

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

**Інститут (факультет) ННІТІ ім. академіка І. С. Гулого
Кафедра Електропостачання і електроменеджменту**

**«До захисту в ЕК»
Директор інституту(декан факультету)**

(підпис) Сергій Блаженко
(прізвище та ініціали)
« ____ » _____ 2023 р.

**«До захисту допущено»
Завідувач кафедри**

(підпис) Сергій Балюта
(прізвище та ініціали)
« ____ » _____ 2023 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)
освітньо-професійної програми « Електротехніка та інформаційні технології »

на тему: «Реконструкція системи електропостачання компресорної
станції м. Сквир»

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗЕЛ 5ск

Шикула Іван Віталійович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник Ізволєнський Ігор Євгенович
(прізвище , ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Консультанти Сірик А. О.
(прізвище та ініціали)

(підпис)

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Я, як здобувач Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав і не одержував недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів та текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2023 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. академіка
І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електротехніка та інформаційні технології»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

“ ” _____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я **НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА**

_____ Шикуча Іван Віталійович _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Реконструкція системи електропостачання компресорної
станції м. Сквир»
керівник роботи _____ Ізволеньський Ігор Євгенович _____,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від 11.11.2022 року № 809-к.

2. Строк подання здобувачем роботи 05.02.2023 р.

3. Вихідні дані до роботи: Призначення підприємства та його розміри,
Потужності споживачів комбінату і ремонтно-механічного цеху,
Розташування технологічного обладнання в цеху.

4. Зміст пояснювальної записки :Умови проектування; розрахунок
електричних навантажень; побудова картограми навантаження; вибір
зовнішнього електропостачання; вибір внутрішнього електропостачання;
вибір потужності трансформаторів; визначення необхідної потужності
компенсуючи пристроїв; вибір перерізу кабелів; розрахунок струмів; вибір
обладнання; вибір релейного захисту елементів системи. Розгляд питань ОП

5. Перелік графічного матеріалу

1. Схема електропостачання цеху

2. Схема розташування обладнання у цеху.

3. Схема освітлення цеху.

4. Релейний захист трансформатора.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
ОП	доц. Сірик А. О.		

7. Дата видачі завдання 11.11.2022 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	12.11.2022 р	
2	Вступ	26.11.2022 р	
3	Вибір напруги живлячих та розподільчих мереж	07.12.2022 р	
4	Розрахунок електричних навантажень цеху.	14.12.2022 р	
5	Розрахунок електричних навантажень цеху.	21.12.2022 р	
6	Вибір потужності трансформатора.	25.12.2022 р	
7	Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ).	29.12.2022 р	
8	Вибір апаратури розподільчої мережі, ШРА і СПМ.	03.01.2023 р	
9	Вибір комутаційної та захисної апаратури	07.01.2023 р	
10	Розрахунок розподільчої мережі.	14.01.2023 р	
11	Спецпитання.	21.01.2023 р	
12	Розробка заходів з охорони праці, техніки безпеки.	25.01.2023 р	
13	Список літератури	27.01.2023 р	
14	Здача дипломного проекту на перевірку	31.01.2023 р	
15			
16			
17			

Здобувач

_____ (підпис)

Шикун І. В.

Керівник роботи

_____ (підпис)

Ізволєнський І. Є.

Анотація

Шикула Іван Віталійович. Дипломний проект на тему:
«Реконструкція системи електропостачання компресорної
станції м. Сквир»

Національний Університет Харчових Технологій, Київ-2023
141. «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Надається пояснювальна записка, що складається із вступу, 12 розділів, висновків та списку використаної літератури. Обсяг проекту становить 104 сторінки.

До опису надано графічну частину, яка складається із чотирьох креслень: схема електропостачання цеху, схема розташування обладнання цеху, схема освітлювальної мережі, силове обладнання цеху.

У проекті розглянуто характеристику підприємства і надано опис технологічного процесу. Виконано розрахунки електричних навантажень і побудовано картограму навантажень. Розраховано трансформатори головної понижувальної підстанції, а також розраховані кількість і потужність цехових трансформаторів. Виконано розрахунок робочих струмів і обрано відповідні кабелі. Для системи електропостачання заводу виконано розрахунок струмів короткого замикання. Обрано електричні апарати захисту і управління. Розраховано кількість і тип обладнання для компенсації реактивної потужності.

У розділі охорона праці розглянуто можливі аварійні ситуації та засоби техніки безпеки і захисту обслуговуючого персоналу.

Ключові слова: понижувальна підстанція, силовий трансформатор, струми короткого замикання, апарати захисту, компенсація реактивної потужності.

Abstract

Shykula _Ivan. Diploma project on the topic:

"Reconstruction of the power supply system of the compressor station in Skvyra"

National University of Food Technologies, Kiev -2023

141. "Electric power engineering, electrical engineering and electro-mechanics"

The added explanatory note consists of an introduction, 12 chapters, conclusions and a list of used literature. The project is 104 pages.

The description includes a graphical part consisting of four drawings: the general plan of the enterprise, the scheme of power supply of the plant, the scheme of power supply of the coloring workshop, lighting network, power equipment of the workshop.

The project examines the characteristics of the enterprise and provides a description of the technological process. Calculations of electrical loads were performed and load cartogram was built. Transformers of the main substation are calculated, as well as the calculated number and power of the department transformers. The calculation of operating currents was performed and the corresponding cables were selected. For the power supply system of the plant, the calculation of short-circuit currents was performed. Electrical protection and control devices are selected. The number and type of equipment for reactive power compensation was calculated.

The section labor protection considers possible emergencies, safety and protection of service personnel.

Keywords: low-power substation, power transformer, short-circuit currents, protection devices, reactive power compensation.

Зміст

Вступ.....	7
1 Характеристика технологічного процесу та електроприймачів.....	8
2 Розрахунок електричних навантажень.....	11
2.1 Попередній розрахунок електричних навантажень.....	11
2.2 Картограма електричних навантажень.....	18
3 Розрахунок та вибір компенсуючих пристроїв , потужності і кількості трансформаторів.....	22
4 Вибір схеми зовнішнього електропостачання.....	33
4.1 Розрахунок та вибір схеми зовнішнього електропостачання.....	33
5 Вибір схеми внутрішнього електропостачання.....	36
6 Розрахунок силової та освітлювальної мережі.....	38
6.1 Розрахунок силової мережі.....	38
6.2 Розрахунок освітлення та освітлювальної мережі.....	39
7 Розрахунок струмів короткого замикання.....	45
7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі напругою понад 1000 В.....	45
7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі напругою до 1000 В.....	49
8 Вибір електричних апаратів.....	52
8.1 Вибір високовольтних електричних апаратів.....	52
8.2 Вибір електричних апаратів напругою до 1000 В.....	59
9. Розрахунок пристроїв релейного захисту.....	66
9.1 Розрахунок силової відсічки ЛЕП 35 кВ.....	66
9.2 Вибір апаратури і розробка принципової схеми захисту ЛЕП 35 кВ.....	69

					ДП 2023						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Зміст				Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Шукула І. В.									
Перевірив		Ізволеньський І.								6	104
									ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск		
Н. Контр.											
Затвердив		Балюта С.М									

9.3 Вибір та розрахунок пристроїв релейного захисту силового трансформатора на ГЗП.....	70
9.4 Розробка принципової схеми захисту силового трансформатора на ГЗП.....	73
10 Аналіз режиму роботи, вибір потужності електродвигуна та розробка схеми керування електродвигуном.....	75
10.1 Аналіз режиму роботи.....	75
10.2 Вибір потужності електричного двигуна.....	77
10.3 Розробка схеми керування насосом ущільнення.....	79
11. Техніко-економічне обґрунтування доцільності впровадження багато тарифного обліку електроенергії.....	82
12 Охорона праці і безпека життєдіяльності.....	91
12.1 Забезпеченні безпечних умов праці.....	91
12.2 Заходи і засоби з електробезпеки.....	92
12.3 Класифікація приміщень щодо ураження електричним струмом.....	94
12.4 Забезпечення безпеки технологічних процесів монтажу і експлуатації обладнання.....	94
12.5 Розрахунок заземлення компресорного цеху.....	96
Список використаної літератури	101

Вступ

Енергетика є однією з основних галузей суспільного виробництва і відіграє важливу роль у розвитку національної економіки, здійсненні національного прогресу і підвищенні рівня життя людей. Як відомо, основними споживачами електричної енергії являються промисловість, сільське господарство, комунальне господарство міст, селищ. При цьому на промислові об'єкти припадає більше десяти відсотків споживання електроенергії.

Електроенергія застосовується буквально в усіх галузях народного господарства, особливо для електроприводу різноманітних механізмів, а кілька останніх десятиліть і для різних електротехнічних установок.

По мірі розвитку електроспоживання ускладнюються і системи електроспоживання промислових підприємств. Виникає необхідність впровадження автоматизації та оптимізації систем електроспоживання. вести роботи по енергозбереженню.

В даному дипломному проекті розглядається газокompресорний цех, який здійснює перекачку газу. Завданням проекту є спроектувати в цілому схему електропостачання, системи захисту і керування. За мету ставиться розробити раціональну схему електричних з'єднань, за допомогою техніко-економічних методів вибрати основне електрообладнання, звести до мінімуму витрати електроенергії.

