 = 5,6 \text{ кВт}$$

Загальна довжина прокладеного кабелю становить:

$$l_{\Sigma} = l_{\text{к/лп}} \cdot n = 0,12 \cdot 3 = 0,36 \text{ км}$$

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

$$C_{\text{втр}} = \Delta E_1 \cdot C_0 = 13846 \cdot 2,7 = 37385 = 37,4 \text{ тис. грн.}$$

де  $C_0$  – чинний тариф на електроенергію, прийнятий у розмірі 2,7 грн за 1 кВт·год.

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

Результати обчислення для альтернативних варіантів електропостачання наведені у таблицях 3.1–3.7.

### **3.2. Вибір рівнів напруги та варіантів внутрішнього електропостачання**

Для організації внутрішніх електромереж на підприємстві передбачено використання напруги 10 кВ.

У межах цехових мереж для підключення освітлювального обладнання та силових споживачів застосовується напруга 380/220 В.

Розподіл електроенергії всередині підприємства реалізується за допомогою кабельних ліній на 10 кВ із впровадженням комбінованої (змішаної) топології схеми живлення.

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

Таблиця 3.1 - Вибір кабелів для першого варіанту

№ КЛ	$S_p$ , кВА	$n$	$I_p$ , А	$I_{p.ав}$ , А	$F_{ек}$ , мм <sup>2</sup>	Марка кабеля	$I_{дон}$ , А	$K_n$	$K_n I_{дон}$	$K_3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Л1	6408,5	3	117,6	235,20	84,00	ААШВ( 3 × 120 )	240	0,85	204	0,49
Л2	4660,9	2	128,2	256,59	91,64	ААШВ( 3 × 185 )	330	0,85	280,5	0,389
Л3	2913,3	2	80,1	160,38	57,28	ААШВ( 3 × 95 )	205	0,85	174,25	0,391
Л4	2137,4	1	117,6	235,33	84,05	ААШВ( 3 × 185 )	330	0,85	280,5	0,357
Л5	6967,9	2	191,8	383,59	137,00	ААШВ( 3 × 240 )	440	0,85	374	0,436
Л6	5810,1	2	159,9	319,85	114,23	ААШВ( 3 × 185 )	330	0,85	280,5	0,485
Л7	4652,3	2	128,0	256,12	91,47	ААШВ( 3 × 185 )	330	0,85	280,5	0,388
Л8	3101,5	2	85,3	170,74	60,98	ААШВ( 3 × 95 )	205	0,85	174,25	0,416
Л9	1157,8	1	63,7	127,48	45,53	ААШВ( 3 × 50 )	180	0,85	153	0,354

Таблиця 3.2 - Розрахунок втрат електричної енергії для першого варіанту

№ КЛ на схемі	$S_p$ , кВА	$n$	$I_p$ , А	$K_3$	$l$ , км	$\Delta P_{л1км}$ , кВт	$\Delta P_{л}$ , кВт	$\Delta E_{л}$ , кВт·год	$C_o$ , грн/кВт	$C_{втр}$ , тис. грн
Л1	6408,5	3	117,6	0,49	0,36	65	5,6183	13846	2,7	37,385
Л2	4660,9	2	128,2	0,38	0,08	92	1,1137	2744,8	2,7	7,4109
Л3	2913,3	2	80,1	0,3	0,12	86	1,5777	3888,3	2,7	10,498
Л4	2137,4	1	117,6	0,35	0,04	92	0,469	1155,9	2,7	3,1209
Л5	6967,9	2	191,8	0,43	0,16	94	2,859	7046,1	2,7	19,025
Л6	5810,1	2	159,9	0,48	0,2	92	4,33	10671	2,7	28,812
Л7	4652,3	2	128	0,38	0,2	95	2,86	7048,5	2,7	19,031
Л8	3101,5	2	85,3	0,41	0,36	86	5,35	13185	2,7	35,6
Л9	1157,8	1	63,7	0,35	0,02	80	0,2	492,9	2,7	1,3308

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

Таблиця 3.3 - Вибір кабелів для другого варіанту

№ КЛ	$S_p$ , кВА	$n$	$I_p$ , А	$I_{p,ав}$ , А	$F_{екв}$ , мм <sup>2</sup>	Марка кабеля	$I_{доп}$ , А	$K_n$	$K_n I_{доп}$	$K_3$
ГПП-ТП1	3495,3	2	96,21	192,42	68,72	ААШв(3 × 95)	205	0,85	174,25	0,469
ТП1-ТП2	1747,6	2	48,10	96,21	34,36	ААШв(3 × 95)	205	0,85	174,25	0,235
ГПП-ТП3	2137,4	2	58,83	117,67	42,02	ААШв(3 × 95)	205	0,85	174,25	0,287
ГПП-ТП4	4652,4	2	128,06	256,12	91,47	ААШв(3 × 185)	330	0,85	280,5	0,388
ТП4-ТП5	3101,6	2	85,37	170,75	60,98	ААШв(3 × 95)	205	0,85	174,25	0,416
ТП5-ТП6	1550,8	1	85,37	170,75	60,98	ААШв(3 × 95)	205	0,85	174,25	0,416
ГПП-ТП7	2315,5	2	63,74	127,47	45,53	ААШв(3 × 95)	205	0,85	174,25	0,311
ТП7-ТП8	1157,8	1	63,74	127,48	45,53	ААШв(3 × 95)	205	0,85	174,25	0,311
ГПП-ТП9	775,84	1	42,71	85,42	30,51	ААШв(3 × 95)	205	0,85	174,25	0,208

Таблиця 3.4 - Розрахунок втрат електричної енергії для другого варіанту

№ КЛ на схемі	$S_p$ , кВА	$n$	$I_p$ , А	$K_3$	$l$ , км	$\Delta R_{л1}$ , км, кВт	$\Delta P_{л1}$ , кВт	$\Delta E_{л1}$ , кВт·год	$C_o$ , грн/кВт	$C_{втр.}$ , тис. грн
ГПП-ТП1	3495,3	2	96,21	0,469	0,08	86	1,5133	3729,6	2,7	10,07
ТП1-ТП2	1747,6	2	48,1	0,235	0,16	86	0,7599	1872,8	2,7	5,0565
ГПП-ТП3	2137,4	2	58,83	0,287	0,06	86	0,425	1047,5	2,7	2,8282
ГПП-ТП4	4652,4	2	128,06	0,388	0,04	92	0,554	1365,3	2,7	3,6864
ТП4-ТП5	3101,6	2	85,37	0,416	0,16	86	2,3813	5868,6	2,7	15,845
ТП5-ТП6	1550,8	1	85,37	0,416	0,08	86	4,33	10671	2,7	28,812
ГПП-ТП7	2315,5	2	63,74	0,311	0,04	86	2,86	7048,5	2,7	19,031
ТП7-ТП8	1157,8	1	63,74	0,311	0,2	86	5,35	13185	2,7	35,6
ГПП-ТП9	775,84	1	42,71	0,208	0,4	86	2,32	5717,6	2,7	15,438

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

Таблиця 3.5 - Оцінка капіталовкладень

Найменування об'єкту	Одиниця	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн	Вартість всього, тис. грн
Варіант 1				
Шафи комплектних розподільчих установок (КРУ) на 10 кВ	шт	10	62	620
Кабелі типу				
ААШв( 3 × 50 )	км	0,02	1100	22
ААШв( 3 × 95 )	км	0,48	1430	686,4
ААШв( 3 ×120 )	км	0,36	1655	595,8
ААШв( 3 ×185 )	км	0,52	2296,4	1194,128
ААШв( 3 ×240 )	км	0,16	2754,2	440,672
Траншея	км	1,54	22,0	33,88
Всього по КЛ з урахуванням траншеї				2972,88
Сумарні витрати				<b>3592,88</b>
2 варіант				
Шафи КРУ із вимикачами 10 кВ, що встановлюються на РП	шт	12	62	744
ААШв( 3 × 95 )	км	1,22	1430	1744,6
ААШв( 3 ×185 )	км	0,08	2296,4	183,712
Траншея	км	1,3	22	28,6
Всього по КЛ з урахуванням траншеї				2700,912
Шафи КРУ з ТрН, що додатково встановлюються на РП	шт	2	10,2	20,4
Сумарні витрати				<b>2721,312</b>

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

Таблиця 3.6 - Аналіз поточних експлуатаційних витрат

№ п/п	Найменування об'єкту	К <sub>i</sub> , тис грн	Р <sub>a</sub> , %	С <sub>a</sub> , %	Р <sub>e</sub> , %	С <sub>e</sub> , %	С <sub>п</sub> , тис грн
I варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	620	15	93	5	31	124
	Кабельні мережі із урахуванням траншеї	3592,88	5	179,6	5	179,6	359,29
	Сумарні витрати			0		0	<b>483,3</b>
II варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ	744	15	111,6	5	37,2	148,8
	Кабельні мережі з урахуванням траншеї	2701	5	5,056	5	135,05	140,1
	Шафи КРУ з трансформаторами напруги, які додатково встановлюються на РП	20,4	15	3,06	5	1,02	4,08
	Сумарні витрати	908,5		0		0	<b>292,9</b>

Таблиця 3.7 - Розрахунок приведених витрат за варіантами

Показники	Варіант	
	1	2
Капітальні витрати	3592,88	2721,312
Поточні витрати	483,3	292,9
Втрати електроенергії у вартісному вираженні	162,21	136,37
Зведені витрати	508,6	378,1

На основі аналізу зведених витрат було встановлено, що більш економічно доцільним є другий варіант із розміщенням розподільчого пункту (РП). Саме цей варіант забезпечує найнижчий рівень сукупних витрат протягом усього періоду експлуатації, тому він обраний для подальшого проектування електропостачання.

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

## 4 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ У СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Для обмеження втрат електроенергії, що виникають у трансформаторах, лініях та інших складових енергосистеми, застосовується метод компенсації реактивної потужності. Розрахунок цієї компенсації виконується згідно з методичними рекомендаціями, наведеними у джерелі [2].

### 4.1. Баланс реактивної потужності та підбір компенсуючого обладнання для високої та низької напруги

Навантаження в мережах до 1 кВ (цехові трансформаторні підстанції):

$$P_n = 9593,24 \text{ кВт}; Q_n = 8446,01 \text{ квар}$$

Загальне споживання потужності:

$$P_p = P_v + P_n + \Delta P_{тр} = 0 + 9593,24 + 75,5 = 9668,74 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_v + Q_n + \Delta Q_{тр} = 0 + 8446,01 + 495,4 = 8941,41 \text{ квар}$$

Допустима реактивна потужність, яку система може економічно передати:

$$Q_e = P_p \cdot \text{tg}\varphi_3 = 9668,74 \cdot 0,15 = 1450,31 \text{ квар}$$

Необхідна потужність компенсуючих пристроїв визначається як різниця між спожитою та допустимою реактивною потужністю:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_e = 8941,41 - 1450,31 = 7491,1 \text{ квар}$$

Для забезпечення необхідного рівня живлення, мінімально потрібна кількість трансформаторів розраховується так:

$$N_o = P_n / (K_3 \cdot S_{нтр}) = 9593,24 / (0,7 \cdot 1000) = 13,7$$

З огляду на отриманий результат, приймається  $N_o = 14$  трансформаторів.

Для аналізу варіантів компенсації реактивної потужності розглядаються три конфігурації системи з  $N = N_o$ ,  $N = N_o + 1$ ,  $N = N_o + 2$

Варіант I:  $N = N_o = 14$

Проводимо розрахунок максимальної реактивної складової, яку можливо передати з боку високої напруги в низьковольтну мережу через трансформатори:

$$Q_d = \sqrt{(n \cdot S_m \cdot K_3)^2 - P_n^2}$$

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

$$= \sqrt{(14 \cdot 1000 \cdot 0,7)^2 - 9668,74^2} = 1598,58 \text{ кВар}$$

Необхідну для встановлення в мережі 0,4 кВ потужність компенсаційних пристроїв визначаємо виходячи з балансу реактивної потужності на шинах кожної трансформаторної підстанції.

Приклад для ТП1:

$$Q_{кн} = Q_{н} + \Delta Q_{тр} - Q_{п} = 8446,01 + 495,4 - 1598,58 = 1370 \text{ квар}$$

Загальна потужність компенсуючих пристроїв у мережі 10 кВ, яку слід встановити:

$$Q_{кв} = Q_{кп} - Q_{кн} = 7491,1 - 1370 = 6121,1 \text{ квар}$$

Для точного визначення розподілу реактивної потужності по кожній ТП проводиться деталізація відповідно до індивідуальних навантажень. Повні результати наведено у таблиці 4.1 нижче.

Таблиця 4.1 - Визначення потужності компенсуючих пристроїв у мережі 0,4 кВ

№ варіанту	Кількість тр-торів	$Q_1$ , кВАр	$Q_{кн}$ , кВАр	$Q_{кв}$ , кВАр
1	14	1598,58	1370	0
2	15	4094,57	705	0
3	16	5652,92	110	1660

Вибір типу і потужності батареї конденсаторів (БК) для різної кількості трансформаторів — 14, 15 та 16 — наведено у таблицях 4.2–4.4.

Таблиця 4.2 - Вибір типу і потужності батарей конденсаторів при кількості трансформаторів N = 14 шт.

№ КТП	К-сть т-рів	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$Q_{пр}$ , кВАр	$Q_{кп}$ , кВАр	Кількість та потужність БК, шт. кВАр	Сума $Q_{БК}$ , кВАр	$Q_{кп} - Q_{БК}$ , кВАр	$K_3$	$S_p$ , кВА
1,2	4	2473,776	2469,254	1311,65	1157,604	1·150; 2·200; 2·300;	1150	7,604445	0,7	2803,569
3	2	1372,567	1638,501	275,79	1362,711	1·50; 2·133; 3·150; 2·300;	1366	-3,28928	0,7	1399,356
4,5,6	5	3431,596	3141,6	688,59	2453,01	1·50; 2·150; 1·200; 4·225; 3·335;	2455	-1,99	0,7	3499,61
7,8	3	2009,089	1151,203	611,2	540,0028	2·100; 1·335;	535	5,002834	0,7	2101,462
9	1	587,3373	506,9181	380,83	126,0881	2·67;	134	-7,91194	0,7	695,7248

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

Таблиця 4.3 - Вибір типу і потужності батарей конденсаторів при кількості трансформаторів N = 15 шт.

№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{пр}, \text{кВАр}$	$Q_{кп}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт. · кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{кп} - Q_{БК}, \text{кВАр}$	$K_3$	$S_p, \text{кВА}$
1,2	4	2473,776	2469,254	1311,65	1157,604	4·112,5; 1·300; 1·402;	1152	5,604445	0,7	2802,629
3	2	1372,567	1638,501	275,79	1362,711	1·166; 4·300;	1366	-3,28928	0,7	1399,356
4,5,6	5	3431,596	3141,6	688,59	2453,01	2·50; 4·150; 4·268; 2·335;	2442	11,01	0,7	3502,184
7,8	3	2009,089	1151,203	611,2	540,0028	2·100; 3·112,5;	537,5	2,502834	0,7	2100,73
9	1	587,3373	506,9181	380,83	126,0881	1·112,5;	112,5	13,58806	0,7	707,482

Таблиця 4.4 - Вибір типу і потужності батарей конденсаторів при кількості трансформаторів N = 16 шт.

№ КТП	К-сть т-рів	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$Q_{пр}, \text{кВАр}$	$Q_{кп}, \text{кВАр}$	Кількість та потужність БК, шт. · кВАр	Сума $Q_{БК}, \text{кВАр}$	$Q_{кп} - Q_{БК}, \text{кВАр}$	$K_3$	$S_p, \text{кВА}$
1,2	4	2473,776	2469,254	1311,65	1157,604	1·67; 4·112,5; 1·300; 1·335;	1152	5,604445	0,7	2802,629
3	2	1372,567	1638,501	275,79	1362,711	1·50; 1·225; 2·536;	1347	15,71072	0,7	1403,18
4,5,6	5	3431,596	3141,6	688,59	2453,01	1·67; 1·100; 2·337,5; 3·536;	2450	3,01	0,7	3500,594
7,8	3	2009,089	1151,203	611,2	540,0028	2·100; 3·112,5;	537,5	2,502834	0,7	2100,73
9	1	587,3373	506,9181	380,83	126,0881	1·112,5;	112,5	13,58806	0,7	707,482

Приймаємо для монтажу компенсуючу потужність  $Q_{кн} = 5640$  квар, яка складається з таких батарей конденсаторів:

- 4 БК по 330 квар;
- 4 БК по 300 квар;
- 3 БК по 200 квар;
- 6 БК по 150 квар;
- 2 БК по 133 квар;
- 2 БК по 100 квар;
- 2 БК по 67 квар;
- 2 БК по 50 квар.

Уточнюємо значення  $Q_{п}$  за формулою:

$$Q_{п} = Q_{н} - Q_{кн} = 8446,01 - 5640 = 2806,01 \text{ квар}$$

Потужність компенсуючих пристроїв, що монтуються на шинах 10 кВ, розраховується так:

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

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кн}} - Q_{\text{е}} = 8941,41 - 5640 - 1450,31 = 1851,1 \text{ кВар}$$

Для встановлення приймаємо  $Q_{\text{кв}} = 1800 \text{ кВар}$

До монтажу обираємо батареї конденсаторів потужністю по 900 квар у кількості 2 одиниці:

$$Q_{\text{кв}} = 1800 \text{ кВар}$$

Активні втрати під час передачі реактивної енергії через трансформатори цехових ТП обчислюються за формулою:

$$\Delta P_{\text{ТП}} = Q_{\text{п}}^2 \cdot R_{\text{ек}} / U_{\text{н}}^2 = (9593,24^2 + 1598,58^2) \cdot 0,08 / 10 = 75,67 \text{ кВт}$$

$$\text{де } R_{\text{ек}} = (\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{н}}^2) / (N_{\text{тр}} \cdot S_{\text{нтр}}^2) = (10,5 \cdot 10^2) / (14 \cdot 1000) = 0,08 \text{ Ом}$$

Втрати активної енергії в низьковольтних конденсаторних батареях розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{\text{кв}} = \Delta P_{\text{пит}} \cdot Q_{\text{кв}} = 0,0045 \cdot 5640 = 25,38 \text{ кВт}$$

де  $\Delta P_{\text{пит}} = 0,0045 \text{ кВт/квар}$  – питомі втрати потужності в НН конденсаторах.

Втрати в батареях конденсаторів високої напруги:

$$\Delta P_{\text{кн}} = \Delta P_{\text{пит}} \cdot Q_{\text{кн}} = 0,003 \cdot 5640 = 16,92 \text{ кВт}$$

де  $\Delta P_{\text{пит}} = 0,003 \text{ кВт/квар}$  – питомі втрати потужності в ВН конденсаторах.

Порівняльні дані щодо витрат для трьох варіантів компенсації зібрані в таблиці 4.5.

Таблиця 4.6 — Обчислення витрат, пов'язаних із компенсацією реактивної потужності.

№ вар.	$Q_{\text{кн}}, \text{кВАр}$	$\Delta P_{\text{кн}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{кв}}, \text{кВАр}$	$\Delta P_{\text{кв}}, \text{кВт}$	$N_{\text{тр}}, \text{шт.}$	$R_{\text{екв}}, \text{Ом}$	$S_{\text{пр}}, \text{кВА}$	$\Delta P_{\text{ТП}}, \text{кВт}$	$K_{\text{кн}}, \text{тис. грн.}$	$K_{\text{кв}}, \text{тис. грн.}$	$K_{\text{кп}}, \text{тис. грн.}$	З, тис. грн.
1	5640	25,4	0	0	14	0,08	9725,52	75,67	1956,9	3589	4885,8	1251,804
2	5610	25,3	0	0	15	0,07	10430,5	76,16	1864,2	4520	4926,3	1357,26
3	5599	25,2	1650	4,95	16	0,07	11134,9	86,79	1522,5	5214	4885,8	1394,676

Отже, з усіх варіантів найменші приведені витрати має перший, тому саме його обираємо для подальшого проектування.

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

## 4.2. Визначення кількості, потужності та розміщення компенсуючих пристроїв

Кількість, потужність та розміщення компенсуючих пристроїв приведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Визначення місць розміщення компенсуючих пристроїв.

№	КТП	БК
1	ТП -1,2	2хУКМ58-0,4-300-33,3, 2хУКМ58-0,4-200-33, 1хУКМ58-0,4-150-30
2	ТП-3	2хУКМ58-0,4-300-33,3, 2хУКМ58-0,4-150-30, 2хУКМ58-0,4-133-33, 1хУКМ58-0,4-50-50
3	ТП-4,5,6	2хУКМ58-0,4-335-67, 1хУКМ58-0,4-200-33, 2хУКМ58-0,4-150-30, 1хУКМ58-0,4-50-50
4	ТП – 7,8	1хУКМ58-0,4-335-67, 2хУКМ58-0,4-100-33
5	ТП-9	2х УКМ58-0,4-67-67

## 5 ВИБІР КІЛЬКОСТІ, ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ І ПІДСТАНЦІЙ ПІДПРИЄМСТВА

У цій кваліфікаційній роботі для розподільчого вузла живлення механічного заводу обрано розподільний пункт (РП), тому трансформатори для головної заводської підстанції (ГЗП) не враховуються. Розміщення РП та цехових трансформаторних підстанцій (ТП) визначається величиною та характером електричних навантажень, а також їх розташуванням на генеральному плані підприємства.

Розрахунок потужності трансформаторів для цехових ТП виконуємо згідно з методикою, наведеною в [2]. Для ТП №1 вибираємо потужність силового трансформатора за формулою:

$$S_{\text{тр п}} = S_p / 1,4(n-1) = 3495,25 / 1,4 \cdot 3 = 832,2 \text{ кВА}$$

Обираємо трансформатор типу ТМН потужністю 1000 кВА на напругу 10 кВ. До монтажу приймаємо комплектну трансформаторну підстанцію (КТП) 10/0,4, виготовлену Хмельницьким заводом трансформаторних підстанцій. Розраховуємо коефіцієнт завантаження у звичайному режимі:

$K_3 = S_p / (n \cdot S_{\text{тр}}) = 3495,25 / (4 \cdot 1000) = 0,8$  - що свідчить про відсутність необхідності відключення споживачів третьої категорії у разі аварії..

Подібним чином виконуються розрахунки для інших трансформаторних підстанцій. Підсумкові результати наведені у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Визначення потужності та розташування цехових трансформаторів.

№ ТП	Sp, кВА		Nтр,Стр	Кз	Вид ТП	Місце розташування ТП	Кат-рія ЕП
	без БК	з БК					
ТП№1,2	3495,25	2803,57	4x1000	0,8	Вбудов.	Цех пласмас	2,3
ТП№ 3	2137,43	1456,91	2x1000	0,69	Вбудов.	Механозбиральний цех №1	3
ТП№ 4-6	4652,47	3553,20	5x1000	0,7	Вбудов.	Механозбиральний цех №2	2
ТП№7,8	2315,54	21101,46	3x1000	0,7	Вбудов.	Цех метиз	2,3
ТП№ 9	775,84	695,72	1x1000	0,71	Вбудов.	Котельня	3

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

## 6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) необхідний для правильного вибору електроапаратури, налаштування релейного захисту та автоматичних систем. Основним типом КЗ для перевірки провідників і обладнання на динамічну та теплову стійкість є трифазне коротке замикання.

Розрахунок здійснюється згідно з методикою, викладеною в джерелі [2].

Визначення струмів КЗ проводиться для підбору високовольтного обладнання та оцінки його здатності витримувати механічні і теплові навантаження. Розрахунки виконуються для секції з найбільшим навантаженням, а схема електропостачання, яка використовується для цих обчислень, наведена на рисунку 6.1. Для обчислення КЗ складаємо відповідну схему заміщення (рисунок 6.2), на основі якої визначаємо величини струмів короткого замикання.

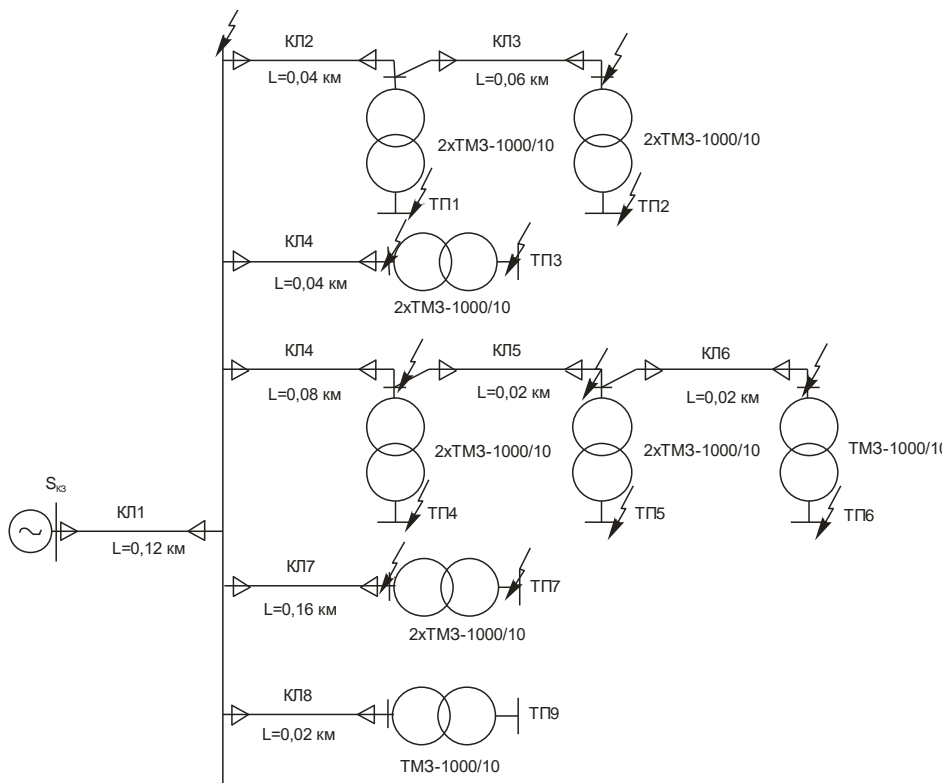


Рисунок 6.1 - Розрахункова схема електропостачання споживачів підприємства

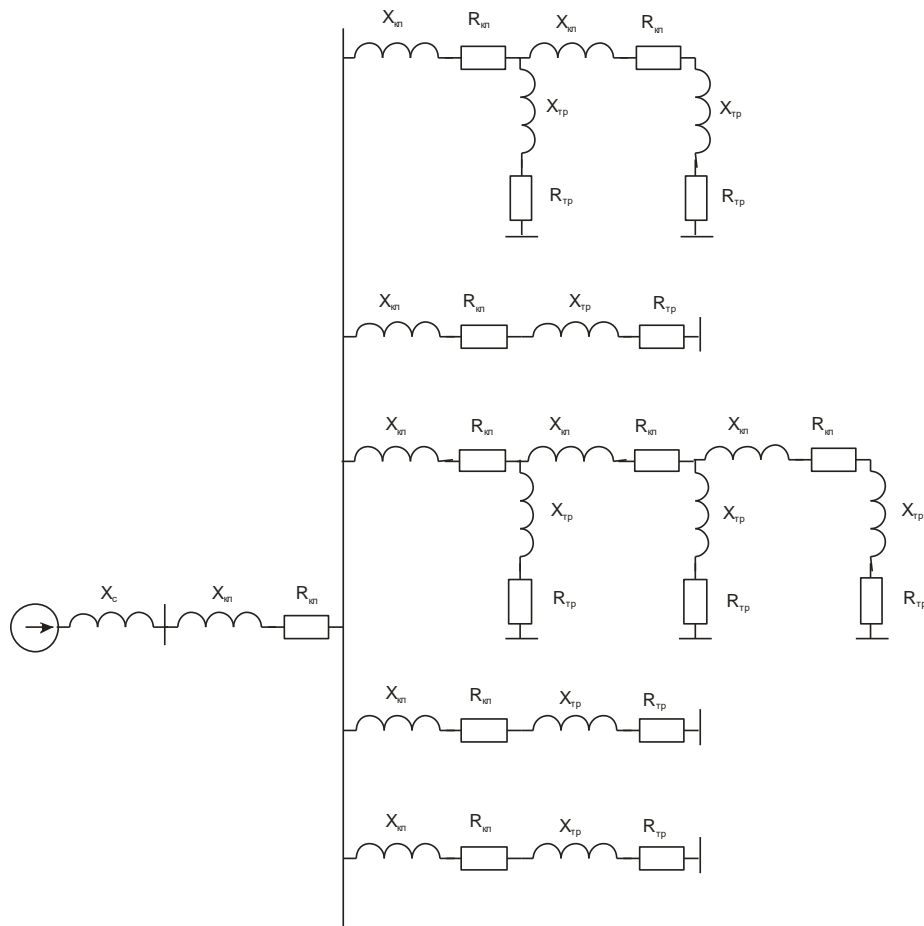


Рисунок 6.2 - Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

### 6.1. Розрахунок струмів КЗ

Номінальна напруга кабельної лінії становить  $U_n = 10$  кВ. Лінія прокладена проводом марки ААШв з перерізом  $F = 95$  мм<sup>2</sup> та довжиною  $L_1 = 0,1$  км.

Параметри кабельної лінії від центрального розподільчого пункту (ЦРП) до цехової трансформаторної підстанції (ТП) :

Номінальна напруга  $U_n = 10$  кВ,

Лінія виконана кабелем з  $F_{ст} = 50$  мм<sup>2</sup>,

довжина  $L_{кл} = 0,02$  км.

Для ТП використовується трансформатор типу ТМ-1000 з технічними характеристиками:

$$\Delta P_{хх} = 1,57 \text{ кВт}; \Delta P_{кз} = 12,2 \text{ кВт}; U_{к\%} = 5,6 \%$$

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

На основі схеми електропостачання складається схема заміщення (рисунок 6.2), де всі елементи замінюються на еквівалентні опори. Активним опором системи можна знехтувати через його незначне значення.

Розрахунок виконуємо у відносних величинах. Базисну потужність приймаємо  $S_6 = 100$  МВА, а базисні напруги в точках К1  $U_{61} = 10,5$  кВ; К2  $U_{62} = 10,5$  кВ; К3  $U_{63} = 0,4$  кВ.

Обчислюємо відносні опори складових схеми короткого замикання:

Реактивний опір системи:

$$X_c = \frac{S_b}{S_{гз}} = \frac{100}{147} = 0,7$$

Реактивний опір 10 кВ лінії до ЦРП:

$$X_{л1} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_{61}^2} = 0,35 \times 0,1 \times \frac{100}{(11,12)^2} = 0,04$$

Активний опір 10 кВ лінії до ЦРП:

$$R_{л1} = R_0 \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_{61}^2} = 0,06 \times 0,1 \times \frac{100}{(11,12)^2} = 0,01$$

Для кабельної лінії напругою 10 кВ від ЦРП до ТП визначаємо:

Реактивний опір кабельної лінії:

$$X_{кл1} = X_0 \cdot L \cdot S_6 / U_{62}^2 = 0,67 \cdot 0,02 \cdot 100 / 11^2 = 0,01$$

Активний опір кабельної лінії:

$$R_{кл1} = R_0 \cdot L \cdot S_6 / U_{62}^2 = 0,06 \cdot 0,02 \cdot 100 / 11^2 = 0,001$$

Опори трансформатора 10/0,4 кВ:

Активний опір:

$$R_{тп} = \Delta P_M \cdot S_6 / S_{н.тр}^2 = 12,20 \cdot 100000 / 1000^2 = 1,2$$

Реактивний опір:

$$X_{тр} = \sqrt{(U_k/100)^2 - (\Delta P_M / S_{н.тр})^2} \cdot S_6 / S_{н.тр} = \\ = \sqrt{(5,55 / 100)^2 - (12,20 / 1000)^2} \cdot 100000 / 1000 = 5,4$$

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

Визначаємо сумарний еквівалентний опір до точки розрахункового короткого замикання.