					ДП 2023				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Шукула І. В.			Вступ	Літ.	Арк.	Аркушів	
Перевірив		Ізволеньський І.					8	104	
Зав.кафедр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск			
Н. Контр.									
Затвердив		Балюта С.М							

1. Характеристика технологічного процесу та електроприймачів

Газокомпресорна станція була побудована і введена в експлуатацію у 1979 р. для збільшення продуктивності газопроводу. Для забезпечення нормальної, без аварійної роботи турбоагрегатів буде встановлена нова, компютеризована система контролю параметрів та автоматики. Тому, що стара система, яка перебуває в експлуатації, часто дає збої, виходить з ладу, призводить до хибних аварійних зупинок турбоагрегатів. Кабельні лінії для зчитування інформації з турбіни повинні проходити в тих самих кабельних каналах, що і кабелю електричного живлення. Як показує практика, при експлуатації турбоагрегатів тут найменша температура і мала ймовірність виникнення пожежі яка може призвести до пошкодження електронного обладнання. Кабелі електричного живлення самі можуть негативно впливати на кабелю контролю та автоматики, і тому було вирішено, що кабелю електричного живлення перенести з відмітки (5м) на відмітку (0м) та прокласти іншими кабельними каналами. Під час технічного огляду кабелів електричного живлення було встановлено, що 30% їх підлягають заміні на нові.

Пропоную провести реконструкцію системи електропостачання цеху компресорної станції.

На компресорній станції (КС) передбачається :

I. Основні операції та процеси обробки газу:

- відбір та видача газу в газопровід;
- очищення газу від механічних домішок та рідин до вимог, які визначені на газоперекачуючі агрегати;
- стиснення газу;

					ДП 2023			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Характеристика технологічного процесу	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Шукула І. В.						
Перевірив		Ізволеньський І.					9	104
Зав.кафедр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, 3ЕЛ-5ск		
Н. Контр.								
Затвердив		Балюта С.М						

- охолодження газу ;

Компресорна станція складається з :

- вузла підключення КС до магістрального газопроводу;
- двох установок очищення газу;
- двох компресорних машзалів, що розміщені в корпусах "А" і "Б";
- чотирьох апаратів повітряного охолодження газу (АПО газу);
- двох пунктів редукування газу та автоматичної газорозподільної станції (АГРС), від якої живиться резервна електростанція ПАЕС-2500;
- виробничо-експлуатаційного блоку (ВЕБ), ремонтно-експлуатаційного блоку (РЕБ) та службово-експлуатаційного боку (СЕБ);
- оливного господарства;
- водозабірних та водоочищуючих споруд.

Відбір та видача газу в магістральний газопровід виконується через вузол підключення. Це забезпечує роботу КС В наступних режимах :

- основному - це подача газу з стисненням його;
- тимчасовому це подача газу по газопроводу без стиснення його через АПО газу.

Газ із вузла підключення по вхідному шлейфу поступає на установки очищення газу (пиловловлювачі). Далі очищений газ спрямовується на стиснення

у компресорні машзали (КМЗ).

З компресорного машзалу газ подається на установки АПО газу для охолодження до температури 40-45 °С з метою підвищення стійкості лінійної системи, поліпшення умов роботи протикорозійної ізоляції та збільшення продуктивності газопроводу.

Пункти редукування призначені для підготовки газу з метою використання його у якості:

- палива для газотурбінних двигунів газоперекачуючих агрегатів (ГПА);

					ДП 2023	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- імпульсного газу для управління пневмоприводними кранами.

Основне господарство КС виконує наступні функції:

прийом та видача оливи в пересувні транспортні засоби та компресорний цех; - зберігання оливи для ГПА; - очищення оливи.

Основним технологічним процесом КС є стиснення газу. Яке відбувається в компресорних машзалах. КМЗ на КС складається з дванадцяти ГПА.

Режим роботи одного цеху - чотири ГПА в роботі, один в резерві і один ГПА в ремонті.

ГПА призначені для стиснення природного газу, що транспортується по магістральному газопроводу. Складається ГПА з нагнітача та газокompресорної установки. Нагнітач 520-12-1, продуктивністю 29.3-Ю6 м3/добу, являє собою одноступінчасту відцентрову машину, яка призначена для стиснення і транспортування газу по магістральному газопроводу і приводиться в рух газотурбінною установкою.

Газотурбінна установка ГТК-10-4 потужністю 10 МВт, яка входить в склад ГПА, що використовується на КС, виконана по відкритому циклу з регенерацією тепла по схемі з "розрізним валом". Це забезпечує високу економічність і маневреність установки, тобто найбільше задовольняє вимогам представлених умовами в системі газоприводів.

В роботі ГПА приймають участь механізми з електроприводом. Серед них : пусковий оливний насос (ПОН), оливний насос ущільнення (ОУН), вентилятори охолодження оливи ГПА, валообертовий механізм, вентилятор відсосу парів з-під кожуху турбіни, електричний підігрів оливи. Всі ці електроприймачі відносяться до електроприймачів компресорного цеху (КЦ) і належить до споживачів електроенергії I категорії. Це електрообладнання повинно живитися від різних секцій 0,4 кВ трансформаторної підстанції (ТП), обладнаних системою автоматичного включення резерву (АВР). До електроспоживачів I категорії також відносяться електрообладнання АПО газу, системи приточної та аварійної вентиляції галереї нагнітачів.

					ДП 2023	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Розрахунок електричних навантажень

Першим етапом проектування системи електропостачання є визначення електричних навантажень. По їх значенню вибирають і перевіряють електрообладнання системи електропостачання, визначають втрати електроенергії. Від правильної оцінки очікуваного навантаження залежать капітальні витрати на систему електропостачання (СЕП), експлуатаційні витрати, надійність роботи електрообладнання.

В якості електричних навантажень розглядають споживачі електроенергії. Споживачі електроенергії та їх характеристики наведені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1

№	Місце приєднання	Назва	Тип електроприводу	К-сть	$P_{ном}$ кВт	$I_{ном}$ А	$K_{зав}$	$tg \varphi$	$K_{вык}$
КЦ АЦСУ									
1		Пусковий оливний насос	АО2-81-24УЗ	1	40	75	0,85	0,45	0,15
2		Оливний насос	4АМУ225М-2У2	2	55	100	0,8	0,42	0,75
3		Вентилятор охолодження оливи	ЛО2-52-8-СПУ-3	6	5,5	7,9	0,78	0,96	0,7
4		Валообертовий пристрій	АО2-32-4УЗ	1	3	6,5	0,8	0,64	0,05
5		Електричний підігрів оливи		21	2,5		0,95	0	0,1
6		Вентилятор відсмоктування парів	ВАО-82-8У2	1	30	38	0,8	0,64	0,75
ЗЦСУ									
7		Вентилятор приточної вентиляції	4АО2М-4УЗ		5,5	12	0,7	0,75	0,75
8		Вентилятор аварійної вентиляції	АО2-32-4УЗ		3,0	6,5	0,8	0,64	0,3

					ДП 2023			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Шукула І. В.			Зміст		Літ.	Арк.
Перевірив		Ізволеньський І.						Аркушів
							12	104
Н. Контр.							ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск	
Затвердив		Балюта С.М						

Продовження табл.2.1

№	Місце приєднання	Назва	Тип електроприводу	К- сть	$P_{ном}$ кВт	$I_{ном}$ А	$K_{зав}$	$tg \varphi$	$K_{вик}$
9		Вентилятор конде- ціонера (внутрішній)	VASI280M75-6		55	106	0,75	0,59	0,4
10		Центрифуга регенерації	АО2-32-4У3		5,5	7,9	0,8	0,78	0,1
11		Насос регенерації оливи	АО2-32-4У3		3	6,5	0,7	0,64	0,1
12		Вентилятор акумуляторної	АО2-32-4У3		3	6,5	0,75	0,64	0,2
Пож ЩСУ									
13		Пожежний насос	4АМУ225М- 2У2	2	55	100	0,85	0,42	0,75
14		Засувки піно- пожежогасіння		24	0,15		0,9	0,48	0,1
ТЩСУ									
15		Вентилятор приточної вентиляції	4АИ2М-4У3		5,5	12	0,7	0,75	0,75
16		Вентилятор аварійної вентиляції	АО2-32-4У3		3	6,5	0,8	0,64	0,3
17		Вентилятор Конде- ціонера (зовнішній)	VASI280M75-6		55	106	0,75	0,59	0,4
18		Утилізаторний насос	АО2-71-4		22	49	0,8	0,54	0,7
19		Компресор повітря	О-82-8У2		30	65	0,8	0,64	0,1
АПО газу ЩСУ									
20		Вентилятор АПО газу	ВАСО16-34-24	16	90	233	0,87	1,2	0,75

На рисунку 2.1 зображена однолінійна принципова схема
електропостачання компресорної станції

Розрахунок електричних навантажень залежить від режиму роботи вузлів навантаження, а також від місця розміщення електроприймачів в загальній схемі електропостачання. Тому використовуємо комплексний метод розрахунку електричних навантажень, за основу якого приймаємо систему електропостачання як систему кількох рівнів.