Спрощення схеми заміщення виконуємо у наступному порядку:

1) Підрахунок результуючого опору до точки К1

$$R_{к1} = R_{л1} = 0,01$$

$$X_{к1} = X_c + X_{л1} = 0,68 + 0,04 = 0,72$$

$$Z_{к1} = \sqrt{R_{к1}^2 + X_{к1}^2} = \sqrt{0,01^2 + 0,72^2} = 0,72$$

2) Розрахунок опору до точки К2

$$R_{к2} = R_{к1} + R_{кп1} = 0,00 + 0,01 = 0,01$$

$$X_{к2} = X_{к1} + X_{кп1} = 0,72 + 0,01 = 0,73$$

$$Z_{к2} = \sqrt{R_{к2}^2 + X_{к2}^2} = \sqrt{0,01^2 + 0,73^2} = 0,73$$

3) Визначення опору до точки К3

$$R_{к3} = R_{тр} + R_{к2} = 1,2 + 0,0 = 1,2$$

$$X_{к3} = X_{тр} + X_{к2} = 5,4 + 0,7 = 6,1$$

$$Z_{к3} = \sqrt{R_{к3}^2 + X_{к3}^2} = \sqrt{1,2^2 + 6,1^2} = 6,3$$

Обчислюємо базисні струми в точках короткого замикання:

Для К1:

$$I_{б1} = S_6 / \sqrt{3} \cdot U_{б1} = 100 / (1,73 \cdot 10,5) = 5,5 \text{ кА}$$

Для К2:

$$I_{б2} = S_6 / \sqrt{3} \cdot U_{б2} = 100 / (1,73 \cdot 10,50) = 5,5 \text{ кА}$$

Для К3:

$$I_{б3} = S_6 / \sqrt{3} \cdot U_{б3} = 100 / (1,73 \cdot 0,40) = 144,5 \text{ кА}$$

Розрахуємо трифазний струм короткого замикання. У вузлі К1 величина діючої періодичної складової буде:

$$I_{к1} = I_{б1} / Z_{к1} = 5,5 / 0,72 = 7,67 \text{ кА.}$$

Постійну складову вважаємо нульовою, тому:

$$I'_{1} = I_{к1} = 7,67 \text{ кА;}$$

Максимальна миттєва величина струму на секції з напругою 10 кВ:

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

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{k1} = 1,44 \cdot 1,2 \cdot 7,67 = 13,0 \text{ кА}$$

Двофазне коротке замикання вираховується за співвідношенням:

$$I_{k1}^2 = 0,87 \cdot I_{k1} = 0,87 \cdot 7,67 = 6,7 \text{ кА}$$

Аналогічні розрахунки для інших точок подано у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 - Результати розрахунку струмів КЗ

Точка схеми	$R_{ki}$	$X_{ki}$	$Z_{ki}$	$I_{ki} = I_{G1} / Z_{ki}$	$i_{y1} = 2 \cdot k_y \cdot I_{ki}$	$I_{ki}^2 = 0,87 \cdot I_{ki}$
ТП1ВН	0,007	0,742	0,742	7,41	12,46	6,45
ТП1НН	1,227	6,157	6,278	23,02	48,34	20,03
ТП2ВН	0,007	0,779	0,779	7,07	11,87	6,15
ТП2НН	1,227	6,193	6,313	22,89	48,07	19,91
ТП3ВН	0,007	0,742	0,742	7,41	12,46	6,45
ТП3НН	1,227	6,157	6,278	23,02	48,34	20,03
ТП4ВН	0,007	0,767	0,767	7,18	12,06	6,25
ТП4НН	1,227	6,181	6,302	22,93	48,16	19,95
ТП5ВН	0,007	0,779	0,779	7,07	11,87	6,15
ТП5НН	1,227	6,193	6,313	22,89	48,07	19,91
ТП6ВН	0,007	0,804	0,804	6,84	11,50	5,95
ТП6НН	1,227	6,219	6,338	22,80	47,88	19,84
ТП7ВН	0,007	0,730	0,730	7,54	12,66	6,56
ТП7НН	1,227	6,145	6,266	23,06	48,43	20,07
ТП9ВН	0,007	0,735	0,735	7,49	12,58	6,51
ТП9НН	1,227	6,150	6,271	23,04	48,39	20,05

## 6.2. Вибір високовольтної апаратури

В якості з'єднання між ТП1 та ТП2 обираємо кабельну лінію типу КЛ-2.

Розрахунок площі перетину провідника здійснюємо за формулою:

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

$$F_{\varepsilon} = I_p / (n J_{\text{ек}}) = 50,5 / (1 \cdot 1,4) = 36,07 \text{ мм}^2.$$

Де

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n} = 1747,6 / 1,73 \cdot 10 = 50,5 \text{ А}$$

Для реалізації обрано кабель марки ААШв з перерізом 50 мм<sup>2</sup>, який здатний витримувати навантаження до 140 А.

Перевіряємо відповідність за тривалим струмом:

$$I_{\text{ав}} = K_n K_{\text{ав}} I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1,15 \cdot 140 = 161 \text{ А} > I_{\text{ф.р.}} = I_{\text{р.ав}} = 101,0$$

Оскільки отримане значення 161 А перевищує фактичний струм навантаження  $I_{\text{р.ав}} = 101,0 \text{ А}$ , кабель відповідає вимогам щодо довготривалого струмового навантаження.

де  $K_n$  - поправочний коефіцієнт укладання згідно [4];

$K_{\text{ав}} = 1,15$  — допустиме перевантаження в аварійному режимі.

Для забезпечення витримки теплового імпульсу визначаємо найменший допустимий поперечний переріз провідника за наступною формулою:

$$F_{\text{min}} = \sqrt{W_k / K} = \sqrt{61,77 / 94} = 83,6 \text{ мм}^2,$$

де  $K = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  - термічний коефіцієнт для алюмінієвих жил;

$W_k$  - імпульс нагрівання:

Обчислюємо теплове навантаження:

$$W_k = I'^2 (t_{\text{в}} + t_{\text{рз max}}) = 7,67^2 (0,05 + 1) = 61,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де  $I'$  - струм на початку короткого замикання;

$t_{\text{в}}$  - час спрацьовування вимикача;

$t_{\text{рз max}}$  - найбільша затримка дії релейного захисту.

На основі отриманого значення обираємо кабель марки ААШв з перерізом 95 мм<sup>2</sup>, здатний витримувати 205 А тривалого струму.

Результати розрахунків для інших трансформаторних підстанцій подані в таблиці 6.2.

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

Таблиця 6.2 - Вибір кабельних ліній 10 кВ

	$S_p$ , кВА	$n$	$I_p$ , А	$I_{p,ав}$ , А	$F_{екв}$ , мм <sup>2</sup>	Марка кабеля	$I_{доп}$ , А	$K_n$	$K_n I_{доп}$	Вк	$F_{мин}$ $F_{прин}$	$I''$ , кА
ГПП-ТП1	3495,25	2	96,21	192,42	68,72	ААШВ(3 × 95)	205	0,85	174,25	61,77	83,6 185	7,67
ТП1-ТП2	1755,2	2	50,5	101,0	36,07	ААШВ(3 × 95)	205	0,85	174,25	61,77	83,6 95	7,67
ГПП-ТП3	2137,43	2	58,83	117,67	42,02	ААШВ(3 × 95)	205	0,85	174,25	78,93	83,6 95	7,67
ГПП-ТП4	4652,42	2	128,06	256,12	91,47	ААШВ(3 × 185)	330	0,85	280,5	61,77	83,6 95	7,67
ТП4-ТП5	3101,6	2	85,37	170,75	60,98	ААШВ(3 × 95)	205	0,85	174,25	61,77	83,6 95	7,67
ТП5-ТП6	1550,8	1	85,37	170,75	60,98	ААШВ(3 × 95)	205	0,85	174,25	61,77	83,6 95	7,67
ГПП-ТП7	2315,54	2	63,74	127,47	45,53	ААШВ(3 × 95)	205	0,85	174,25	78,93	83,6 95	7,67
ТП7-ТП8	1157,8	1	63,74	127,48	45,53	ААШВ(3 × 95)	205	0,85	174,25	61,77	83,6 95	7,67
ГПП-ТП9	775,3	1	42,71	85,42	30,51	ААШВ(3 × 95)	205	0,85	174,25	61,77	83,6 95	7,67

## Вибір вимикачів для мережі напругою 10 кВ

У розподільчих пунктах середньої напруги (6–10 кВ) доцільно застосовувати вакуумні вимикачі, інтегровані у комірки комплектних розподільних пристроїв. Вони зазвичай виготовляються підприємствами з виробництва високовольтного обладнання, зокрема Рівненським заводом високовольтної апаратури.

На стороні 10 кВ як ввідні комутаційні апарати встановлюються вакуумні вимикачі типу ВР2. Їх технічні характеристики наведено в таблиці А1 додатку А. Для відгалужень, які живлять трансформаторні підстанції, застосовуються пристрої типу ВР1, а їх параметри згруповані в таблиці А2 того ж додатку.

Усі апарати монтуються в стандартних комірках серії КУ-10 ШВВ–Е–10–20–630 УЗ, призначених для внутрішньої установки. Основні технічні характеристики таких шаф:

- номінальна напруга – 10 кВ;
- максимальна робоча напруга – 12 кВ;
- струм збірних шин – 630 А;
- відключаюча здатність вимикачів – 20 кА;
- термостійкість головних кіл протягом 3 секунд – 20 кА;
- електродинамічна стійкість – 52 кА;
- напруга допоміжних кіл – 220 В.

Перевірка термостійкості таких пристроїв здійснюється аналогічно до розрахунку допустимого навантаження на кабелі. Для вимикачів класу напруги 110 кВ і вище така перевірка не є обов'язковою, оскільки в цих системах спрацьовування релейного захисту відбувається практично миттєво.

						Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Вибір трансформаторів власних потреб

Потужність трансформаторів власних потреб обирається по навантаженням власних потреб з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності.

Розрахункова потужність ТВП:

$$S_{\text{розр}} = K_c \cdot \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2}$$

де  $K_c$  – коефіцієнт попиту (враховує одночасність і завантаження) ( $K_c=0,8$ ).

Вибір трансформаторів згідно з умовою:

$$S_{\text{тр}} \geq S_{\text{розр}}$$

Вибір ТВП представлено в таблиці А3 Додатку А.

Розраховуємо навантаження ТВП

$$S_{\text{уст}} = \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = \sqrt{0,6^2 + 15^2} = 34,07 \text{ кВА}$$

Розрахункова потужність ТВП обчислюється:

$$S_p = K_c S_{\text{уст}} = 0,8 \cdot 34,07 = 27,26 \text{ кВА}$$

Обираємо до встановлення 2 трансформатори типу ТМ-40/10.

Коефіцієнт завантаження ТВП:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{27,26}{2 \cdot 40} = 0,34$$

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

## **7 РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ**

### **7.1. Аргументація вибору системи обліку та контролю споживання енергоресурсів**

До розрахункових засобів обліку електричної енергії належать прилади, що фіксують обсяги виробленої та переданої енергії з метою здійснення грошових розрахунків між сторонами. Такі прилади отримали назву розрахункових лічильників.

У свою чергу, технічний облік застосовується для відстеження споживання електроенергії всередині електрогенерувальних об'єктів, трансформаторних підстанцій, виробничих підприємств, а також у житлових чи інших будівлях. Прилади, які використовуються для цих цілей, називаються лічильниками технічного обліку.

Пристрої, що забезпечують облік для взаєморозрахунків між споживачем і постачальником електроенергії, бажано розміщувати на межі поділу енергетичних мереж за балансом належності сторін. У розподільчих підстанціях енергетичних компаній розрахункові прилади активної енергії необхідно встановлювати на кожній лінії електропередачі, яка під'єднана до споживача.

Лічильники реактивної енергії варто розміщувати на тих же ділянках електричних схем, що й прилади обліку активної енергії, якщо облік ведеться з урахуванням реактивної складової, дозволеної до споживання.

На виробничих об'єктах важливо створити умови для впровадження технічних засобів обліку, що дозволяють контролювати дотримання встановлених норм споживання електроенергії окремими цехами, технологічними процесами чи енергоємним обладнанням. Це також дає можливість аналізувати витрати електроенергії на одиницю виготовленої продукції.

Встановлення приладів технічного контролю допускається на вході до підприємства у випадку, якщо облік для розрахунків здійснюється за

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

допомогою лічильників, розташованих на підстанціях або генераційних об'єктах енергосистеми.

Засоби комерційного обліку монтуються на межі розподілу балансової відповідальності між підприємством і енергетичною компанією, зокрема на ввідних комірках комплектного розподільного пристрою напругою 10 кВ. Втрати електроенергії в кабельній лінії, що подає живлення на завод, визначаються або шляхом обчислень, або як різниця показів між обліковими пристроями, встановленими в 10-кіловольтовому КРП підстанції енергопостачальника, і комерційними лічильниками на підприємстві.

Для фіксації обсягів електроенергії застосовується електронний лічильник. Проведення розрахунків щодо місць розміщення приладів комерційного обліку не є необхідним, оскільки завод отримує електроенергію лише через один кабель, що з'єднує його з підстанцією.

## 7.2. Вибір оптимальної кількості лічильників для технічного обліку на підприємстві

Кількість лічильників, що необхідно встановити на підприємстві, визначається за допомогою наступного розрахунку:

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

де  $P_{\text{ср}}$  – середнє значення споживаної потужності (у даному випадку приймається  $P_{\text{ср}} = P_p$ ),  $k = 0,5$  – коефіцієнт, що відображає ймовірне максимальне навантаження;  $P_{\text{ном}}$  – номінальна потужність лічильників.

Для лічильників трансформаторного типу номінальна потужність розраховується за формулою:

$$P_{\text{ном}} = \sqrt{3}U_n I_n K_U K_{Icp} = \sqrt{3} \cdot 100 \cdot 5 \cdot 100 \cdot 22,4 = 1937,6 \text{ кВт}$$

де  $U_n$  і  $I_n$  - номінальні параметри приладу: напруга та струм (для трансформаторного обліку відповідно  $U_n = 100 \text{ В}$ ,  $I_n = 5$  або  $1 \text{ А}$ ),

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

$K_U$  - коефіцієнт трансформації напруги

$K_I$  – середнє значення коефіцієнта трансформації струму, яке обчислюється за окремою формулою:

$$K_{Icp} = \frac{\sum nK_I}{\sum n} = \frac{4 \cdot 20 + 7 \cdot 32 + 4 \cdot 8}{15} = 22,4$$

Відповідно до розрахунків, кількість лічильників, які слід встановити для технічного контролю на стороні 10 кВ у межах підприємства, становить:

$$N = \frac{P_{cp}}{kP_{ном}} = \frac{9593,24}{0,5 \cdot 1937,61} = 8,9 \approx 9$$

Оскільки це значення збігається з фактичною кількістю комірок (9 одиниць), які передбачені для споживачів на розподільному пункті, доцільно прийняти саме 9 лічильників.  $N = 9$ .

Критерієм доцільності встановлення приладів технічного обліку електроенергії може слугувати наступна умова:

$$\frac{\Delta E - (B_y + B_n + B_n)}{K_y} \geq E_n \quad (7.2)$$

де  $\Delta E$  – прогнозована річна економія, яка очікується внаслідок оптимізації споживання енергії на розглядуваному об'єкті;  $K_y$  – одноразові витрати на закупівлю та встановлення вимірювального обладнання;  $B_y, B_n, B_n$  – щорічні експлуатаційні витрати, пов'язані з технічним обслуговуванням, моніторингом, оновленням норм та заохоченням персоналу за досягнення в енергоощадженні ( $B_y = 5\%$  на технічне обслуговування,  $B_n = 1\%$  на контроль та вдосконалення,  $B_n = 1\%$  на матеріальне стимулювання),  $E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності, розрахований на основі прийнятого нормативного періоду окупності, який за сучасних умов становить 2 роки.

Мінімально допустиме енергоспоживання об'єкта, при якому економічно виправдане встановлення приладів обліку, обчислюється за формулою:

$$P_{найм} \geq \frac{(K_y E_n + I_y + B_n + B_n) \cdot 100}{bTC_E} \quad (7.3)$$

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

де  $b$  – очікуваний відсоток економії завдяки впровадженню системи обліку (приймається  $b = 5 \%$ );  $T$  – кількість годин, протягом яких споживач використовує максимальне навантаження;  $C_E = 2,7$  грн/кВт·год середня вартість 1 кВт·год.

У разі, якщо  $I_y, I_n, I_n$  задається як частка від витрат  $K_y$  то:

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

Загальні витрати  $K_y$  на впровадження технічного обліку на рівні 10 кВ визначаються так:

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

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує монтажні роботи (приймаємо 15 % від вартості обладнання);  $K_{\text{ліч}}$  – ціна лічильника;  $K_U, K_T$  – итрати на комплект трансформаторів напруги і струму.

$$K_y = (1 + 0,15)(1200 + 24500 + 6540) = 37076 \text{ грн.}$$

де  $K_{\text{ліч}} = 1200$  грн. вартість лічильника типу САЗУ-5009;  $K_U = 24500$  грн. ціна двох трансформаторів напруги НАМИ-10;  $K_T = 6540$  грн. витрати на два трансформатори струму типу ТПЛ-10.

Розрахунки показують, що мінімальна потужність, при якій встановлення технічного обліку на стороні 10 кВ є економічно виправданим, становить:

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{37076(0,5 + 0,05 + 0,01 + 0,01) \cdot 100}{5 \cdot 6352 \cdot 2,7} = 24,63 \text{ кВт}$$

Оскільки фактична потужність трансформаторної підстанції (ТП) на один трансформатор  $P_{\text{найм}} \geq 24,63$  кВт суттєво перевищує розраховану межу, впровадження додаткових лічильників технічного обліку поблизу потужних енергоспоживачів, таких як електропечі, є обґрунтованим та ефективним рішенням.

						Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 7.3. Вибір інтегрованих схем обліку та використання додаткових технічних засобів для контролю споживання електроенергії

Струмові трансформатори встановлюють послідовно в електромережі. До їх вторинного контуру підключають амперметри, струмові ланки вимірювальної апаратури та реле — також у послідовному порядку. Для первинного провідника підбирають переріз, виходячи з величини струмів у первинному ланцюзі, а ізоляцію — відповідно до робочої напруги цих кіл.

Зазвичай номінальний струм вторинної обмотки становить 5 ампер, хоча іноді застосовуються трансформатори з вихідним струмом 1 ампер. Через те, що опір приладів, приєднаних до струмового трансформатора, мінімальний, його робота відбувається в режимі, близькому до короткого замикання. Напруга на вихідних контактах вторинної обмотки зазвичай не перевищує кількох вольтів. Однак при розриві її кола цей показник може досягати тисяч вольт, що становить небезпеку. Саме тому категорично заборонено навіть короткочасно переривати ланцюг вторинної обмотки.

На рисунку 7.1 наведено варіанти підключення трансформаторів струму.

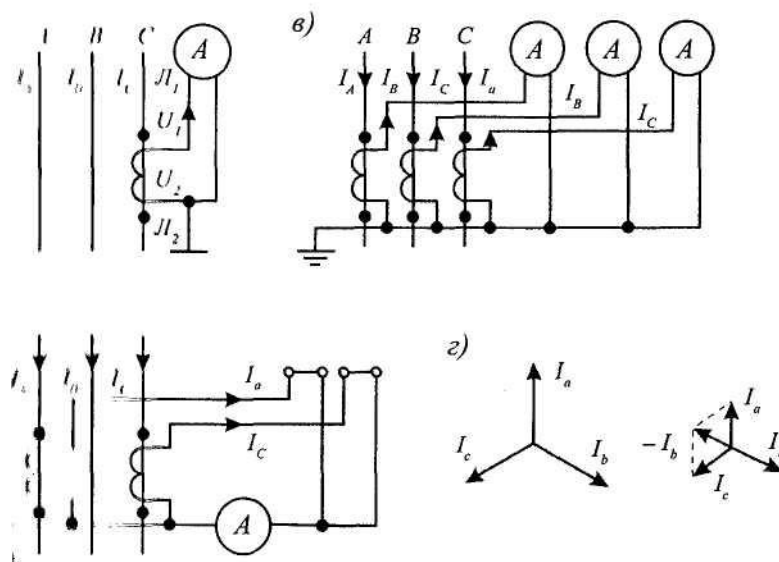


Рисунок 7.1 - Варіанти підключення струмових трансформаторів: а) схема приєднання одного трансформатора; б) з'єднання двох трансформаторів за конфігурацією «неповна зірка»; в) три трансформатори, з'єднані за схемою «повна зірка»; г) векторна схема струмів для варіантів повного та неповного підключення «зірка».

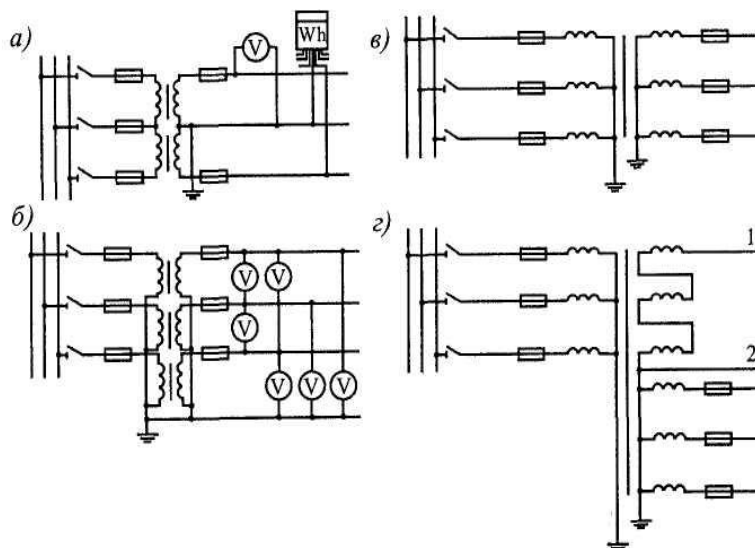


Рисунок 7.2 - Приклади підключення трансформаторів напруги:  
 а) з'єднання двох трансформаторів у конфігурації «відкритий трикутник» (неповна трикутна схема); б) підключення трьох однофазних трансформаторів за зіркоподібною схемою; в) трифазний трансформатор із двома обмотками, з'єднаними у «зірку»; г) трифазний трансформатор із трьома обмотками, де дві з них утворюють схему «зірка», а третя пара (1–2) — конфігурацію «відкритий трикутник».

На рисунку 7.2 зображено варіант підключення лічильника через вимірювальні трансформатори струму та напруги.

Такі трансформатори встановлюють як у відкритих, так і в закритих розподільчих установках. Через контрольні кабелі вони з'єднуються з приладами, розміщеними на щитах або пультах керування розподільчих пристроїв.

Трансформатори струму нульової послідовності зазвичай монтуються безпосередньо на силових кабелях і використовуються в колах релейного захисту.

З метою забезпечення безпеки, вторинні кола трансформаторів необхідно заземлювати — це дозволяє захистити вимірювальні прилади у випадках пошкодження ізоляції як у трансформаторах струму, так і напруги.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

#### 7.4. Визначення електричних схем підключення лічильників та встановлення трансформаторів струму та напруги

Оскільки мережі напругою 10 кВ функціонують з ізольованою нейтраллю, трансформатори струму доцільно встановлювати у фазах А та С.

Підбір трансформаторів струму

Для сторони високої напруги (10 кВ) на вводах від силових трансформаторів обрано трансформатори типу ТПЛ–10–1 УЗ із коефіцієнтом трансформації  $K_T = 150/5$ .

Параметри вибраного трансформатора струму для вводів 10 кВ наведено в таблиці Б1 Додатку Б.

Для оцінки відповідності трансформатора умовам експлуатації виконується розрахунок навантаження на його вторинному боці. З цією метою, орієнтуючись на схему з'єднання та технічні характеристики приладів з каталогу, визначають навантаження окремо для кожної фази.

Розрахунок навантаження на вторинних колах трансформаторів струму представлений в таблиці Б2 Додатку Б.

З аналізу таблиці Б2 випливає, що максимальне навантаження припадає на трансформатор струму, встановлений у фазі А.

Загальний опір вимірювальних приладів розраховується за формулою:

$$Z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 4,1 / 5^2 = 0,164 \text{ Ом.}$$

Опір провідників, що з'єднують трансформатор із приладами, визначається як:

$$r_{\text{пр}} = \rho l_{\text{розрах}} / q = 0,0175 \cdot 10,76 / 2,5 = 0,075 \text{ Ом,}$$

де  $\rho = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$  – питомий опір мідного проводу;  $l_{\text{розрах}} = \sqrt{3}\cdot l = \sqrt{3} \cdot 12 = 10,76 \text{ м}$  – ефективна довжина проводу при підключенні трансформаторів за схемою неповної зірки;  $q = 2,5 \text{ мм}^2$  – площа поперечного перерізу провідника.

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

До сукупного опору враховується також опір контактних з'єднань, який приймається рівним  $r_k = 0,05$  Ом.

Отже, повний опір вторинного кола трансформатора струму становить:

$$z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{пр}} = 0,164 + 0,05 + 0,075 = 0,39 \text{ Ом.}$$

Виконується умова  $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$ ,  $0,39 < 0,4$

На відвідних лініях до трансформаторної підстанції ТП1 передбачено встановлення струмових трансформаторів типу ТЛК-10-1 УЗ з коефіцієнтом трансформації  $K_T = 150/5$ .

Для оцінки відповідності обраних трансформаторів умовам експлуатації здійснюється перевірка по величині навантаження у вторинному колі. Результати обчислень систематизовано у таблиці БЗ Додатку Б.

Згідно з даними таблиці БЗ, найбільше навантаження припадає на трансформатор струму, встановлений у фазі А.

Сумарний опір підключених приладів розраховується наступним чином:

$$z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 12,5 / 5^2 = 0,48 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних провідників визначається за формулою:

$$r_{\text{пр}} = \rho l_{\text{розрах}} / q = 0,0175 \cdot 6,93 / 2,5 = 0,049 \text{ Ом.}$$

Опір контактних з'єднань приймаємо рівним  $r_k = 0,1$  Ом.

Таким чином, загальний опір вторинного кола становить:

$$z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{пр}} = 0,48 + 0,1 + 0,049 = 0,589 \text{ Ом.}$$

Оскільки усі прилади приєднуються через два послідовно з'єднані трансформатори струму, гранично допустиме значення опору зростає удвічі:

$$z_{2\text{ном}} = 2 \cdot 0,4 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Отже, умова допустимого навантаження дотримується, оскільки:

$$z_2 = 0,589 < 0,8 \text{ Ом.}$$

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

### Вибір трансформаторів напруги.

Для секції шин РП на напругу 10 кВ передбачається встановлення трансформаторів напруги типу НАМИ-10. Ці пристрої мають клас точності 0,5S і номінальну потужність 120 В·А.

Розрахунок навантаження у вторинних колах трансформаторів напруги виконано та подано у таблиці Б4 Додатку Б.

Проводимо перевірку вибраних трансформаторів напруги за вторинним навантаженням. Загальна вторинна потужність визначається за формулою:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P^2 + \Sigma Q^2)} = \sqrt{(21,28^2 + 4,46^2)} = 22,7 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Оскільки номінальна потужність трансформатора у класі точності 0,5 S становить 120 В·А, що значно перевищує розрахункове навантаження 22,7 В·А, обраний трансформатор повністю відповідає вимогам експлуатації.

$$S_{2\text{ном}} = 120 \text{ ВА} > 22,7 \text{ ВА}$$

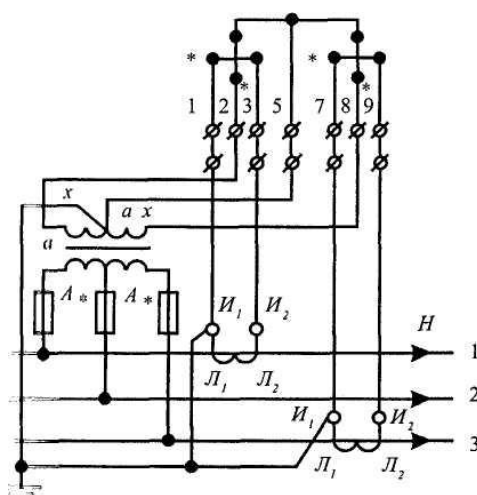


Рисунок 7.3 - Підключення індукційного лічильника електроенергії через вимірювальні трансформатори.

## 8 ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ.

### 8.1. Методи і засоби підвищення точності обліку електроенергії.

Суттєві неточності у вимірюванні електроенергії та потужності можуть спричинити неефективне використання пропускну здатності електромереж, надлишкове резервування потужностей на електростанціях, ускладнення в управлінні режимами роботи енергосистем, а також призвести до фінансових втрат для всіх сторін — виробників, постачальників і споживачів електроенергії.

До складу вимірювальних систем обліку електричної енергії входять такі компоненти, як трансформатори струму і напруги, електролічильники, а також з'єднувальні ланцюги між ними.

У багатьох випадках похибка функціонування наявних систем вимірювання сягає або навіть перевищує 5–10 %, що є абсолютно неприйнятним у сучасних умовах ринку.

Однією з головних причин значних відхилень у вимірюваннях у складі вимірювальних комплексів (ВК) є складні та різноманітні умови експлуатації вимірювальних трансформаторів (ВТ), які встановлюють на об'єктах енергосистем — електростанціях і в мережах. Ці умови включають велику кількість факторів, що мають вплив на точність роботи трансформаторів.

При виході з виробництва ВТ проходять приймально-здавальні випробування, під час яких їх похибки фіксуються у межах допустимих стандартами значень — за заданими діапазонами первинного струму, рівня напруги, навантаження на вторинній стороні та коефіцієнта потужності. Втім, у реальних умовах експлуатації ці пристрої часто працюють поза межами нормованих режимів, де точність уже не гарантується.

До основних параметрів, що впливають на похибки, належать:

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

- Для трансформаторів струму (ТС): величина струму в первинному колі, навантаження на вторинній стороні, його  $\cos\varphi$ , а також струми короткого замикання;

- Для трансформаторів напруги (ТН): рівень навантаження у вторинному колі, коефіцієнт потужності цього навантаження, величина напруги у первинному контурі;

- Спільні для ТС і ТН фактори: частота електромережі, температурні умови навколишнього середовища, наявність гармонічних спотворень у мережі, механічні вібрації при роботі пристроїв, удари при транспортуванні та загальний строк служби.

Коли здійснюються вимірювання, що потребують одночасного використання ТС і ТН, додатково враховуються коефіцієнт потужності та характер навантаження контрольованої ділянки мережі.

Через специфіку будови трансформаторів струму залежність їх точності від параметрів первинного струму та навантаження на вторинній стороні має складну, нелінійну форму, причому навіть пристрої однієї серії можуть демонструвати значний розкид у показниках.

Формули, що застосовуються для визначення похибок ТС, наведені нижче:

$$\delta_I = -100 \cdot \frac{L_{CP} \cdot K_F}{K_I^{1-\gamma} \cdot W_1^{1+\gamma} \cdot I_{1H}^{1+\gamma}} \left( \frac{I_{2H}^2 \cdot Z_2}{4,44 \cdot f_H \cdot S_M} \right)^\gamma \cdot \sin(\psi + \alpha) \quad (8.1)$$

$$\theta_i = 3440 \cdot \frac{L_{CP} \cdot K_F}{K_I^{1-\gamma} \cdot W_1^{1+\gamma} \cdot I_{1H}^{1+\gamma}} \left( \frac{I_{2H}^2 \cdot Z_2}{4,44 \cdot f_H \cdot S_M} \right)^\gamma \cdot \cos(\psi + \alpha) \quad (8.2)$$

де  $\delta_I$  - відносна похибка за струмом, виражена у відсотках, %;

$\theta_i$  - відхилення за фазовим кутом, хв;

$K_I$  - співвідношення фактичного значення струму в первинному колі  $I_I$  до його номінального значення  $I_{1H}$ ;

						Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$I_{2H}$  - значення вторинного струму, передбачене за технічними характеристиками;

$f_H$  - стандартна частота змінного струму;

$W_1$  - кількість витків у первинній обмотці;

$L_{cp}$  - усереднена довжина магнітного кола в осерді;

$Z_2$  - повний опір у вторинному контурі:

$$Z_2 = \sqrt{(R_2 + Z_H \cdot \cos \varphi)^2 + (X_2 + Z_H \cdot \sin \varphi)^2} \quad (8.3)$$

де  $R_2$  - омичний опір вторинної обмотки;

$X_2$  - індуктивний опір вторинної обмотки;

$R_{2H}$  - активна складова опору навантаження на вторинному боці;

$X_{2H}$  - реактивна складова опору вторинного навантаження;

$\varphi$  - фазовий зсув між напругою і струмом на вторинному боці, який використовується для визначення коефіцієнта потужності вторинного навантаження ( $\cos \varphi$ );

$\alpha$  - фазовий кут між електрорушійною силою на виході трансформатора ( $E_2$ ) і струмом вторинного кола ( $I_2$ ):

$$\alpha = \arctg \frac{X_2 + Z_H \cdot \sin \varphi}{R_2 + Z_H \cdot \cos \varphi} \quad (8.3)$$

$\psi$  - кут втрат, який описує співвідношення між активними та реактивними енергетичними втратами в матеріалі, з якого виготовлено магнітопровід:

$$\psi = K_\psi \cdot \left( \frac{K_i \cdot I_{2H}^2 \cdot Z_2}{4,44 \cdot f_H \cdot S_M \cdot I_{1H} \cdot W_1} \right)^\lambda + \psi_0 \quad (8.4)$$

де  $K_\psi$ ,  $K_F$ ,  $\gamma$ ,  $\lambda$  і  $\psi_0$  є коефіцієнтами, значення яких визначаються експериментальним шляхом. Вони залежать від рівня магнітної індукції в осерді трансформатора струму, а також від фізичних властивостей та типу сталі, що використовується для виготовлення магнітопроводу.

Ці коефіцієнти враховуються при моделюванні втрат і впливають на точність визначення кута втрат у магнітному матеріалі.

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

Аналіз виразів (8.1) та (8.2) свідчить про те, що точність трансформаторів струму (ТС) визначається як зовнішніми умовами функціонування в електромережі, так і внутрішніми конструктивними властивостями самих пристроїв.