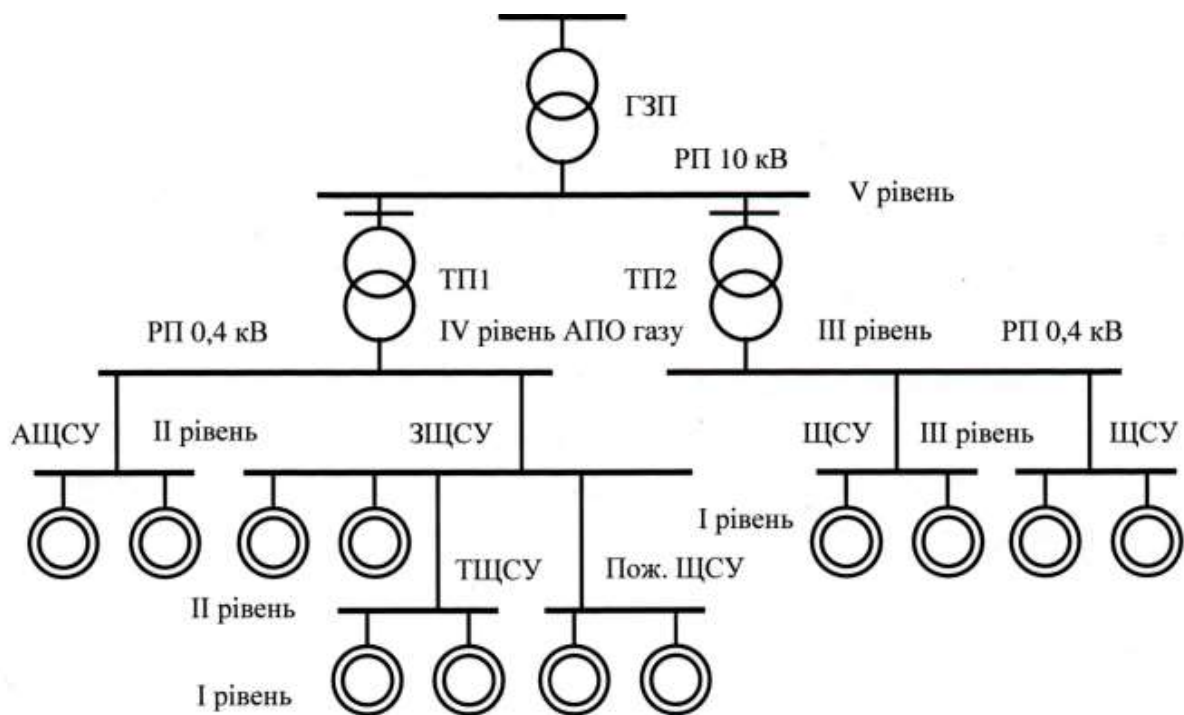


Рис. 2.1. Однолінійна принципова схема електропостачання КС.

Розрахунок електричних навантажень на I рівні системи електропостачання визначається за формулами 2.1 і 2.2, які відповідають системі з 3-фазними симетричними споживачами :

$$P_{PI} = K_3 \cdot P_{номі}; \quad (2.1)$$

$$Q_{PI} = P_{PI} \cdot tg\varphi. \quad (2.2)$$

де K_3 - коефіцієнт завантаження по активній потужності i -го електроприймача;

$P_{номі}$ - номінальна потужність i -го електроприймача;

$tg \varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності i -го електроприймача;

Розрахуємо електричні навантаження електроприймачів на прикладі пускового оливного насосу.

$$P_{PI} = 0,85 \cdot 40 = 34 \text{ кВт},$$

$$Q_{PI} = 34 \cdot 0,45 = 15,3 \text{ квар}$$

Аналогічно проведемо розрахунок для всіх електроприймачів. Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 Результати розрахунків електрич. навантажень на першому рівні

№	Назва електроспоживача	$P_{ном}$, кВт	$K_{зав}$	P_p^I , кВт	$tg \varphi$	Q_p^I , квар
1	Пусковий оливний насос	40	0,85	34	0,45	15,3
2	Оливний насос ущільнення	55	0,8	46,75	0,42	19,6
3	Вентилятор охолодження оливи	5,5	0,78	4,29	0,96	4,12
4	Валообертовий пристрій	3	0,8	2,4	0,64	1,54
5	Електричний підігрів оливи	2,5	0,95	49,9	0	0
6	Вентилятор відсмоктування парів	30	0,8	25,5	0,64	16,3
7	Вентилятор приточної вентиляції	5,5	0,7	3,85	0,75	2,89
8	Вентилятор аварійної вентиляції	3,0	0,8	2,4	0,64	1,54
9	Вентилятор конденціонера (внутрішній)	55	0,75	41,25	0,59	24,34
10	Центрифуга регенерації	5,5	0,8	4,4	0,78	3,4
11	Насос регенерації оливи	3	0,7	2,1	0,64	1,34
12	Вентилятор акумуляторної	3	0,75	2,25	0,64	1,44
13	Пожежний насос	55	0,85	46,75	0,42	43,01
14	Засувки піно-пожежогасіння	0,15	0,9	0,127	0,48	0,06
15	Вентилятор приточної вентиляції	5,5	0,7	4,125	0,75	3,09
16	Вентилятор аварійної вентиляції	3	0,8	2,4	0,64	1,53
17	Вентилятор конденціонера (зовнішній)	55	0,75	41,25	0,59	24,34
18	Утилізаторний насос	22	0,8	17,6	0,54	9,5
19	Компресор повітря	30	0,8	24	0,64	15,36
20	Вентилятор АПО газу	90	0,87	70,2	1,2	84,24

Розрахунок електричних навантажень на II рівні схеми електропостачання (рис 2.1) проводимо за методом впорядкованих діаграм за формулами

$$P_P^{//} = K_M \cdot K_{\text{вих}}^{\text{зр}} \cdot P_{\text{ном}}; \quad (2.3)$$

$$Q_P^{//} = K_M \cdot \sum P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{вих}} \cdot \text{tg} \varphi. \quad (2.4)$$

де $K_{\text{вих}}$ - коефіцієнт використання активної потужності;

K_M - коефіцієнт максимуму.

Величина K_M визначається по табличним даним або по кривих залежності від значення групового коефіцієнта використання і ефективного числа електроприймачів в групі n_e , який визначається за формулою 1.5 [1].

$$n_e = \frac{\left(\sum_1^{//} P_H \right)}{\sum_1^{//} P_H^2}. \quad (2.5)$$

Груповий коефіцієнт використання знаходимо за формулою (2.6) [1].

$$K_{\text{вих}}^{\text{зр}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{вих}i} \cdot P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}} \quad (2.6)$$

У групі із п'яти і більше електроприймачів допускається приймати n_e рівним їх фактичній кількості при величині співвідношення

$$m = \frac{P_{H.\text{max}}}{P_{H.\text{min}}} \leq 3, \quad (2.7)$$

де $P_{H.\text{max}}$ і $P_{H.\text{min}}$ - відповідно найбільша та найменша номінальні активні потужності в групі споживачів (1).

Визначимо електричні навантаження на II рівні на прикладі АЦСУ, за формулами 2.5, 2.6, 2.7 :

$$K_{\text{вих}}^{\text{зр}} = \frac{0,15 \cdot 40 + 0,75 \cdot 2 \cdot 55 + 6 \cdot 5,5 \cdot 0,7 + 0,05 \cdot 3 + 0,1 \cdot 21 \cdot 2,5 + 0,75 \cdot 30}{40 + 2 \cdot 55 + 6 \cdot 5,5 + 3 + 21 \cdot 2,5 + 0,75 \cdot 30} = \frac{139,5}{268,5} = 0,52$$

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Визначаємо ефективне число електроприймачів :

$$n_e = \frac{(40 + 55 + 6 \cdot 5,5 + 3 + 52,5 + 30)^2}{40^2 + 55^2 + 6 \cdot 5,5^2 + 3^2 + 52,5^2 + 30^2} = 5$$

Визначаємо коефіцієнт максимуму [1, табл.3.1] при значеннях $K_{вих} = 0,52$, $K_M = 1,57$, $n_e = 5$.

Знаходимо активні і реактивні навантаження на другому рівні для АЦСУ:

$$P_{РАЦСУ}^{II} = 1,57 \cdot 0,52 \cdot 213,5 = 174,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{РАЦСУ}^{II} = 1,1(0,15 \cdot 40 \cdot 0,45 + 0,75 \cdot 0,42 \cdot 55 + 6 \cdot 5,5 \cdot 0,7 \cdot 0,96 + 0,05 \cdot 3 \cdot 0,64 + 0,1 \cdot 52,5 \cdot 0 + 0,75 \cdot 30 \cdot 0,64) = 62,25 \text{ квар}.$$

Аналогічно проводимо розрахунок для всіх вузлів електричних навантажень, що знаходяться на II рівні електропостачання. Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.3

Таблиця 2.3 - Результати розрахунків електричних навантажень на II рівні

Назва вузла навантаження	n_e	$K_{вих}$	K_M	P_p'' , кВт	Q_p'' , квар
АЦСУ	5	0,52	1,57	174,3	62,35
ТЦСУ	4	0,4	1,87	88,64	30,2
Пож. ЦСУ	2	0,1	4,34	49,3	12,53
ЦСУ АПО газу	4	0,75	1,29	348,3	356,4

Визначення електричних навантажень на III рівні електропостачання здійснюємо за формулами:

$$P_p^{III} = \lambda \cdot \sum_i^N K_{вих} \cdot P_{ном} ; \quad (2.8)$$

$$Q_p^{III} = \lambda \cdot \sum_i^N K_{вих} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi , \quad (2.9)$$

де λ - коефіцієнт інтенсивності використання електрообладнання, який визначається в залежності від кількості працюючого обладнання і обладнання, яке перебуває в резерві $\lambda = 0,75$ [3, табл. 2.9]. Визначаємо електричні навантаження на третьому рівні:

$$P_{РРПАПО}^{III} = 0,75 \cdot 4 \cdot 348,3 = 1044,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{РРПАПО}^{III} = 0,75 \cdot 4 \cdot 348,3 \cdot 1,2 = 1253,88 \text{ квар}.$$

Аналогічно визначаємо електричні навантаження на третьому рівні КЦ.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.4

Таблиця 2.4 - Результати розрахунків електричних навантажень на III рівні

Назва вузла навантаження	λ	P_p^{III} , кВт	Q_p^{III} , квар
РП АПО газу	0,75	1044,9	1253,88
Загальний ЩСУ	0,75	222,4	65,47

На четвертому рівні електропостачання максимальні навантаження визначаються у відповідності з формулами : (2.10 – 2.11)

$$P_p^{IV} = \sum_1^m P_{Pi}^{III} + \sum_1^n K_{вихі} \cdot P_{номі}; \quad Q_p^{IV} = \sum_1^m Q_{Pi}^{III} + \sum_1^n K_{вихі} \cdot P_{номі} \cdot \text{tg} \varphi,$$

В даному випадку максимальні активні і реактивні навантаження визначаємо як суму максимальних розрахункових навантажень третього рівня Загального ЩСУ та другого рівня АЩСУ: (2.12 – 2.13)

$$P_p^{IV} = K_{HM} \left(\sum P_p^{III} + \lambda \cdot \sum P_{РААЩС}^{II} \right); \quad Q_p^{IV} = K_{HM} \left(\sum Q_p^{III} + \lambda \cdot \sum Q_{РААЩС}^{II} \right),$$

де K_{HM} - коефіцієнт неспівпадання максимальних навантажень, $K_{HM} = 0,85$;

$$P_p^{IV} = 0,85(222,43 + 0,75 \cdot 12 \cdot 174,3) = 1349,2$$

$$Q_p^{IV} = 0,85(65,47 + 0,75 \cdot 12 \cdot 62,35) = 500,58 \text{ квар}.$$

На п'ятому рівні електропостачання розрахункове активне та реактивне навантаження визначаємо за формулами 2.14 – 2.15

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

$$P_P^V = K_{PM}(P_{PKK}^{IV} + P_{РАПО}^{III}); \quad Q_P^V = K_{PM}(Q_{PKK}^{IV} + Q_{РАПО}^{III}), \quad (2.14 - 2.15)$$

де K_{PM} - коефіцієнт різночасовості максимумів навантаження, згідно [1, ст 15]

$$K_{PM} \leq 0,9.$$

$$P_P^V = 0,9(1349,2 + 1044,9) = 2154,7 \text{ кВт}; \quad Q_P^V = 0,9(500,58 + 1253,88) = 1579,01 \text{ квар.}$$

На шостому рівні електропостачання розрахункове активне та реактивне навантаження визначаємо за формулами:

$$P_P^{VI} = P_P^V + \Delta P_{T.ГПП}; \quad (2.16)$$

$$Q_P^{VI} = Q_P^V + \Delta Q_{T.ГПП}, \quad (2.17)$$

де $\Delta P_{T.ГПП}$ і $\Delta Q_{T.ГПП}$ - відповідно активні та реактивні втрати потужності в трансформаторах ГПП. Так як дані трансформаторів нам не відомі, то для наближеного розрахунку використовуємо спрощені формули [1, ст 15]:

$$\Delta P_{T.ГПП} = 0; \quad (2.18)$$

$$\Delta Q_{T.ГПП} = 0,14 \sqrt{P_P^{V^2} + Q_P^{V^2}}. \quad (2.19)$$

Тоді :

$$P_P^{VI} = P_P^V = 2154,7 \text{ кВт};$$

$$Q_P^{VI} = 1579 + 0,14 \sqrt{2154,7^2 + 1579,01^2} = 1579,01 + 373,98 = 1952,99 \text{ квар.}$$

2.2 Картограма електричних навантажень

З метою забезпечення мінімальних втрат активної потужності і енергії цехові трансформаторні підстанції повинні розташовуватися в центрах електричних навантажень. Для їх визначення використовуємо картограму електричних навантажень. Картограма електричних навантажень - це коло, площа якого у відповідному масштабі дорівнює розрахунку навантаженню, а центр кола співпадає з центром електричних навантажень. Для побудови картограми використовуємо генеральний план компресорної станції з усіма

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

відповідними електричними навантаженнями. Згідно плану кожний електроприймач має відповідні координати X_i та Y_i . За законами теоретичної механіки приймаємо, що центр електричних навантажень співпадає з центром ваги даних об'єктів. На основі цього визначаємо координати умовного центру електричних навантажень для ГЗП за формулами:

$$X = \frac{\sum_{t=1}^n P_{pt} \cdot X_i}{\sum_{t=1}^n P_{pt}} = 367,м \quad (2.20)$$

$$Y = \frac{\sum_{t=1}^n P_{pt} \cdot Y_i}{\sum_{t=1}^n P_{pt}} = 235,м \quad (2.21)$$

де n - кількість цехів; X_i, Y_i - координати центра навантажень окремої споруди.

Оскільки неможливо встановити в даному місці головну знижувальну підстанцію (ГЗП) за технічними причинами й умовам виробництва, то зміщуємо ГЗП в правий бік розташування згідно плану забудови.

Визначимо центр електричних навантажень для корпусів машзалів **А** та **Б**:

$$X_{0кмз} = \frac{174,3 \cdot 110 + 173,3 \cdot 140 + 174,3 \cdot 170 + 174,3 \cdot 200 + 174,3 \cdot 230 + 174,3 \cdot 260 + 174,3 \cdot 370 + 174,3 \cdot 400 + 174,3 \cdot 430 + 174,3 \cdot 460 + 174,3 \cdot 490 + 174,3 \cdot 520 + 88,64 \cdot 90 + 88,64 \cdot 530 + 49,3 \cdot 90 + 222,4 \cdot 270 + 49,3 \cdot 380 + 222,3 \cdot 350}{6 \cdot 174,3 + 6 \cdot 174,3 + 2 \cdot 88,64 + 49,3 + 222,4} = 312,275,м$$

$$Y_{0кмз} = \frac{12 \cdot 174,3 \cdot 260 + 88,64 \cdot 240 + 88,64 \cdot 240 + 49,3 \cdot 240 + 222,4 \cdot 240}{12 \cdot 174,3 + 88,64 + 88,64 + 49,3 + 222,4} = 261,м$$

Знаходимо радіус картограми навантажень корпусів **А** та **Б**:

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

$$R = \sqrt{\frac{S_P}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{\pi \cdot m}},$$

де $m = 15 \frac{\text{кВ} \cdot \text{А}}{\text{см}^2}$ - масштаб потужності.

Тоді :

$$R_{\text{кмз}} = \sqrt{\frac{\sqrt{1349,2^2 + 500,58^2}}{4,14 \cdot 15}} = \sqrt{\frac{1439}{47,1}} = 5,6 \text{ см.}$$

Сектор, що відповідає розрахунковій реактивній потужності:

$$\alpha_{P_{\text{кмз}}} = \frac{P_{P_{\text{кц}}}}{P_{P_{\text{кц}}} + Q_{P_{\text{кц}}}} \cdot 360^\circ = \frac{1349,2}{1349,2 + 500,58} \cdot 360^\circ = 292^\circ.$$

Сектор, що відповідає розрахунковій активній потужності:

$$\alpha_{Q_{\text{ккм}}} = \frac{Q_{P_{\text{кц}}}}{P_{P_{\text{кц}}} + Q_{P_{\text{кц}}}} \cdot 360^\circ = \frac{500,58}{1349,2 + 500,58} \cdot 360^\circ = 68^\circ.$$

Всі інші розрахунки проводимо аналогічно, а дані заносимо в таблицю 2.6
Освітлювальне навантаження всіх будівель зведено в таблиці 2.5

Таблиця 2.5

№ п/п	Найменування будівлі	P _о , Вт/м ²	S, м ²	к _в	P _{р.о} кВт	P _р кВт
1	Корпус А та Б	15	7000	0,95	104	98,8
2	АПО газу 1 і 2	13	1000	0,95	20,8	19,7
3	Ремонтний блок	15	3200	0,95	70,3	66,7
4	Гараж	15	500	0,95	42,3	27,4
5	Склад	11	300	0,6	47	28
6	Склад оливи	11	100	1	16	16
7	Котельня	11	200	1	15,4	15,4
8	Адмін будинок	20	4300	0,9	90	81
9	Мотопомпа	11	22	1	12	12
10	АГРС 1.3	11	30	1	13,2	13,2
	Всього					378,2

Розрахункові дані для побудови картограми навантажень
зведено в табл. 2.6

Таблиця 2.6

Розрахункові дані для побудови картограми навантажень.

Назва об'єкту	№ п/п	P_p кВт	P_o , кВт	a_p кмз, градус	a_o кмз, градус	r_i , см	x_i , в.о.	y_i , в.о.
Корпус А та Б	1	2540	98,8	292	68	5,6	310	260
АПО газу 1 і 2	2	3811	19,7	287	73	7,1	301	380
Ремонтний блок	3	150	89	286	74	2,2	480	172
Гараж	4	93	27	289	71	1,5	362	171
Склад	5	80	28	278	82	1,4	271	169
Склад оливи	6	65	16	224	136	0,9	140	175
Котельня	7	52	15	313	47	1,2	300	103
Адмін будинок	8	63	81	72	288	1,3	470	95
Мотопомпа	9	67	12	273	87	0,9	90	180
АГРС 1.3	10	13	12	96	264	0,8	372	580
	Всього	6934	398.5				X = 367	Y = 235

3. Розрахунок та вибір компенсуючих пристроїв , потужності та кількості трансформаторів

Одним з основних питань, які вирішуються при проектування і експлуатації системи електропостачання промислових підприємств, являється питання про компенсацію реактивної потужності.

Передача значної кількості реактивної потужності з енергосистемами до споживачів нераціональна по причині виникнення додаткових втрат активної потужності і енергії у всіх елементах системи електропостачання, обумовлені завантаженням їх реактивною потужністю і додатковими втратами напруги в живлячих мережах.

Компенсація реактивної потужності з одночасним покращенням якості електроенергії безпосередньо в мережах промислових підприємств являється одним із основних напрямків скорочення втрат електроенергії і підвищення ефективності електроустановок підприємств.

При виборі числа і потужності цехових трансформаторів одночасно повинно вирішуватись питання про економічну доцільну величину реактивної потужності, що передається через трансформатори.

Розглянемо декілька варіантів компенсації реактивної потужності.

Варіант 1.

Вибір числа і потужності трансформаторів, в даному варіанті, потрібно проводити з врахуванням, що трансформатори повинні забезпечувати передачу всієї реактивної потужності, що споживають ЕП компресорного цеху, з сторони високої напруги (ВН) на сторону низької напруги (НН).

Потужність трансформаторів визначаємо за формулою:

$$S_T = \frac{S_P}{K_{зав} \cdot n}, \quad (3.1)$$

					ДП 2023			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок та вибір силових трансформаторів	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Шукула І. В.						
Перевірив		Ізволєнський І.					23	104
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск		
Н. Контр.								
Затвердив		Балюта С.М						

де n - кількість трансформаторів. Для споживачів електричної енергії I категорії ; $n_{\min} = 2$;

$K_{зав}$ - коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі роботи.