Упродовж кількох років у випробувальному центрі проводилися дослідження, в яких оцінювався вплив різних зовнішніх факторів на точність вимірювальних трансформаторів. На підставі отриманих експериментальних та аналітичних даних усі ці фактори було класифіковано за ступенем їх впливу на точність вимірювання у три категорії, як наведено в таблиці 8.1.

– Перша категорія охоплює чинники, які суттєво впливають на точність трансформаторів струму та напруги. Вплив таких умов може змінювати загальну похибку більш ніж на 80 % від допустимого значення.

– Друга група включає ті параметри, які мають помірний вплив — вони змінюють похибку у межах від 10 % до 80 % від допустимої похибки.

– Третя група охоплює чинники, чий вплив майже не відчутний. У цьому випадку відхилення залишаються в межах до 10 % від допустимого значення, і тому в більшості випадків можуть бути проігноровані при розрахунках.

Таблиця 8.1- Групування зовнішніх факторів за ступенем впливу на точність вимірювальних трансформаторів струму та напруги

Номер групи	Трансформатори струму (ТС)	Трансформатори струму (ТС)
1	Значення струму в первинному колі, навантаження на виході, $\cos\phi$	Рівень напруги в первинному колі, навантаження, $\cos\phi$
1	Температура навколишнього середовища, струми короткого замикання	Зовнішня температура повітря
3	Частота живлення, вплив вібрацій і транспортування, термін служби.	

Розглянемо більш докладно, як впливають два важливі чинники на точнісні характеристики трансформатора струму — потужність вторинного навантаження та рівень струму в первинному колі відносно номінального (тобто кратність).

Коли опір або потужність навантаження на вторинній стороні ( $Z_{2H}$ ) перевищує номінальне значення, похибки вимірювання з боку ТС помітно зростають. Однак, якщо продовжити збільшувати значення навантаження далі, то кутова похибка, яка спершу також зростає, починає знижуватись і, при суттєвому перевищенні номінального навантаження (в кілька разів), може навіть стати від'ємною [6].

Відповідно до стандарту [7], для трансформаторів струму передбачено допустимі межі відхилень (як по струму, так і по фазі), що залежать від рівня первинного струму  $I_1$ :

- для приладів класів точності 0,2 і 0,5 ці межі діють у діапазоні від 5 % до 120 % номінального струму;
- для класів 0,2S і 0,5S — у ширшому діапазоні, від 1 % до 120 % від номіналу.

Значення допустимих похибок для наведених класів точності представлено в таблиці 8.2 згідно зі стандартом [7].

Таблиця 8.2 - Допустимі межі похибок для вимірювальних трансформаторів струму згідно стандарту

Клас точності ТС	Рівень первинного струму, % від $I_{ном}$	Граничні значення струмової та кутової похибки	
		Струмова похибка, $\delta_i, \%$	Кутова похибка, $\theta_i, \%$ мин.
0,2	5	$\pm 0,75$	$\pm 30$
	20	$\pm 0,35$	$\pm 15$
	100 – 120	$\pm 0,2$	$\pm 10$
0,2S	1	$\pm 0,75$	$\pm 30$
	5	$\pm 0,35$	$\pm 15$
	20	$\pm 0,2$	$\pm 10$
	100	$\pm 0,2$	$\pm 10$
	120	$\pm 0,2$	$\pm 10$
0,5	5	$\pm 1,5$	$\pm 90$
	20	$\pm 0,75$	$\pm 45$
	100 – 120	$\pm 0,5$	$\pm 30$
0,5S	1	$\pm 1,5$	$\pm 90$
	5	$\pm 0,75$	$\pm 45$
	20	$\pm 0,5$	$\pm 30$
	100	$\pm 0,5$	$\pm 30$
	120	$\pm 0,5$	$\pm 30$

На рисунках 8.1 та 8.2 подано графічне зображення допустимих меж похибок відповідно до вимог стандарту [7].

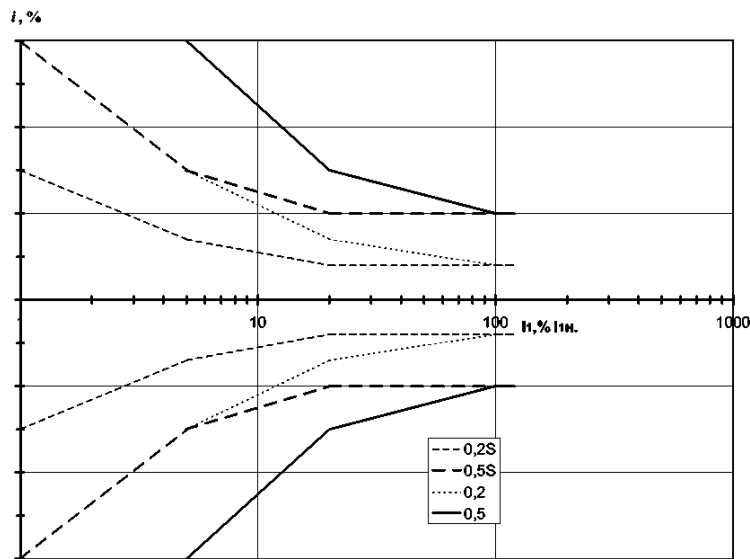


Рисунок 8.1 — Межі допустимої струмової похибки для вимірювальних трансформаторів струму відповідно до класів точності, встановлених у стандарті ДСТУ 7746-2001.

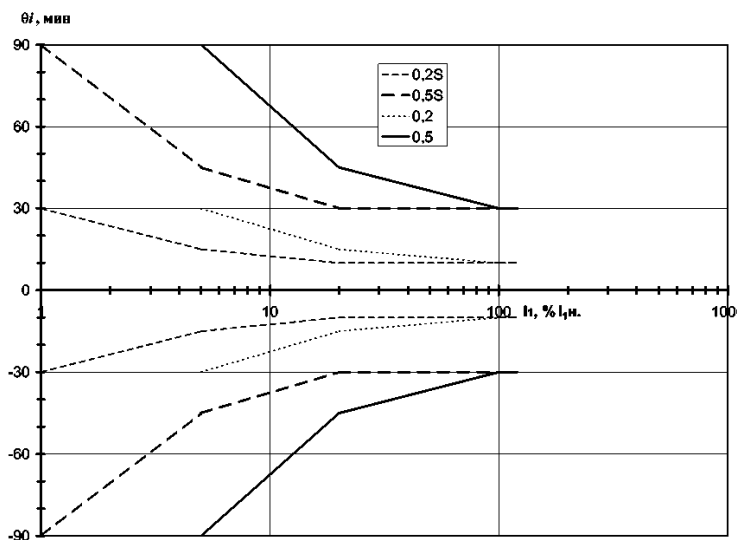


Рисунок 8.2 — Допустимі межі кутової похибки для трансформаторів струму різних класів точності згідно з вимогами стандарту ДСТУ 7746-2001.

Відповідно до вимог стандарту [7], потужність вторинного навантаження трансформатора струму повинна знаходитися в межах від 25 % до 100 % від його номінального значення, а коефіцієнт потужності навантаження повинен дорівнювати 0,8 або 1.

Як видно з графіків на рисунках 8.1 і 8.2, трансформатори струму класів точності 0,2S і 0,5S демонструють менші значення похибок у діапазоні низьких струмів — нижче 20 % від номінального — ніж аналоги класів 0,2 та 0,5.

У дослідженнях доведено, що перевищення допустимої потужності вторинного навантаження суттєво погіршує точність вимірювання: трансформатор струму з класом точності 0,5 за певних умов може виявляти похибки, характерні для класу 1,0.

На рисунках 8.3 і 8.4 наведено залежність середнього значення похибки трансформатора типу ТПОЛ-10 (клас точності 0,5) від величини навантаження у вторинному колі.

Із поширенням електронних лічильників для комерційного обліку електроенергії, які мають значно нижче споживання енергії порівняно з індукційними приладами, питання відповідності вимірювальних характеристик трансформаторів струму в умовах малих навантажень набуває особливої актуальності.

Згідно зі стандартом на електронні засоби обліку, активна потужність, яку споживає паралельний (напруговий) канал лічильника, не повинна перевищувати 10 В·А, а струмовий (послідовний) — 1 В·А. Насправді ж, фактичні значення можуть бути ще меншими.

Найпоширеніші моделі трансформаторів струму на напругу 10 кВ зазвичай розраховані на номінальне вторинне навантаження 10 В·А. Але при цьому споживана потужність струмового каналу електронного лічильника, що становить близько 1 В·А, значно нижча за мінімально допустимий рівень у 3,75 В·А, визначений стандартом.

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

У більшості випадків трансформатори струму характеризуються від'ємною струмовою похибкою в усьому діапазоні первинних струмів. Проте для окремих типів ТС ця похибка може набувати додатного значення при струмах, близьких до номінальних. Якщо ж потужність вторинного навантаження зменшується нижче допустимої межі, струмова похибка здатна перевищити верхнє граничне значення, установлене стандартом.

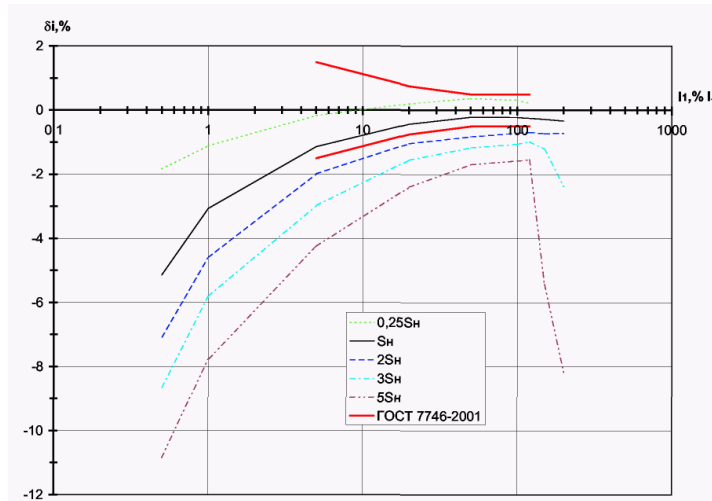


Рисунок 8.3 — Вплив первинного струму на струмову похибку трансформатора струму типу ТПОЛ-10-300/5 за різних значень потужності вторинного навантаження.

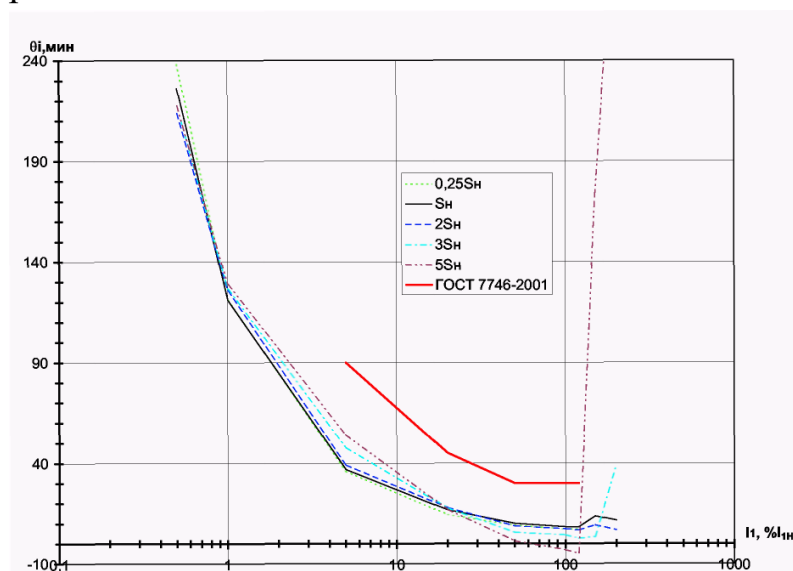


Рисунок 8.4 — Зміна кутової похибки трансформатора струму ТПОЛ-10-300/5 залежно від величини первинного струму при різних значеннях вторинного навантаження.

На рисунках 8.5 і 8.6 представлені графіки похибок трансформатора струму типу ТПОЛ-10, класу точності 0,5, для випадків з номінальним значенням вторинного навантаження та без нього. Із графіків видно, що за відсутності підключеного навантаження струмова похибка може перевищувати допустимі межі, установлені для класу точності 0,5.

На рисунках 8.7 і 8.8 наведені залежності похибок для ТС типу ТПОЛ-10, але вже класу точності 0,5S, також для умов з номінальним навантаженням і без нього.

Щодо впливу кратності первинного струму: при її зниженні як струмова, так і кутлова похибки зростають. Це зростання має нелінійний характер через залежність коефіцієнтів  $K_{\psi}$ ,  $K_F$ ,  $\gamma$  і  $\lambda$  від рівня індукції в магнітному сердечнику.

У більшості випадків трансформатори струму працюють у режимі зниженого навантаження по первинному струму. Часто пристрої з класами точності 0,5 або 1 експлуатуються при рівні струму, який становить менше ніж 5 % від номінального значення.

Це зумовлено кількома чинниками:

- під час проектування електроустановок коефіцієнти трансформації ТС зазвичай брали із запасом, орієнтуючись на розрахункову потужність;
- трансформатори добиралися з урахуванням підвищених вимог до стійкості проти короткочасних перевантажень, зокрема струмів короткого замикання.

Досить часто пред'являються вимоги щодо значного підвищення здатності трансформаторів витримувати теплове навантаження від струмів, при цьому без зміни їхніх габаритних розмірів. Також нерідко запитуються трансформатори, що мають окремі вимірювальні обмотки, розраховані на первинний струм, який суттєво менший від струму, на який налаштовані захисні обмотки.

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

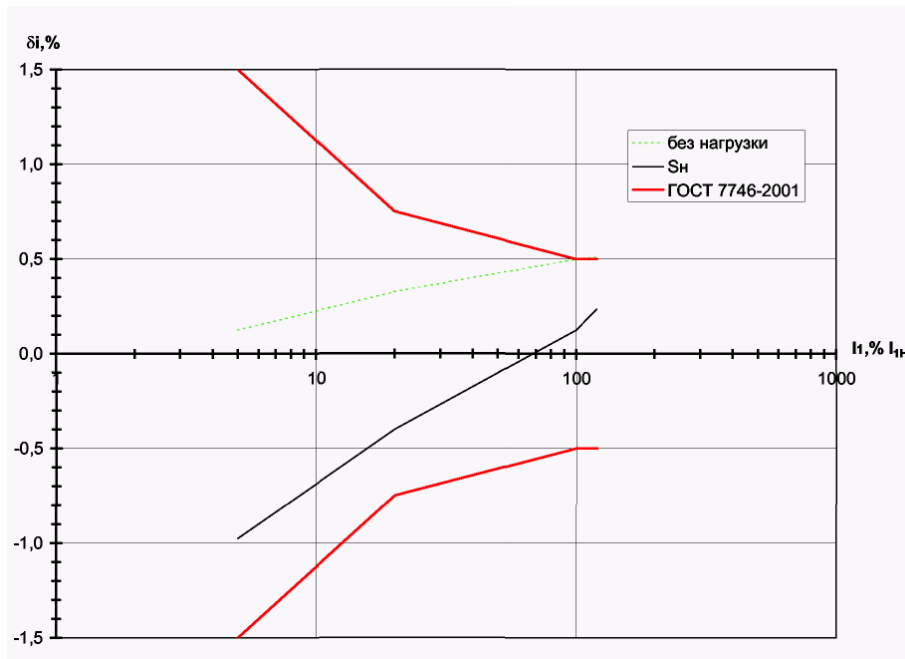


Рисунок 8.5 - Характер зміни струмової похибки трансформатора струму типу ТПОЛ-10-300/5, що належить до класу точності 0,5.

Однак здатність такого трансформатора струму витримувати термічні та динамічні навантаження визначається параметрами первинної обмотки, яка проєктувалася для роботи з меншими струмами. Вимога щодо мінімального струму у вторинному колі, який має становити не менше 5 %, не враховує, що для трансформаторів струму з класами точності 0,5S і 0,2S допускаються такі ж похибки при 1 % номінального струму первинної обмотки, як і для класів 0,5 та 0,2 при 5 %.

З огляду на це, моделі з точністю 0,2S та 0,5S слід використовувати у випадках, коли контрольований струм не перевищує 5 % від номінального значення.

На рисунках 8.9 і 8.10 показані графіки похибок трансформаторів струму типу ТПОЛ 10 для класів 0,5 та 0,2S. З них видно, що пристрої з класом точності 0,2S демонструють у кілька разів меншу похибку порівняно з аналогами класу 0,5.

Ще однією перевагою трансформаторів струму з класами точності 0,5S і 0,2S є значно нижчий рівень кутових похибок порівняно з пристроями, у яких магнітопровід виготовлений із електротехнічної сталі.