Приймаємо $K_{зав} = 0,7$;

S_p - повна розрахункова потужність, яку необхідно передати.

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{1349,2^2 + 500,6^2} = 1398,9 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_T = \frac{1398,9}{0,7 \cdot 2} = 999,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Вибираємо трансформатори ТМ-100/10. Перевіряємо вибраний трансформатор на перевантаження за умови, що при аварійному відключенні одного трансформатора, інший не повинен бути перевантажений більше ніж на 40 %. Тобто $K_{зав.ав} \leq 1,4$.

$$K_{зав.ав} = \frac{S_p}{S_{ном.т}} = \frac{1398,9}{1000} = 1,4$$

Умова перевантаження виконується.

Визначаємо величину реактивної потужності, яку можна передавати через трансформатор:

$$Q_1 = \sqrt{(K_{зав} \cdot n \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2} = \sqrt{(0,7 \cdot 2 \cdot 1000)^2 - 1349,2^2} = 504,1 \text{ квар}.$$

Трансформатор забезпечує передачу реактивної потужності, так як

$$Q_1 = 504,1 > Q_p = 500,6 \text{ квар}.$$

Трансформатори для КТП АПО газу та ГПП вибираємо аналогічно. Результати розрахунків по вибору силових трансформаторів зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Назва ТП	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	Тип	Кількість	$K_{ном. год}$	Q_1 , квар
ТП-1 (КЦ)	1349,2	500,6	1398,9	ТМ-1000/10	2	1,4	504,1
ТП-2 (АПО)	1044,9	1253,9	1632,0	ТМ-1600/10	2	1,02	1981,4
ГТП	2154,7	1952,9	2908,1	ТМ-2500/35	2	1,16	2758,1

Таблиця 3.2 - Параметри силових трансформаторів.

Тип	$S_{ном.т}$, кВ·А	P_x , кВт	P_k , кВт	U_k , %	I_x , %	Ціна тис. грн
ТМ-1000/10	1000	2,45	11	5,5	1,4	12,8
ТМ-1600/10	1600	3,3	16,5	5,5	1,3	20,75
ТМ-2500/35	2500	3,9	23,5	6,5	1	33,0

Вибираємо кабелі для живлення компресорного цеху та КТП АПО. Вибір проводимо за економічною густиною струму $I_{ек}$.

Вибираємо кабельну лінію для живлення ТП-1 (КЦ).

Економічний переріз жил кабелю визначаємо за формулою:

$$S_e = \frac{I_p}{I_{ек}}, \quad (3.2)$$

де I_p - розрахунковий струм в кабельній лінії;

$I_{ек} = 1,2$ при $T_{max} > 5000$ год.

Визначимо розрахунковий струм в лінії:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{\sqrt{1349^2 + 500,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 83,2 \text{ А.}$$

Тоді за виразом 3.2:

$$S_e = \frac{83,2}{1,2} = 69,2 \text{ мм}^2.$$

Попередньо вибираємо кабель ААБ 3х70.

Аналогічно вибираємо кабельну лінію для живлення ТП-2 (АПО газу).

Результати розрахунків та параметри кабелів зводимо в таблицю 3.3.

Табл.3.3. Результати розрахунків по вибору кабелів живлення ТП-1 та ТП-2

Тип	I_p , А	$I_{p.ав}$ А	S_e , мм ²	Марка	$I_{доп}$, А	Вартість, тис. грн/км	Довжина, км	К-сть	Вартість ка- бельної лінії, тис. грн
ТП-1	83,2	166,4	69,3	ААБЗх70	175	11,65	0,25	2	5,8
ТП-2	94,3	188,6	78,6	ААБ 3х95	205	13,45	0,3	2	8,1

Порівняння варіантів проводимо за дисконтованими затратами:

$$Z_{де} = \frac{B_e + B_{втр} + B_{кп} + П}{E} + K$$

де B_e - експлуатаційні витрати;

$B_{втр}$ - вартість втрат електроенергії в трансформаторах;

$B_{кп}$ - вартість втрат електроенергії в компенсуючих пристроях;

П - плата за споживання I генерацію реактивної енергії;

$E = 0,1$ - норма дисконту;

K - сумарні капітальні вкладення.

Експлуатаційні витрати визначаємо за формулою:

$$B_e = \frac{a_{e.л.}}{100} \cdot K_{л} + \frac{a_{e.пс.}}{100} \cdot K_{пс.}, \quad (3.4)$$

де $a_{e.з.}$ і $a_{e.пс.}$ - норми щорічних втрат на технічне обслуговування і ремонт лінії електропередачі та підстанцій. $a_{e.з.} = 2,3\%$, $a_{e.пс.} = 4,3\%$;

$K_{л}$ - вартість кабельних ліній;

$K_{пс.}$ - вартість підстанцій.

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах визначається за

формулами:

$$B_{втр} = (K_{зав}^2 \cdot P_K \cdot \tau + P_X \cdot t) \cdot T, \text{ тис. грн} \quad (3.5)$$

де $K_{зав}$ - коефіцієнт завантаження трансформаторів;

P_K, P_X - паспортні дані трансформаторів;

τ - час найбільших втрат;

t - час роботи електроустановки;

T - вартість електроенергії, грн/кВтгод.

Вартість підстанції визначається як:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_B + K_{КП} \quad (3.6)$$

де $K_{тр}$ - вартість трансформаторів;

K_{ϵ} - вартість вимикачів;

$K_{кп}$ - вартість компенсуючих пристроїв.

В першому варіанті, компенсуючі пристрої відсутні, тому $K_{кп} = 0$. Вартість вимикачів для всіх варіантів приймемо однаковою, тому не враховуємо.

Згідно [3] плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію для споживачів визначаємо за формулою:

$$\Pi = \Pi_1 + \Pi_2 \quad (3.7)$$

де Π_1 - основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію;

Π_2 - надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності (КРП).

Основна плата визначається за формулою:

$$\Pi_1 = (WQ_{СП} + K \cdot WQ_{ген}) \cdot D \cdot T \quad (3.8)$$

де $WQ_{сп}$ - споживання реактивної енергії за розрахунковий період, квар-год;

$WQ_{ген}$ - генерація реактивної енергії, квар-год;

$K = 3$ - нормальний коефіцієнт;

D - економічний еквівалент реактивної потужності.

$$П2 = П1 * C_{баз}(K_{\phi} - 1), \quad (3.9)$$

$C_{баз} = 1$ - нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП у межах споживача;

K_{ϕ} - коефіцієнт, що вибираємо з [1 табл. 1 або 2] в залежності від фактичного значення потужності споживача $\tan \phi$.

Визначаємо коефіцієнт потужності споживачів електричної енергії КС :

$$\tan \phi = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{1952,9}{2154,7} = 0,9$$

По таблиці 1[3] визначаємо $K_{\phi} = 1,4225$, яке відповідає значенню $\tan \phi = 0,9$.
Споживання реактивної енергії визначаємо за формулою:

$$WQ_{сп} = (Q_p + \sum \Delta Q_T) \cdot T_{нб} \quad (3.10)$$

де ΔQ_T - втрати реактивної потужності в трансформаторах, яка визначається за формулою:

$$\Delta Q_T = \frac{S_{ном}}{100} \cdot \left[U_{K\%} \cdot \left(\frac{S_p}{2 \cdot S_{ном}} \right)^2 + I_{X\%} \right] \quad (3.11)$$

Використовуючи дані таблиці визначимо втрати реактивної потужності в трансформаторах:

-ТП-1 (КЦ):

$$\Delta Q_{ТП-1} = \frac{1000}{100} \cdot \left[5,5 \cdot \left(\frac{1398,9}{2 \cdot 1000} \right)^2 + 1,4 \right] = 40,9, \text{квар};$$

- ТП-2 (АПО):

					ДП 2023	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q_{III-2} = \frac{1600}{100} \cdot \left[5,5 \cdot \left(\frac{1632}{2 \cdot 1600} \right)^2 + 1,3 \right] = 43,7, \text{квар};$$

- ГПП

$$\Delta Q_{ГПП} = \frac{2500}{100} \cdot \left[6,5 \cdot \left(\frac{2908,1}{2 \cdot 2500} \right)^2 + 1 \right] = 80, \text{квар}.$$

Визначаємо споживання реактивної енергії:

$$WQ_{СП} = (1952,9 + 40,9 + 43,7 + 80) \cdot 6500 = 13763750, \text{кВАр*год}$$

Генерація реактивної енергії $WQ_{ген} = 0$, так як у даному випадку засоби КРП відсутні. Тоді:

$$\Pi 1 = (13763750 + 3 + 0) \cdot 1,1 \cdot 0,25 = 37,85 \text{тис.грн.},$$

$$\Pi 2 = 37,85 \cdot 1(1,4225 - 1) = 16 \text{тис.грн.},$$

$$\Pi = 37,85 + 16 = 53,85 \text{тис.грн.}$$

Визначимо вартість втрат в трансформаторах:

$$B_{втрТП-1} = (0,7^2 \cdot 11 \cdot 6500 + 2,45 \cdot 8760) \cdot 0,25 = 14,1 \text{тис.грн.};$$

$$B_{втрТП-2} = (0,51^2 \cdot 16,5 \cdot 6500 + 3,3 \cdot 8760) \cdot 0,25 = 14,2 \text{тис.грн.};$$

$$B_{втрГПП} = (0,58^2 \cdot 23,5 \cdot 6500 + 3,9 \cdot 8760) \cdot 0,25 = 21,4 \text{тис.грн.}$$

Визначаємо експлуатаційні витрати:

$$B_e = \frac{2,3}{100} \cdot 13,9 + \frac{4,3}{100} \cdot 137,1 = 6,2 \text{тис.грн.}$$

Вартість втрат в пристроях КРП $B_{ПР} = 0$, так як пристрої відсутні.

Визначаємо дисконтні затрати першого варіанту:

$$З_{дс1} = \frac{6,2 + 14,1 + 14,2 + 21,4 + 0 + 53,85}{0,1} + 137,1 + 13,9 = 1248,5 \text{тис.грн.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю.

					ДП 2023	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Варіант 2.

Компенсація реактивної потужності на стороні НН (0,4 кВ). Вибір силових трансформаторів. Вибираємо потужність силових трансформаторів при повній компенсації реактивної потужності на стороні НН. Для цього потужність компенсуючих пристроїв повинна дорівнювати розрахунковій. Тому потужність силових трансформаторів визначаємо за активною розрахунковою потужністю.

Потужність, яка буде передаватися через трансформатор:

$$S_{КЦ} = \sqrt{P_P^{IV^2} + (Q_P^{IV} + Q_{HK})^2} = \sqrt{P_P^{IV^2}} = 1349 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

За формулою 3.1 визначаємо потужність трансформатора:

$$S_T = \frac{S_P}{K_{зав} \cdot n} = \frac{1349}{0,7 \cdot 2} = 963,6 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

Вибираємо трансформатор ТМ-1000/10.

Перевіряємо вибраний трансформатор на перевантаження:

$$K_{зав.ав} = \frac{1349}{1000} = 1,349 < 1,4,$$

умова виконується.

Трансформатори для КТП АПО та ГПП вибираємо аналогічно.

Результати розрахунків по вибору силових трансформаторів зводимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 - Результати розрахунків.

Назва ТП	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	Тип	Кількість	$K_{зав.ав}$
КЦ	1349	-	1349	ТМ-1000/10	2	1,349
АПО	1044	-	1044	ТМ-1000/10	2	1,044
ГПП	2154,7	-	2154,7	ТМ-12500/35	2	1,347

Таблиця 3.5 - Параметри силових трансформаторів.

Тип	$S_{ном.т}$, кВ·А	P_x , кВт	P_K , кВт	U_K , %	I_x , %	Ціна тис. грн
ТМ-1000/10	1000	3,9	11	5,5	1,4	14,825
ТМ-1600/35	1600	3,3	16,5	5,5	1,3	20,750

Визначаємо січення кабельних ліній для живлення трансформаторних підстанцій КЦ та АПО газу, розрахунки по вибору кабелів та визначення вартості кабельних ліній проводимо аналогічно варіанту 1.

Таблиця 3.6 - Результати розрахунків по вибору кабельних ліній.

Тип	I_P , А	$I_{P.авар}$, А	S_e , мм ²	Марка	$I_{доп}$, А	Вартість, тис. грн/км	Довжина, км	К-сть	Вартість кабельної лінії тис. грн
КЦ	77,9	154,8	64,9	ААБГ- 3×70	165	13,05	0,25	2	6,525
АПО	60,3	120,55	50,2	ААБГ 3×70	165	13,05	0,3	2	783

Визначаємо потужність та кількість низьковольтних компенсуючих пристроїв (НКП).

Потужність визначаємо за формулою:

$$Q_{НК} = (Q_P + \Delta Q_T) K_{зан} \quad (3.12)$$

де $K_{зан} = 1,1$ - коефіцієнт запасу.

За формулою 3.11 визначаємо втрати реактивної потужності в трансформаторах КЦ

$$\Delta Q_{ТКН} = \frac{1000}{100} \cdot \left[5,5 \cdot \left(\frac{1349,1}{2 \cdot 1000} \right)^2 + 1,4 \right] = 51,09 \text{ квар},$$

$$Q_{НК} = (500,58 + 51,09) \cdot 1,1 = 606,84 \text{ квар}.$$

Вибираємо дві комплектні конденсаторні установки УКЛ(Н) Н-0,38-300-50УЗ.

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Аналогічно вибираємо НКП для АПО газу.

Результати розрахунків та параметри комплектних конденсаторних установок зводимо в таблицю 3.7.

Розрахунок дисконтованих затрат та плати за реактивну енергію визначаємо аналогічно варіанту 1. Результати розрахунків зводимо в таблицю.

Таблиця 3.7 - Результати розрахунків та параметри комплектних конденсаторних установок.

	Тип	Q_H , квар	Кількість	Q_P , квар	Вартість, тис. грн.
КЦ	УКЛ(Н) -0,38-300	300	2	606,84	25,100
АПО	УКЛ(Н) -0,38-600-150	600	2	1426,27	55,025
	УКЛ(Н) -0,38-216-108	216	1		

Варіант 3. Компенсація реактивної потужності на стороні 10 кВ.

Потужність цехових трансформаторів визначаємо з врахуванням, що вони повинні забезпечувати передачу реактивної потужності з сторони ВН на НН.

Розрахунки в даному варіанті аналогічні розрахункам по вибору цехових трансформаторів у варіанті 1. Результати розрахунків по вибору трансформаторів зводимо в таблицю 3.8

Розрахунки по вибору потужності трансформаторів ГПП аналогічні розрахункам по вибору трансформаторів ГПП у варіанті 2. Результати зводимо в таблицю 3.8.

Назва	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	Тип	Кількість	$K_{\text{зав. ав}}$	Q_1 , квар
КЦ	1349,2	500,58	1438,9	ТМ-1600/10	2	0,9	1716,75
АПО	1044,9	1253,9	1632,0	ТМ-1600/10	2	1,02	1981,36
ГПП	2154,7	-	2154,7	ТМ-1600/35	2	1,347	-

Таблиця 3.9 - Параметри силових трансформаторів.

Тип	$S_{ном.т}$, кВ·А	P_x , кВт	P_k , кВт	U_k , %	I_x , %	Ціна тис. грн
ТМ-1600/10	1600	3,3	16,5	5,5	1,3	20,75
ТМ-1600/35	1600	3,3	16,5	5,5	1,3	26,00

Розрахунки по вибору кабельних ліній та визначення їх вартості аналогічні , як у варіанті 1. Результати зводимо в таблицю 3.11.

Визначаємо потужність і кількість високовольтних компенсуючих пристроїв:

$$Q_{BK} = (Q_{PHЦ} + \Delta Q_{TKЦ} + Q_{РАПО} + \Delta Q_{ТАПО}) \cdot K_{зан} = (500,58 + 58,9 + 1253,9 + 49,51) \cdot 1,1 = 1848 \text{ квар.}$$

Результати розрахунків вибору ВКП та їх дані зводимо в таблицю 3.10 .

Таблиця 3.10 - Результати розрахунку та параметри ВКП.

Тип	Кількість	Q_H , квар	Q_P , квар	Вартість, тис. грн.
КЕК2-10,5-150-2У1	12	150	-	45,00
КЕК2-10,5-150-2У1	1	37,5	-	0,937
разом	13	1837,5	1848	45,937

Дисконтовані затрати та плату за споживання реактивної визначаємо аналогічно методиці у варіанті 1.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 3.11.

Вартість	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
K_T , тис. грн.	116,35	100,8	135,0
K_L , тис. грн.	27,8	23,2	27,8
$K_{КП}$, тис. грн.	0	80,12	45,9
Π , тис. грн.	53,85	1,5	1,5
$B_{втр}$, тис. грн.	49,7	39,4	49,5
B_e , тис. грн.	6,2	9,6	8,4
$B_{КП}$, тис. грн.	0	16	7,5
$Z_{де}$ тис. грн.	1248,5	860,5	878,1

4. Вибір схеми зовнішнього електропостачання

4.1 Розрахунок та вибір схеми зовнішнього електропостачання.

Так як газокompресорна станція належить до електроприймачів 1 категорії, то для безперебійного електропостачання ГЗП повинна отримувати живлення двома лініями електропередачі від незалежних джерел електроенергії.

Розглянемо два варіанти живлення:

- двома повітряними лініями електропередачі (ЛЕП) / = 3 км від секцій 35 кВ районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ, що отримує живлення по лініях ЛП40 та ЛП41 $U = 110$ кВ. На рисунку зображена схема електропостачання

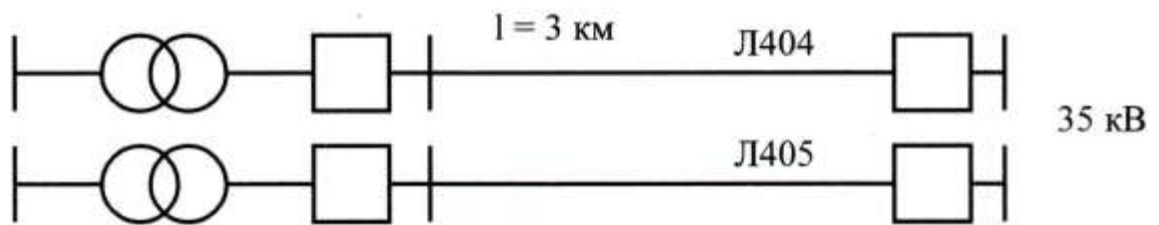
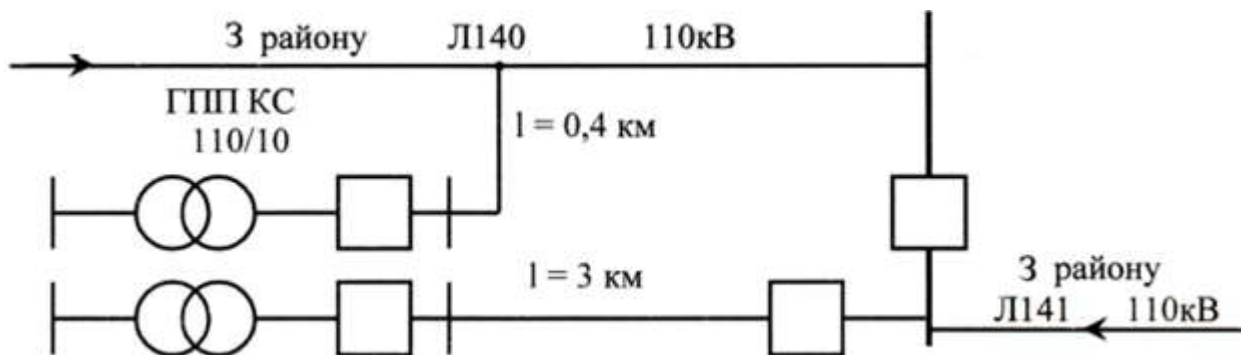


Рис. 4.1. Схема електропостачання першого варіанту.