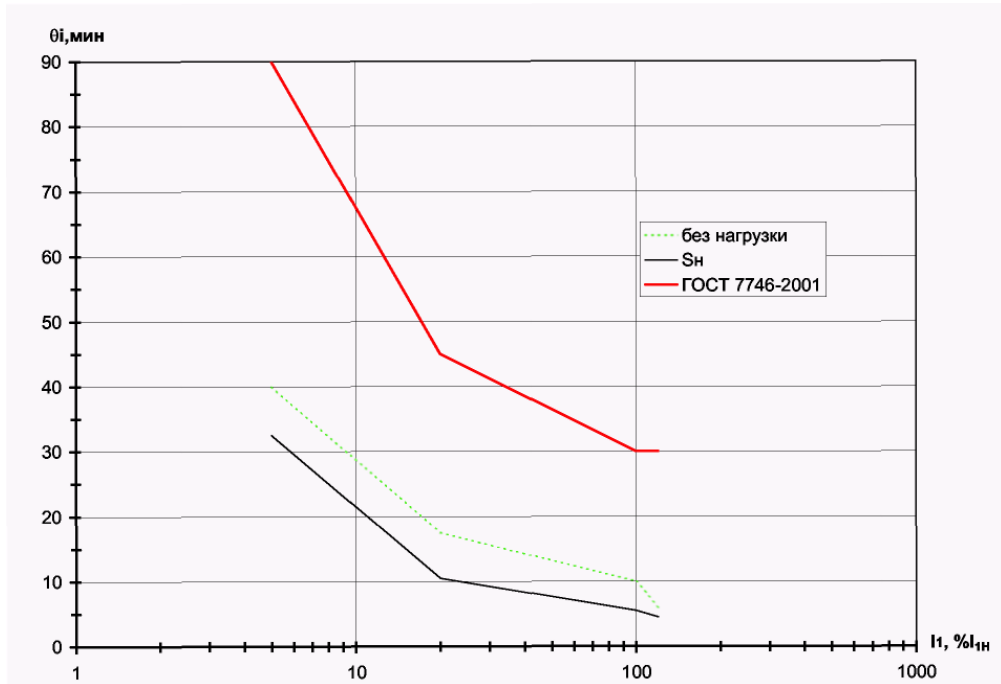


Рисунок 8.6 - Кутові похибки ТС ТПОЛ-10- 300/5 класу точності 0,5.

У разі наявності активно-індуктивного навантаження зниження кута на вторинному боці вимірювального трансформатора призводить до того, що при невеликих значеннях первинного струму активна енергія фіксується з додатною похибкою, тоді як реактивна — з від'ємною. Це зумовлює завищене значення  $\cos\varphi_i$  контролюваного об'єкта [27].

При подальшому зменшенні  $\cos\varphi_i$  вплив кутових похибок вимірювального трансформатора стає домінуючим, і в результаті похибка вимірювання активної енергії в трансформаторній схемі підключення лічильника ( $\delta_c$ ) може у кілька разів перевищувати як похибку напруги трансформатора напруги ( $\delta_u$ ), так і струмову похибку трансформатора струму ( $\delta_i$ ).

Отже, вплив кутових похибок вимірювального трансформатора зумовлює те, що точність вузла комерційного обліку визначається не лише параметрами, які прямо формують метрологічні властивості ВТ, а й залежить

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

від типу навантаження та значення коефіцієнта потужності приєднання, яке контролюється.

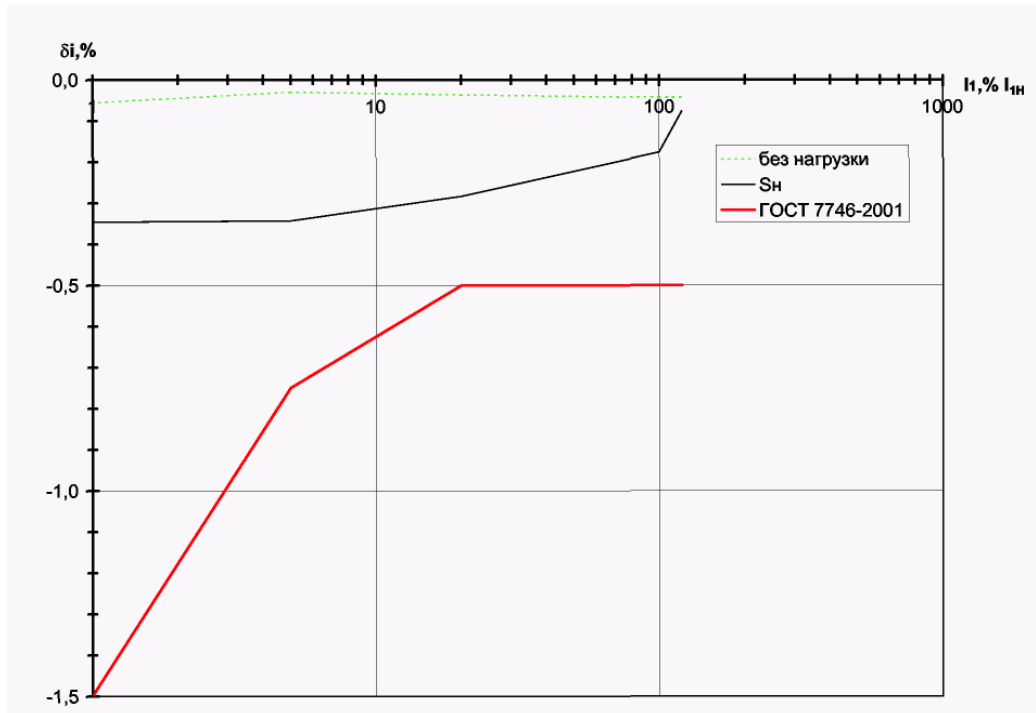


Рисунок 8.7 — Струмові похибки трансформатора струму типу ТПОЛ-10-300/5 з класом точності 0,5S.

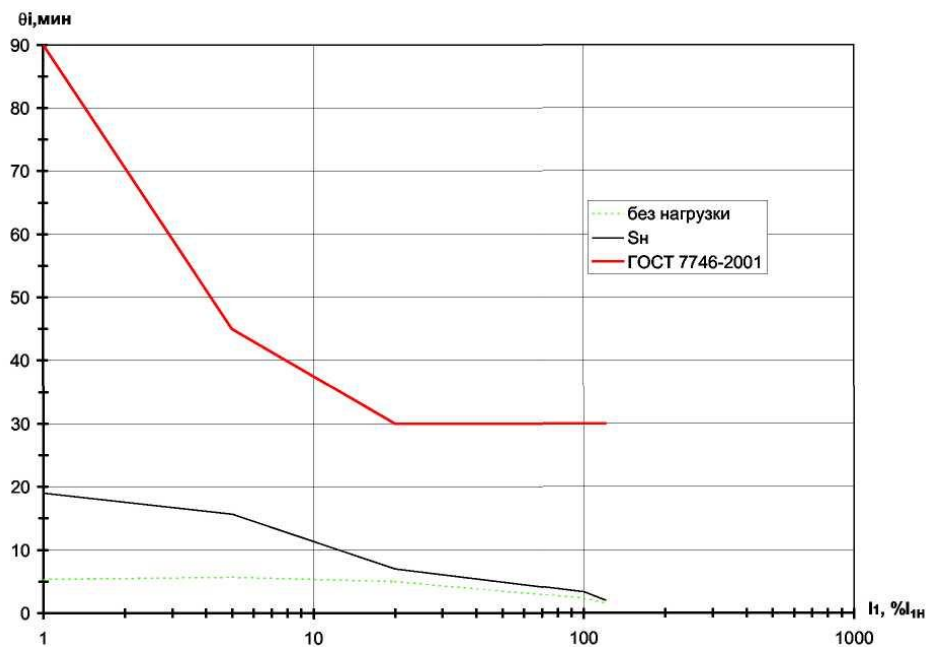


Рисунок 8.8 — Кутові похибки трансформатора струму ТПОЛ-10-300/5 класу точності 0,5S.

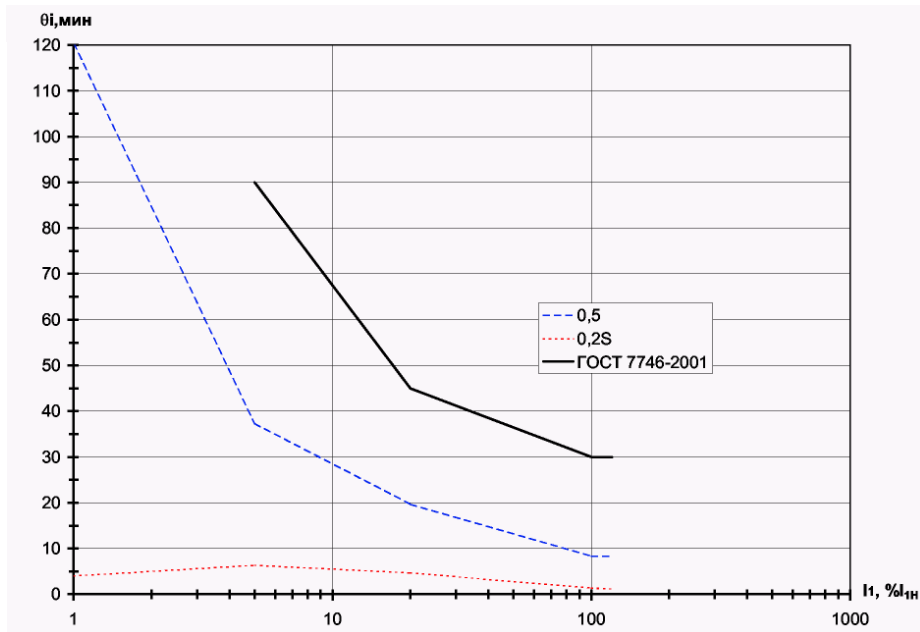


Рисунок 8.9 — Струмові похибки трансформатора струму ТПОЛ-10-300/5 для класів точності 0,5 та 0,2S.

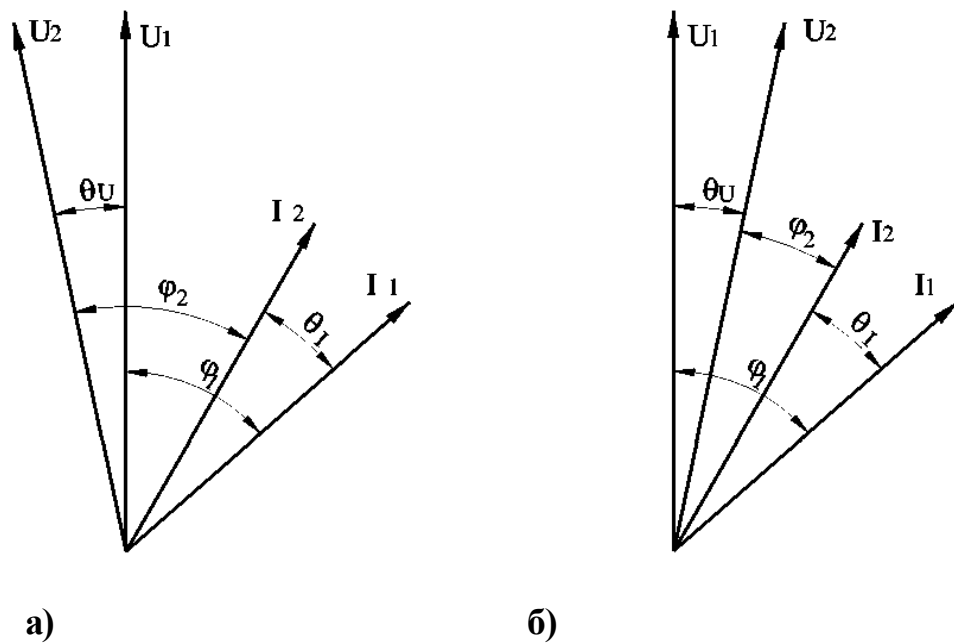


Рисунок 8.11 — Векторна діаграма струмів і напруги в умовах активно-індуктивного навантаження приєднання:

а — позитивні похибки як трансформатора струму (ТС), так і трансформатора напруги (ТН);

б — трансформатор струму має позитивну похибку, тоді як похибка трансформатора напруги є негативною.

Нижче наведено вплив залишкового намагнічування, що виникає після проходження струмів короткого замикання, яке може істотно підвищити похибки трансформатора струму і спричинити втрату відповідності заявленому класу точності.

Однак трансформатори струму з класами точності 0,5S і 0,2S завдяки особливим властивостям магнітопровідного матеріалу практично не реагують на дію струмів КЗ.

На сьогодні підприємства-виробники серійно випускають трансформатори струму класів напруги від 0,66 до 35 кВ з точністю 0,2S і 0,5S. Застосування спеціальних магнітних сплавів дозволило досягти високої точності без необхідності збільшення габаритів або маси пристроїв.

Водночас трансформатори струму з класами точності 0,5S і 0,2S потребують суворого дотримання нормативних вимог щодо потужності вторинного навантаження [28].

У зв'язку з широким запровадженням систем комерційного обліку було реалізовано низку удосконалень ТС для класів напруги 10–35 кВ, зокрема:

- Запроваджено пломбування виходів вимірювальних обмоток за допомогою захисної кришки, яка унеможливорює несанкціонований доступ;
- Освоєно серійне виготовлення трансформаторів струму з трьома або чотирма вторинними обмотками, одна з яких — для комерційного обліку — має клас точності 0,5S або 0,2S, а інші призначені для технічного обліку чи релейного захисту;
- Випуск ТС із класами точності 0,5S і 0,2S здійснюється відповідно до вимог споживача, з номінальною потужністю вимірювальних обмоток у діапазоні від 1 до 30 В·А.

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

## 8.2 Вплив струмів короткого замикання на похибки трансформаторів струму

Активне впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в Україні викликає багато питань щодо точності такого обліку, що залежить від великої кількості різноманітних факторів. Під час експлуатації трансформатори струму (ТС) зазнають впливу різних зовнішніх умов, які можуть змінювати їх метрологічні характеристики. Одним із таких факторів є струми короткого замикання. При короткому замиканні струм, що проходить через ТС, має такі особливості:

- значне перевищення номінального первинного струму, іноді в сотні разів;
- наявність аперіодичної складової в струмовій кривій;
- при відключенні струму КЗ він припиняється не в момент нульового переходу струму.

Усі ці особливості можуть спричинити насичення магнітопровода трансформатора струму до максимальної індукції насичення. Після ліквідації короткого замикання, під час роботи в мережі змінного струму, магнітопровід поступово розмагнічується, і точність вимірювань відновлюється. Швидкість розмагнічування залежить як від зовнішніх факторів — величини первинного струму, потужності вторинного навантаження, так і від конструктивних характеристик трансформатора струму, зокрема матеріалу магнітопровода, кількості витків первинної обмотки тощо.

### Програма випробувань ТС

Були проведені дослідження впливу залишкового намагнічування, що виникає після проходження струмів короткого замикання, на похибки трансформаторів струму. Випробування проводились на моделях ТОП-0,66-100/5 класу напруги 0,66 кВ та ТПОЛ-10-300/5 класу напруги 10 кВ. Трансформатори з класом точності 0,5 мають магнітопроводи зі сталі електротехнічного призначення, тоді як пристрої з класом точності 0,2S

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

оснащені магнітопроводами з аморфного сплаву. Для досліджень було випробувано по п'ять трансформаторів класу 0,5 та по три одиниці класу 0,2S кожного типу, у режимі максимально можливого насичення магнітопровода.

Дослідження впливу залишкового намагнічування після проходження струмів короткого замикання здійснювалося за такою методикою:

1. Магнітопровід трансформатора струму розмагнічували відповідно до [7], після чого визначали струмові та кутові похибки в діапазоні первинного струму від 0,5 до 120 % від номінального значення при номінальному вторинному навантаженні з  $\cos \varphi = 0,8$ .

2. Через вторинну обмотку ТС, при відключеній первинній обмотці, подавали постійний струм із джерела, що відповідає максимальній індукції насичення. Потім струм відключали вимикачем, залишаючи магнітопровід у насиченому стані.

3. Визначали струмові і кутові похибки трансформатора зі збереженим залишковим намагнічуванням згідно з методикою [7].

4. Магнітопровід знову насичували, після чого на стенді встановлювали первинний струм, рівний 120 % номіналу, і фіксували час, за який похибки насиченого трансформатора повернуться до рівня розмагніченого.

Час розмагнічування визначали також при значеннях струму 100 %, 50 %, 20 % та 5 % від номінального первинного струму. Якщо час відновлення похибок перевищував 8 годин, експерименти припиняли.

Результати випробувань.