- безпосередньо від лінії ЛП40, що приходить біля КС, та від секції 110 кВ районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ, що отримує живлення від лінії ЛП41. На рисунку зображена схема електропостачання другого варіанту.



					ДП 2023						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір схеми зовнішнього електропостачання	Літ.		Арк.	Аркушів		
Розробив		Шукула І. В.						34	104		
Перевірив		Ізволеньський І.				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск					
Н. Контр.											
Затвердив		Балюта С.М									

$$I_{роб} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2154,7}{\sqrt{3} \cdot 35} = 35,5 A.$$

Економічний переріз проводів визначаємо за формулою 3.2, де $I_{ек} = 1 A/mm^2$ для ЛЕП при $T_{нб} > 5000$ год. Тоді:

$$S_{ек} = \frac{35,5}{1} \doteq 35,5 mm^2$$

Вибираємо двоколову лінію на залізобетонних опорах з проводами АС-50. $S=50 mm^2$, $\Delta P_0 = 125$ кВт/км, $K_0 = 41,1$ тис.гон./км. Визначаємо втрати потужності в лініях:

$$\Delta P_{л} = \Delta P_0 \cdot l \cdot n = 125 \cdot 3 \cdot 2 = 750 \text{ кВт}.$$

Визначаємо вартість ліній:

$$K_{л} = K_0 \cdot l = 41,1 \cdot 3 = 123,3 \text{ тис.грн.}$$

Попередньо вибираємо вимикачі на стороні 35 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_{max}^{IV}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{2154,7^2 + 1953^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 48 A.$$

Вибираємо два вимикачі С-35М-630-10-У1 вартістю $K_{0в} = 7,5$ тис.гри.

$$K_B = K_{0в} \cdot n = 7,5 \cdot 2 = 15 \text{ тис.гри.}$$

Вартість трансформаторів ТМ-1600/35: $K_{0т} = 20,75$ тис.грн.

$$K_T = K_{0т} \cdot n = 20,75 \cdot 2 = 41,5 \text{ тис.грн.}$$

Визначаємо вартість втрат електроенергії в трансформаторах:

$$B_{втт} = (K_{зав}^2 \cdot P_{к.з} \cdot T_{нб} + P_{х.х} \cdot t) \cdot T = (0,58^2 \cdot 16,5 \cdot 6500 + 3,3 \cdot 8760) \cdot 0,25 = 22,8 \text{ тис.грн.}$$

Визначаємо вартість втрат електроенергії в лініях:

$$B_{вмл} = \Delta P_{л} \cdot T_{нб} \cdot T = 750 \cdot 6500 \cdot 0,25 = 12,2 \text{ тис.грн.}$$

$$B_{вт} = B_{втт} + B_{вмл} = 22,8 + 12,2 = 35 \text{ тис.грн.}$$

Визначаємо експлуатаційні витрати:

					ДП 2023	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_e = \frac{2,2}{100} \cdot K_l + \frac{4,3}{100} \cdot (K_m + K_e) = \frac{2,3}{100} \cdot 123,3 + \frac{4,3}{100} \cdot (41,5 + 15) = 5,3 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо дисконтовані затрати для першого варіанту:

$$Z_{de} = \frac{B_e + B_{exp}}{E} + K_l + K_m + K_e = \frac{35 + 5,3}{0,1} + 123,4 + 41,5 + 15 = 582,8 \text{ тис. грн.}$$

Дисконтовані затрати для другого варіанту визначаємо аналогічно.

Результати розрахунків по визначенню дисконтованих затрат для першого і другого варіантів зводимо в таблицю 4.1

Таблиця 4.1 - Результати розрахунків.

	Варіант 1	Варіант 2
Тип трансформаторів	ТМ-1600/35	ТМ-2500/110
Марка проводів ЛЕП	АС-50	АС-70
Тип вимикачів	С-35М-630-10-У1	МКП-110-630-20-У1
K , тис. грн.	179,8	285,0
Z_{de} тис. грн.	582,8	819,75

Висновки. З порівняння дисконтованих затрат варіантів видно, що затрати для першого варіанту менші, тому живлення КС доцільно проводити на напрузі 35 кВ як запропоновано у першому варіанті.

Для забезпечення надійності, живлення на стороні 10 кВ здійснимо по радіальній схемі, тобто ТП-1 та ТП-2 з'єднані з РП 10 кВ безпосередньо через кабельні лінії, розрахунок та вибір перерізу кабельних ліній проведений в розділі 3, результати розрахунків зведені в таблицю 3.6.

5. Вибір схеми внутрішнього електропостачання

Внутрішнє електропостачання цехів проводимо по одноступінчастій радіальній схемі, яка рекомендована для цехів з вибухонебезпечним середовищем. Радіальні схеми використовуються для живлення потужних споживачів і забезпечення високої надійності електропостачання. Так як більшість споживачів електроенергії станції є споживачами I категорії, то навіть короткочасна перерва в живленні призведе до аварійної зупинки газоперекачуючого агрегату та порушення контрактних умов по експорті газу, та приносить збитки десятки тисяч доларів, то доцільно використати даний тип схеми електропостачання.

Приводимо розрахунок вибору провідників для живлення загального щита силового управління (ЗЩСУ).

Так як ЗЩСУ знаходиться безпосередньо в ТП-1, о живлення загальних щитів від РП 0,4 к здійснюється за допомогою шинопроводів. Вибір проводимо за економічною густиною струму.

Умови вибору:

$$U_{ном} \geq U_{н.мер}; \quad (5.1)$$

$$I_{доп} \geq I_{розр}; \quad (5.2)$$

$$S \geq S_{ек}. \quad (5.3)$$

Визначаємо розрахунковий струм у шинах:

$$I_{розр} = \frac{S_{розр}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{184,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 174 \text{ А},$$

$$S_{ек} = \frac{174}{1,2} = 128 \text{ мм}^2$$

					ДП 2023					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір схеми внутрішнього електропостачання			Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив	Шукула І. В.									
Перевірив	Ізволєнський І.								37	104
								ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск		
Н. Контр.										
Затвердив	Балюта С.М									

Вибираємо шинопровід марки ШРА73 $S = 175 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 250 \text{ А}$. Аналогічно поводимо вибір провідників для живлення всіх силових щитів. Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.1

Таблиця 5.1 - Результати розрахунків по вибору провідників для живлення силових щитів.

Назв	$S_{\text{розр}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$I_{\text{розр}}, \text{А}$	$S_{\text{ек}}, \text{мм}^2$	Марка провідника	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
ЗЩСУ	202,2	174,5	128	ШРА 73	250
АЩСУ	184,7	274	228,3	АВВГ 3×240	440
ТЩСУ	63,1	107,1	89,2	АВВГ 3×95	190
Пож ЩСУ	64,2	115,7	96,4	АВВГ 3×120	220
ЩСУ АПО	398,3	1183	1200	120×10	2650

6. Розрахунок силової та освітлювальної мережі

6.1 Розрахунок силової мережі

Проводимо вибір кабелів для живлення електроспоживачів від щитів силового управління. Вибір провідників проводимо за умовою допустимого нагріву:

$$I_{\max} < I_{\text{доп.каб.}} \quad (6.1)$$

За максимальний струм ($I_{\max}$) приймаємо номінальні струми електроспоживачів (паспортні дані) [таблиця 2.1].

Вибираємо переріз кабеля для живлення електроспоживачів пускового оливного насоса $I_{\text{ном}} = 75$ А. Вибираємо кабель АВВГ 3х25, $I_{\text{доп}} = 90$ А.

Перевіряємо вибраний переріз за умови захисту:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{спр.зах}}}{1,5} \quad - \text{ для захисту з тепловим розширювачем;}$$

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{спр.зах}}}{4,5} \quad - \text{ для захисту з електромагнітним розширювачем;}$$

де $I_{\text{спр.зах}}$ " струм спрацювання захисту , А. $I_{\text{спр зах}} = 250$ А.

Аналогічно проводимо вбір та перевірку кабелів для всіх електроприймачів. Результати розрахунку по вибору і перевірці кабелів зводимо в таблицю 6.1 Результати розрахунку

№	Назва	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	Марка кабеля	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$\frac{I_{\text{спр. зах}}}{4,5}, \text{ А}$
1	Пусковий оливний насос	75	АВВГ 3×25	75	55,5
2	Оливний насос ущільнення	100	АВВГ 3×50	100	55,5
3	Вентилятор охолодження оливи	7,9	АВВГ 3×2,5	22	14
4	Валообертовий пристрій	6,5	АВВГ 3×2,5	22	14
5	Електричний підігрів оливи	80	АВВГ 3×25	75	55,5

					ДП 2023		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок силової та освітлювальної мережі		
Розробив		Шукула І. В.					
Перевірив		Ізволеньський І.					
Зав.кафедр.							
Н. Контр.							
Затвердив		Балюта С.М			Літ. Арк. Аркушів 39 104 ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск		

Продовження таблиці 6.1

№	Назва	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Марка кабеля	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$\frac{I_{\text{спр. зах}}}{4,5}, \text{А}$
6	Вентилятор кожуху турбіни	38	АВВГ 3×10	45	11
7	Вентилятор приточної вентиляції	12	АВВГ 3×2,5	22	14
8	Вентилятор аварійно-витяжної вентиляції	6,5	АВВГ 3×2,5	22	14
9	Вентилятор конденсатора	106	АВВГ 3×50	110	55,5
10	Центрефуга регенерації оливи	7,9	АВВГ 3×2,5	22	14
11	Насос регенерації оливи	6,5	АВВГ 3×2,5	22	14
12	Вентилятор акумуляторної	6,5	АВВГ 3×2,5	22	14
13	Пежежний насос	100	АВВГ 3×50	110	55,5
14	Засувки піно-пожежо гасіння	1	АВВГ 3×2,5	22	0,35
15	Утилізаторний насос	49	АВВГ 3×26	60	55,5
16	Компресор повітря	65	АВВГ 3×25	75	55,5
17	Вентилятор АПО газу	233	АВВГ 3×185	260	139

6.2 Розрахунок освітлення та освітлювальної мережі компресорного цеху

Розрахунок освітлення компресорного цеху проводимо методом коефіцієнта використання світлового потоку.