На рисунках 8.12 та 8.13 наведено графіки залежності струмової та кутової похибок від величини первинного струму (математичне очікування) для досліджуваних трансформаторів класу точності 0,5. Аналіз цих графіків показує, що при намагнічуванні ТОП-0,66 струмова похибка стає більш негативною і виходить за межі похибки, дозволеної стандартом [7] для класу точності 0,5. Для ТПОЛ-10 при намагнічуванні як струмова, так і кутова похибки перевищують допустимі значення за стандартом.

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

Дослідження довели, що залишкове намагнічування значно впливає на точність трансформаторів з магнітопроводом із електротехнічної сталі. Похибки всіх випробуваних пристроїв у стані намагнічування не відповідають класу 0,5. Найбільший вплив спостерігається при малих первинних струмах — нижче 20 % номіналу.

При роботі трансформаторів зі струмами 100 % та 120 % номінального значення і номінальному вторинному навантаженні час розмагнічування складає приблизно 1 хвилину для ТОП-0,66 і близько 30 хвилин для ТПОЛ-10. При струмі 50 % від номіналу струмова похибка протягом перших 10 секунд швидко зменшується, після чого процес сповільнюється і з часом повертається до вихідного рівня за 30 хвилин для ТОП-0,66 та 3 години для ТПОЛ-10. При струмах 20 % і 5 % від номінального значення розмагнічування практично не відбувається, і похибки не відновлюються навіть після 8 годин.

Методи розмагнічування.

Для розмагнічування магнітопровода трансформатора струму відповідно до стандарту [7] використовують три основні способи:

1. Вторинну обмотку замикають на резистор потужністю 250 Вт та опором 10 Ом і через первинну обмотку пропускають номінальний струм (див. рис. 8.16). Потім цей струм поступово знижують до значення, що не перевищує 2 % від номінального.

2. При розімкненій вторинній обмотці через первинну пропускають струм, що становить 10 % від номінального, після чого плавно знижують його до не більше 0,2 % від номінального.

3. Через вторинну обмотку при відключеній первинній подають струм, який становить 10 % від номінального, і поступово знижують його до рівня не більше 0,2 % від номіналу.

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

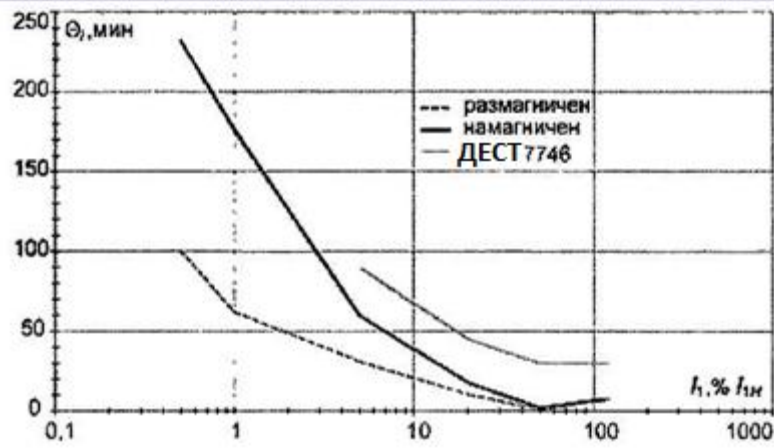


Рисунок 8.12 - Зміна струмової похибки трансформатора струму ТОП-0,66-100/5 залежно від величини первинного струму в умовах намагнічування.

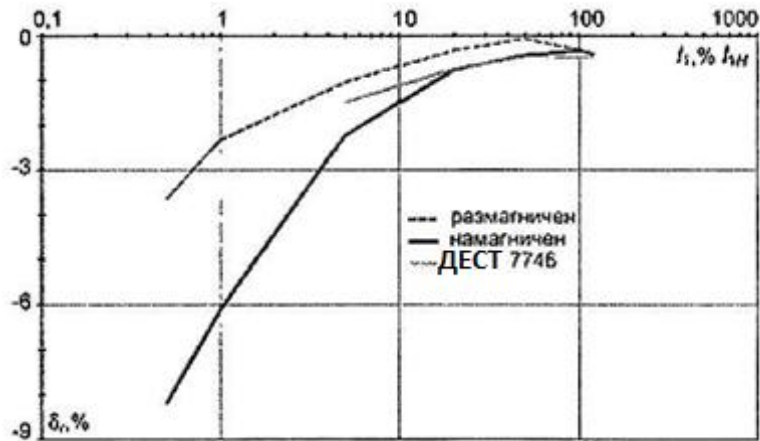


Рисунок 8.13 - Залежність кутової похибки трансформатора струму ТОП-0,66-100/5 від величини первинного струму в стані намагнічування.

Однак усі ці способи не застосовуються під час експлуатації трансформаторів струму, оскільки вимагають розмикання вторинної обмотки, що може спричинити пошкодження пристрою, або не гарантують повного розмагнічування через те, що первинний струм зазвичай не досягає номінального значення. Крім того, третій метод потребує вимкнення трансформатора та підключення додаткового джерела живлення.

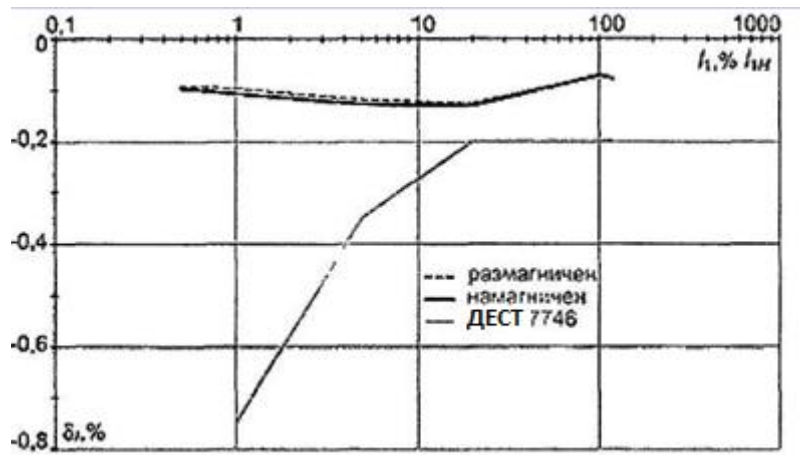


Рисунок 8.14 - Зміна струмової похибки трансформатора струму ТОП-0,66-100/5 класу точності 0,2S залежно від величини первинного струму в умовах намагнічування.

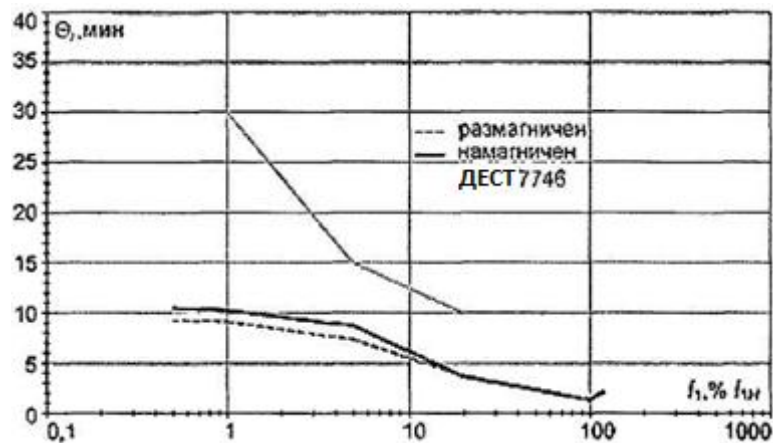


Рисунок 8.15 - Залежність кутової похибки трансформатора струму ТОП-0,66-100/5 класу точності 0,2S від величини первинного струму в стані намагнічування.

Стає зрозуміло, що для уникнення впливу залишкового намагнічування після проходження струмів короткого замикання слід використовувати трансформатори струму класів точності 0,5S і 0,2S, виготовлені з аморфних або нанокристалічних сплавів. На рисунках 5–8 наведені графіки, що показують залежність струмової та кутової похибок від величини первинного струму (математичне очікування) для згаданих трансформаторів класу 0,2S з магнітопроводами з аморфного матеріалу.

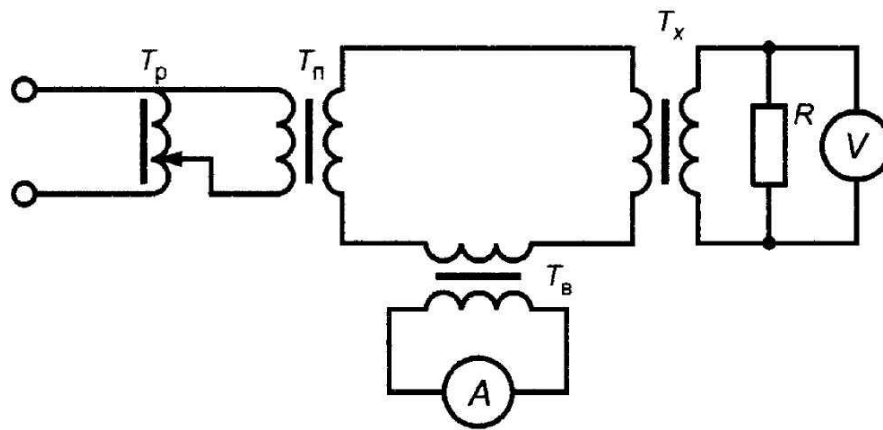


Рисунок 8.16 - Схема розмагнічування трансформатора струму.

$T_p$  — пристрій регулювання (автотрансформатор);  
 $T_n$  — понижуючий силовий трансформатор;  $T_x$  — трансформатор струму для перевірки;  $T_b$  — додатковий трансформатор струму;  $R$  — резистор.

На графіках лінією відображено межі похибок, встановлені стандартом [7] для класу точності 0,2S. З рисунків видно, що залишкове намагнічування майже не впливає на похибки трансформаторів струму цього класу точності.

### 8.3. Оцінка надійності функціонування трансформаторів напруги в діапазоні 3–35 кВ.

Для підвищення стійкості роботи трансформаторів напруги (ТН) до резонансних явищ розроблено багато варіантів конструкцій, в яких використовуються різні методи підвищення надійності. Часто це відбувається за рахунок точності вимірювань — головної функції ТН. Як зазначено в [29], «призначення ТН — метрологічне забезпечення електричних мереж, а не вплив на процеси в них». Відповідно до стандарту [6], ТН мають передавати сигнал «вимірювальної інформації» до приладів для обліку, захисту, автоматики, сигналізації та управління.

У мережах з напругою 3–35 кВ трансформатори напруги виконують два ключові завдання:

- забезпечують технічний і комерційний облік електроенергії;

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

- передають сигнали релейного захисту для виявлення аварійних режимів, зокрема для контролю стану ізоляції мережі.

ТН можуть бути призначені як для виконання одного з цих завдань, так і одночасно для обох.

Різновиди трансформаторів напруги у мережах класу 3–35 кВ здебільшого поділяються на три типи:

- однофазні трансформатори без заземлення;
- однофазні трансформатори із заземленням;
- трифазні трансформатори.

Трансформатори напруги без заземлення підключаються до лінійної напруги і тому використовуються виключно для обліку електроенергії. Однофазні ТН із заземленням зазвичай оснащені додатковою вторинною обмоткою, яка призначена для контролю ізоляції мережі. Аналогічно, трифазні трансформатори напруги також можуть мати додаткову вторинну обмотку для здійснення ізоляційного контролю.

Метрологія. Відповідно до [6], метрологічні параметри трансформаторів напруги (ТН) визначаються для первинної напруги в межах від 80% до 120% від номінального значення. Перевірка ТН під час випуску здійснюється за методикою [30] у тому ж діапазоні, однак на практиці часто трапляються випадки, коли ТН експлуатуються при напругах, що виходять за межі вимог ДЕСТ 1983–2001. У мережах з класом напруги 3–35 кВ найчастішим аварійним режимом є однофазні дугові замикання (ОДЗ). Під час появи ОДЗ у мережі із ізольованою нейтраллю напруга на непошкоджених фазах підвищується від фазної до лінійної, що призводить до роботи ТН майже при подвоєній номінальній напрузі. Згідно зі стандартом [6], трансформатор напруги повинен витримувати роботу при 1,9 номінальної напруги протягом 8 годин. У дослідженні [31] наведені осцилограми, що демонструють перенапруження до рівня подвійної фазної напруги під час ОДЗ в мережі з ізольованою нейтраллю. Водночас у таких

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

режимах ТН працюють за межами діапазону первинної напруги, для якого встановлені метрологічні характеристики за стандартом [6].

Через виникнення несиметрії магнітного потоку трифазний трансформатор може значно впливати на точність системи обліку електроенергії. Проте питання метрологічних характеристик трифазних трансформаторів при несиметрії фазної напруги залишаються практично нерозробленими. У дослідженні [32] було проаналізовано похибки вимірювання електроенергії для різних комбінацій вимірювальних трансформаторів напруги (ТН), трансформаторів струму (ТС) та лічильників електроенергії, а саме:

- два ТН, підключені у неповний трикутник, що не заземляються, та два ТС;
- два ТН, що не заземляються, і три ТС;
- три ТН, зірка із заземленою нейтраллю, і два ТС;
- три ТН, зірка із заземленою нейтраллю, і три ТС.

Різні схеми підключення дають змогу проаналізувати вплив несиметрії фазної напруги на точність вимірювань. Похибки були визначені як для двоелементних, так і для трьохелементних лічильників. Виявлено, що найбільші похибки спостерігаються при використанні схеми з двома трансформаторами напруги (ТН) та двома трансформаторами струму (ТС), відомої як схема Арона, особливо у мережах із ізольованою нейтраллю в умовах несиметрії.

За підсумками досліджень зроблено висновок, що для точного обліку в трипровідній системі з ізольованою нейтраллю рекомендовано застосовувати три ТН, з'єднані за схемою зірки з заземленою нейтраллю, три ТС, також сполучені в зірку, а також трьохелементний лічильник електроенергії. При цьому важливо, щоб трансформатори напруги відповідали класу точності при збільшенні первинної напруги з фазної до лінійної.

На рисунках 8.17 і 8.18 показані графіки похибок трансформаторів напруги ЗНОЛ.06 класу 10 кВ у діапазоні від 5% до 190% від номінального

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

значення первинної напруги. З графіків видно, що похибки однофазних заземлених трансформаторів напруги залишаються у межах встановленого класу точності на всьому розглянутому діапазоні.

Згідно зі стандартом [6], існує два основних способи підключення трансформаторів напруги (ТН):

1. Два незаземлених ТН, підключених у неповний трикутник;
2. Схеми з заземленням нейтралі ТН.

Перший варіант дозволяє отримувати точні вимірювання лише за умови симетричного режиму роботи і має перевагу у вигляді відсутності резонансних явищ. Другий спосіб підключення підходить для несиметричних режимів, але через наявність зв'язку з землею підвищується ймовірність резонансних процесів. Через це для комерційного обліку електроенергії рекомендується використовувати схему, яка включає три однофазні ТН без заземлення, три трансформатори струму та трьохелементний лічильник.

Обмотки трансформаторів напруги з боку високої напруги з'єднуються за схемою трикутника, так само як і обмотки низьковольтної сторони. Цей спосіб підключення має кілька важливих переваг:

- вторинна напруга утворює трикутник, який відповідає формі трикутника напруги в мережі у будь-яких режимах;
- при однофазному дуговому замиканні (ОДЗ) показники лічильників і ТН залишаються в межах нормованих напруг;
- підвищується надійність обліку, адже ТН практично не піддаються резонансним явищам;
- несиметрія фазних напруг не впливає на точність вимірювань.

Варто зазначити, що ця схема призначена виключно для комерційного обліку електроенергії.

Надійність трансформаторів напруги значною мірою залежить від стійкості до резонансних явищ, які можуть викликати проходження через їхні обмотки струмів, що значно перевищують допустимі значення. У роботі [33]

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

наведено основні фактори, що призводять до пошкоджень ТН, серед яких особливо небезпечним є режим перемежуючої дуги. У 1992 році були проведені спеціальні випробування, спрямовані на визначення стійкості ТН до впливу перемежуючої дуги. Схема цих випробувань представлена на рисунку 8.19.

Для імітації дугового замикання фази на землю використовувався спеціальний пристрій, а також оцінювався нагрів обмоток ТН при різних номінальних значеннях резистора  $R_n$ .

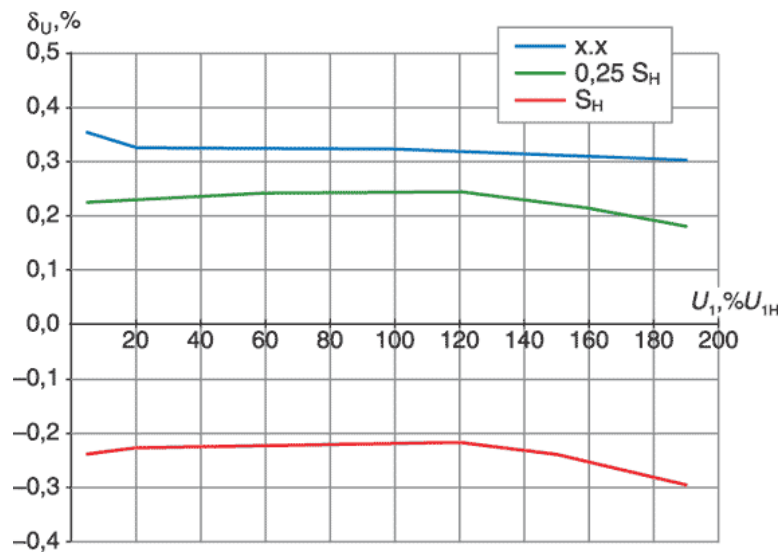


Рисунок 8.17 - Зміна похибки напруги трансформатора напруги ЗНОЛ.06 в залежності від величини первинної напруги.

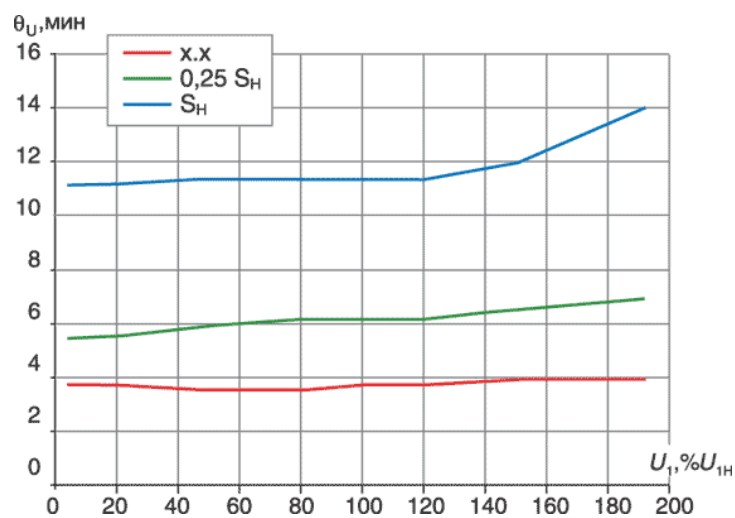


Рисунок 8.18 - Залежність кутової похибки трансформатора напруги ЗНОЛ.06 від величини первинної напруги.

За результатами випробувань було встановлено, що мінімальний нагрів обмоток трансформатора напруги спостерігається при певному опорі резистора в нейтральному ланцюзі. При значеннях опору, як більших, так і менших за це оптимальне, нагрів обмоток різко збільшується.

Рекомендовано встановлювати резистор із опором 1000 Ом у заземлювальному колі високовольтної обмотки для трансформаторів типу ЗНОЛ.06 класу 6 кВ та резистор на 800 Ом для трансформаторів класу 10 кВ.

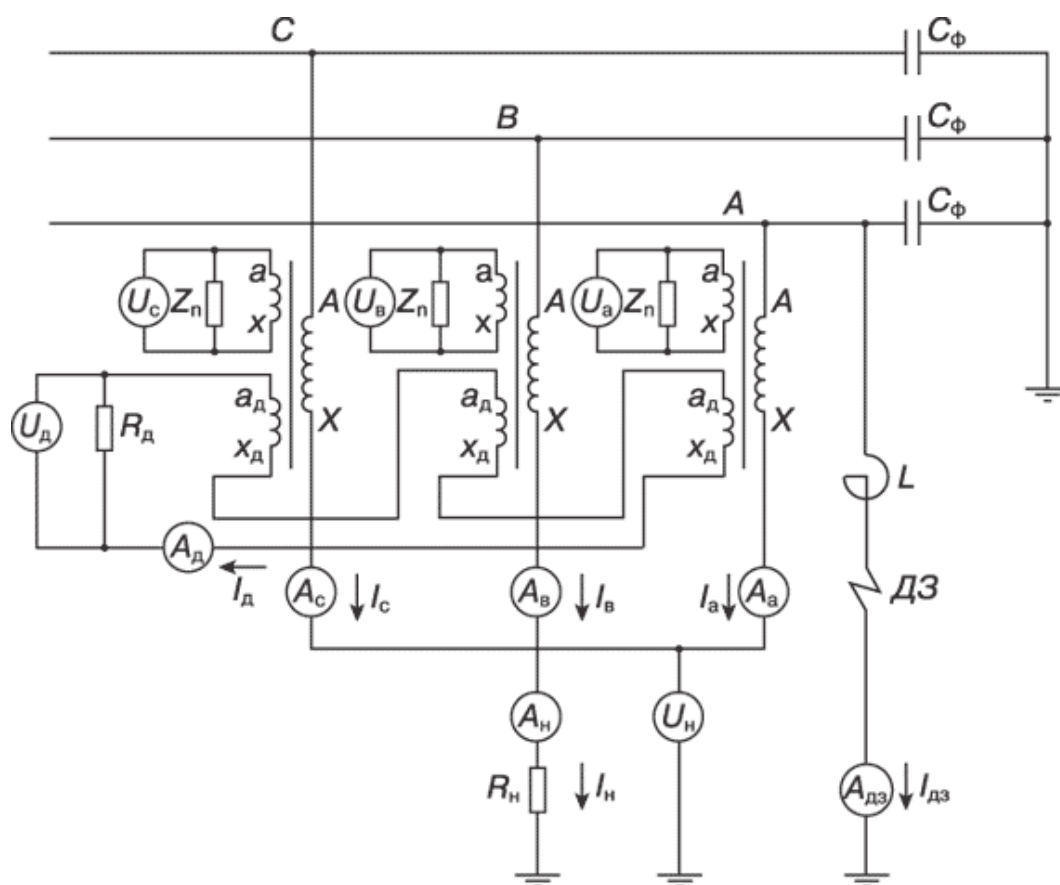


Рисунок 8.19 - Схема випробувань трансформатора напруги на стійкість до перемежуючої дуги.

$C_\phi$  – конденсатор з ємністю 0,8 мкФ, який відтворює електричну ємність лінії;  $L$  – індуктивна котушка з параметром 80 мГн, що моделює індуктивність цієї ж лінії;  $R_d$  – резистор на 25 Ом, встановлений у контурі неповного трикутника додаткових обмоток трансформатора напруги (ТН);  $R_n$  – додатковий резистивний елемент, величина якого визначається за

					Арк.
					76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

результатами теплових випробувань трансформаторів;  $Z_n$  – навантажувальний опір головної обмотки ТН; ДЗ – апарат для перемикання переривчастої електричної дуги;  $A$  і  $U$  – прилади, що застосовуються для вимірювань.

У подальшому для підвищення надійності трансформаторів напруги було розроблено моделі з інтегрованими захисними елементами.

Під час однофазного замикання на землю (ОДЗ) через високовольтну обмотку трансформатора напруги проходять імпульсні струми з частотою, що відповідає виникненню дуги. Це спричиняє перегрів обмоток і може призвести до виходу з ладу трансформатора на тривалий час. Стандартні запобіжники не здатні ефективно захистити ТН у разі струмів, пов'язаних із резонансними явищами, оскільки не реагують достатньо швидко [29].

Новий тип запобіжного пристрою було сконструйовано таким чином, що при короткому замиканні на виходах вторинної обмотки він спрацьовує менш ніж за одну секунду. Водночас при нарузі, що становить 1,9 від номінальної, і максимально допустимому навантаженні вторинної сторони, спрацювання не відбувається. Така конструкція дала можливість налагодити серійний випуск як трансформаторів напруги з заземленням на рівні 6 і 10 кВ, так і без заземлення.

Після впровадження трифазних комплектів, частка пошкоджених трансформаторів у цих групах становить близько 0,4%, тоді як серед ТН із вбудованим захистом — менше 0,1%. Зазвичай у разі несправності виходить з ладу лише один трансформатор із групи, тоді як інші залишаються в робочому стані.

### ***Висновки по спецрозділу***

1. Значні похибки у вимірюваннях електричної енергії та потужності призводять до неефективного використання пропускної здатності ліній електропередач, необґрунтованого резервування потужностей на електростанціях, ускладнюють контроль за параметрами роботи мережі й

						Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

спричиняють фінансові збитки як для виробників і постачальників, так і для споживачів електроенергії.

2. Коли вторинне навантаження трансформатора струму перевищує допустимі межі, метрологічні показники істотно погіршуються — настільки, що точність класу 0,5 може знизитися до рівня 1,0.

3. У разі наявності активно-індуктивного навантаження, зменшення фазового зсуву на вторинному боці трансформатора струму призводить до завищеного вимірювання активної енергії при низьких первинних струмах та заниженого — реактивної. Це спричиняє помилкове зростання значення  $\cos\phi$  у контрольованій точці мережі.

4. Залишкова намагніченість магнітопроводу, яка може виникати після коротких замикань, суттєво впливає на точність вимірювання й може вивести трансформатор за межі встановленого класу точності.

5. Під час однофазних дугових замикань трансформатори напруги функціонують за межами номінального діапазону, на який поширюються метрологічні вимоги згідно зі стандартами. Через появу асиметрії в магнітному полі трифазний трансформатор також вносить суттєві похибки у систему обліку електроенергії.

						Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

У даній роботі розроблено систему енергетичного контролю для механічного заводу, що включає заходи з підвищення енергоефективності освітлювальних систем. На основі проведених розрахунків зроблено висновок, що доцільно формувати окремий структурний підрозділ із власним розподільчим пристроєм, як передбачено у проєкті.

З економічної точки зору, вигідним є максимально можливий рівень компенсації реактивної потужності. Це зумовлено тим, що витрати на реактивну енергію часто перевищують плату за активну, а також через те, що циркуляція реактивної складової спричиняє додаткові втрати активної потужності, що своєю чергою підвищує загальну вартість електроспоживання. Проте повне її врівноваження слід здійснювати лише за умови використання автоматизованих пристроїв для регулювання коефіцієнта потужності ( $\cos\varphi$ ).

Варто уникати ситуацій перекомпенсації, оскільки за надлишок реактивної потужності, який надходить у мережу, тариф значно зростає — майже у три рази порівняно з оплатою за її споживання.

Під час проєктування вузла комерційного обліку електроенергії у складі системи енергоконтролю застосовувалися сучасні багатофункціональні засоби вимірювання. Вони здатні замінити декілька стандартних приладів одночасно, що дозволяє знизити загальні витрати на вимірювальне обладнання. Для технічного контролю енергоспоживання достатньо використовувати електромеханічні лічильники, оснащені імпульсними виходами.

У ході дослідження в спеціальному розділі роботи було проаналізовано принципи роботи трансформаторів струму та напруги, а також визначено ключові чинники, що впливають на точність вимірювання електричної енергії. Особливу увагу приділено методам зниження похибок у системах обліку, серед яких — правильний вибір класу точності трансформаторів,

						Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

оптимальне навантаження вторинних кіл, використання сучасних багатофункціональних приладів з цифровими інтерфейсами та автоматичним контролем параметрів роботи.

Розглянуто технічні засоби підвищення достовірності обліку, зокрема застосування автоматизованих систем обробки сигналів, контроль за  $\cos\phi$  та заходи щодо мінімізації переключень струму і напруги. Встановлено, що точність системи обліку значною мірою залежить не лише від характеристик вимірювальних трансформаторів, а й від правильності схеми підключення, стану з'єднувальних ланцюгів та стабільності навантаження.

Таким чином, забезпечення високої точності обліку електроенергії можливе лише за умови комплексного підходу до вибору, монтажу й експлуатації трансформаторів та вимірювального обладнання.

						Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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

2. 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.

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

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

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

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

						Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Збірник завдань та методичні вказівки до курсового проектування по курсу “Електротехнічні комплекси та системи електроспоживання” : для здобувачів освіти II рівня спец. 141 “Електротехнічні системи електроспоживання” / [уклад.: П. Г. Плешков, І. В. Савеленко, А. І. Котиш, Н. Ю. Гарасьова] ; М-во освіти і науки України ; Центральноукраїн. нац. техн. ун-т, каф. електротехн. систем та енергетичного менеджменту. – Кропивницький: ЦНТУ, 2022. – 135 с.

8. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту „Електропостачання промислових підприємств (Електропостачання заводу). П.Г. Плешков, А.І. Котиш, А.Ю. Орлович. Кіровоград: КНТУ, 2004 р.

9. Лесько В.О Електричні апарати: Навчальний посібник. / В.О. Лесько, С.В. Кравчук, О.В. Сікорська – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 145 с.

10. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Основи метрології та електричних вимірювань» (для студентів заочної форми навчання напрямів підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології», 6.050702 – «Електромеханіка») / Харк. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Я. Б. Форкун, М. Л., Глебова, Д. В. Тугай. – Х. : ХНУМГ, 2013. – 44 с.

11. Рожков П. П. Контроль та облік електричної енергії: конспект лекцій (для студентів денної та заочної форм навчання освітнього рівня «магістр» за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітні програми «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Електротехнічні системи електроспоживання (освітньо-наукова)») / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова. – Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 107 с.

12. Рожков П. П. Контроль та облік електричної енергії: конспект лекцій (для студентів денної та заочної форм навчання освітнього рівня «магістр» за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітні програми «Електротехнічні системи

						Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електроспоживання» та «Електротехнічні системи електроспоживання (освітньо-наукова)» / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова. – Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 107 с.

						Арк.
						83
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

## Додаток А

Таблиця А1. Вибір ввідних вимикачів.

Параметр вимикача	Умови вибору	Параметри мережі	Параметри вимикача
Номинальна напруга ,кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10	10
Довготривалий номінальний струм ,А	$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$	235,2	630
Номинальний струм динамічної стійкості:			
симетричний (ефективне значення), кА	$I'' \leq I_{дин.ст}$	7,67	12,5
асиметричний (максимальне значення), кА	$i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} I_{дин.ст}$	13	32
Номинальний струм відключення:			
Симетричний , кА	$I_{нт} \leq I_{ном.відк}$	6,32	12,5
Асиметричний , кА	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном.від} \cdot (1 + \beta_n)$	6,7	78,5
Номинальний тепловий імпульс (термічна стійкість) $кА^2 \cdot с$	$B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	61,77	468,75

Таблиця А2. Вибір вимикачів для ліній, що відходять.

Параметр вимикача	Умови вибору	Параметри мережі	Параметри вимикача
Номинальна напруга ,кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10	10
Довготривалий номінальний струм ,А	$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$	128,06	630
Номинальний струм динамічної стійкості:			
симетричний (ефективне значення), кА	$I'' \leq I_{дин.ст}$	6,31	12,5
асиметричний (максимальне значення), кА	$i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} I_{дин.ст}$	12,2	32
Номинальний струм відключення:			
Симетричний , кА	$I_{нт} \leq I_{ном.відк}$	6,32	12,5
Асиметричний , кА	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном.від} \cdot (1 + \beta_n)$	7,67	78,5
Номинальний тепловий імпульс (термічна стійкість) $кА^2 \cdot с$	$B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	61,77	468,75

					Арк.
					84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця А3. Вибір трансформатора власних потреб.

Вид споживачів	Уст. потужність			$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	Навантаження	
	одного, кВт · к-ть	всього го				$P_{уст,к}$ Вт	$Q_{уст,}$ квар
Обігрів шафи КРПЗ	0,6	16	9,6	0,97	0,25	9,6	6
Обігрів шафи релейного захисту	0,5	16	8	0,97	0,25	18	4
Споживання операт. колами	3	1	3	0,97	0,25	3	5
Всього						30,6	15

## Додаток Б

Таблиця Б1- Параметри вибраного трансформатора струму для введів  
10 кВ

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
123,6 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	150 А
6,6 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	128 кА
4,04 кА <sup>2</sup> · с	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця Б2 - Розрахунок навантаження на вторинних колах  
трансформаторів струму.

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник АЗ	0,2	3,6	-	3,6
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		4,1	-	3,6

Таблиця Б3 - Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів  
струму

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник активної енергії Нік2303	2	6,0	-	6,0
Лічильник реактивної енергії Нік2303	2	6,0	-	6,0
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		12,5	-	12,0

## Таблиця Б4 - Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів

напруги

Прилад	Тип	Кіл- ть	S, В·А	Загальна потужність	
				$\Sigma P$ , Вт	$\Sigma Q$ , вар
Вольтметр (шини 10кВ)	Е335	1	2	2	-
Лічильник на вводі	А3	1	3,6	3,3	1,4
Лічильник на відходящих лініях	Nik2303	8	2,4	15,98	3,06
Всього:				21,28	4,46

						Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		