Освітленість для компресорної установки з постійним черговим персоналом рівна 75 лк. Робоча поверхня розташована на висоті 0,8 м., рекомендований коефіцієнт запасу 1,5. для освітлення приміщення вибираємо лампу типу ДРЛ в зв'язку з висотою приміщення 12 м.

Відстань світильника від підлоги 10 м., відстань до стелі 2 м. Світильник обслуговується зі спеціальної площадки мостового крана.

Метод коефіцієнта використання дає змогу визначити світловий потік ламп, необхідний для створення нормальної освітленості з врахуванням світла відбитого стінами та стелею приміщення.

Світловий потік ламп у кожному світильнику, необхідний для створення заданої мінімальної освітленості визначається за формулою:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot k_z \cdot Z}{N \cdot r}, \text{ лм} \quad (6.1)$$

де E - мінімальна нормована освітленість, лм;

S - площа приміщення або поверхні, м^2 ;

Z - коефіцієнт нерівності освітлення, що характеризує відношення середньої освітленості до мінімальної;

N - кількість світильників;

r - коефіцієнт використання світлового потоку джерела освітлення.

Коефіцієнт використання світлового потоку r є складною функцією багатьох змінних, при розрахунку його визначають за таблицями з урахуванням типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін $\rho_{\text{с}}$, стелі $\rho_{\text{п}}$ та підлоги $\rho_{\text{р}}$, а також з врахуванням індексу приміщення:

$$i = \frac{S}{(A + B) \cdot h}, \quad (6.2)$$

де S - площа приміщення м^2 ;

h - висота підвісу світильника над розрахованою площею;

A, B - відповідно довжина та ширина приміщення, м.

Коефіцієнт нерівномірності освітленості для ламп ДРЛ рівний 1,15.

Для нашого приміщення вибираємо коефіцієнти відбиття : $\rho_{\text{с}} = 50\%$,
 $\rho_{\text{п}} = 10\%$, $\rho_{\text{р}} = 20\%$.

За формулою 6.2 визначаємо індекс приміщення:

$$i = \frac{145 \cdot 25}{(20 - 0,8) \cdot (145 + 25)} = 2,318$$

Отже для світильника ВЗГ-200 АМ. $r=0,59\%$

$$\Phi = \frac{75 \cdot 3625 \cdot 1,5 \cdot 1,15}{30 \cdot 0,59} = 26500 \text{ лм.}$$

Вибираємо лампу типу ДРЛ 750. $\Phi = 30000$ лм, $N = 30$ шт. Лампи розміщуємо в порядку приведеному на рисунку 6.1.

Згідно з УЕ номінальна аварійна освітленість повинна бути рівна 10% номінального робочого освітлення:

$$E_{ном}^{осв} = 0,1 \cdot E_H = 0,1 \cdot 75 = 7,5 \text{ лк.}$$

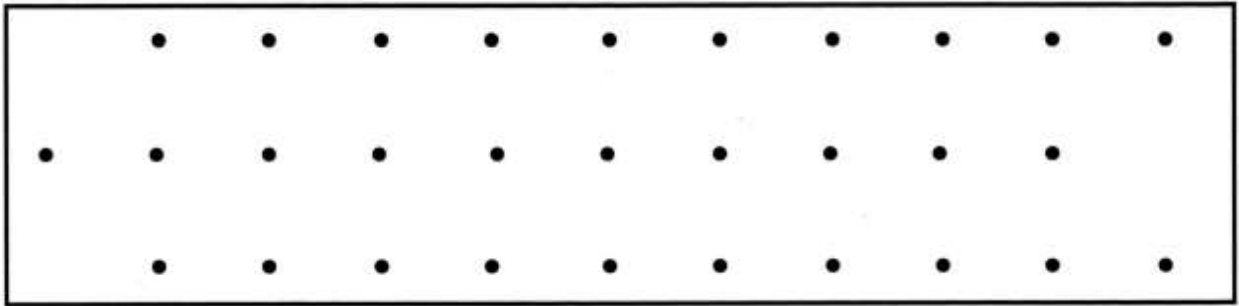


Рис. 6.1. План розміщення світильників в компресорному цеху

Визначаємо необхідний світловий потік аварійного освітлення:

$$\Phi_a = E_{ном}^{осв} \cdot S = 7,5 \cdot 3625 = 27187,5 \text{ лм.}$$

Для аварійного освітлення вибираємо лампу типу Б-215-225-200 лампа розжарювання, без спіральна, $P = 200$ Вт. $\Phi_u = 2800$ лм.

Визначаємо необхідну кількість ламп аварійного освітлення:

$$N_a = \frac{\Phi_a}{\Phi_H} = \frac{27187,5}{2800} = 9,7 \text{ шт.}$$

Приймаємо кількість ламп 12 штук і розміщуємо по шість світильників вздовж стін компресорного цеху через кожних 20 м.

В результаті світлотехнічного розрахунку освітлення отримали значення кількості світильників, потужність ламп, кількість рядів, відстань між світильниками та рядами, довжину ряду та висоту підвісу. Залишається розрахувати засоби живлення.

Щоб провести електротехнічний розрахунок освітлення вибираємо схему живлення світильників, тип освітлювальних щитів та способи прокладки провідників.

Для живлення робочого освітлення в цеху будемо користуватися схемою розміщення кабелів, що зображена на рисунку 6.2.

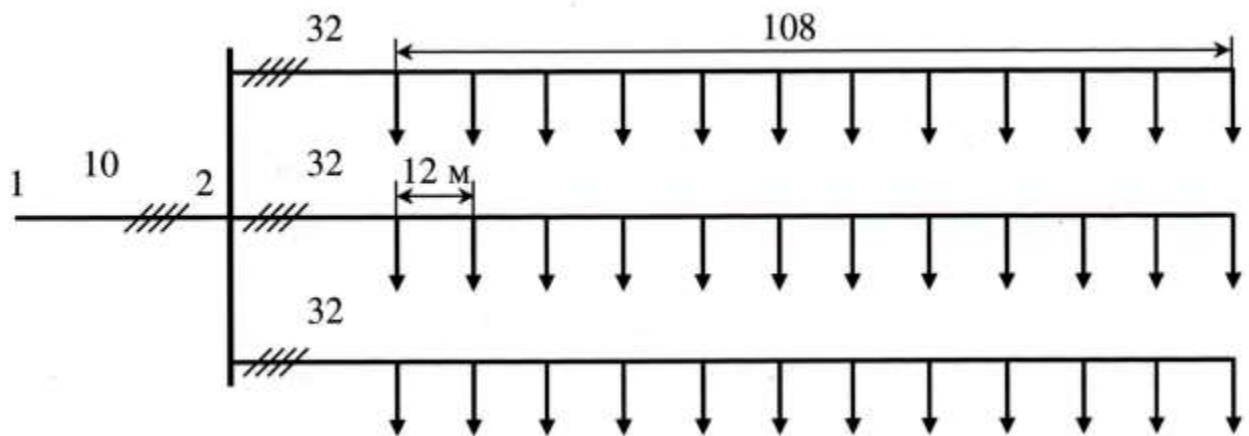


Рис. 6.2. Схема живлення світильників

Світильники підключаємо по довжині лінії.

Для живлення робочого освітлення вибираємо освітлювальний щиток тину Щ041-5101 без ввідного вимикача з трьома автоматичними вимикачами по групах типу АЕ-2046.

Живлення аварійного освітлення здійснюємо з центрального щита постійного струму.

Для визначення перерізу жил живлячих провідників необхідно визначити моменти ділянок освітлювальної мережі:

$$M = \frac{P \cdot L}{2}, \text{ кВт} \cdot \text{м.} \quad (6.3)$$

Визначаємо момент для ділянки 2-3:

$$M_{2-3} = \frac{0,75 \cdot 140}{2} = 52,5 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{2-4} = M_{2-5} = M_{2-3} = 52,5 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

Визначаємо моменти живлячи лінії:

$$M_{1-2} = (P_{2-3} + P_{2-4} + P_{2-5}) \cdot l_{1-2} = (7,5 + 7,5 + 7,5) \cdot 10 = 225 \text{ кВт}$$

Визначаємо поперечний переріз жил кабельної лінії 1=2:

$$S_{1-2} = \frac{\sum M}{C \cdot \Delta U_{\%}}, \text{мм}^2$$

де $\sum M$ - сума моментів основної лінії та відгалужень;

C - коефіцієнт, що залежить від напруги мережі, струму, матеріалу жил, $C = 46$;

$\Delta U_{\%}$ - втрата напруги в мережі для найбільш віддаленої точки (світильника)

$$\Delta U_{\%} = 4\%.$$

$$\sum M = M_{1-2} + M_{2-3} + M_{2-4} + M_{2-5} = 225 + 525 + 52,5 + 52,5 = 382,5 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$S_{1-2} = \frac{382,5}{4 \cdot 46} = 2,08 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель АВВБГ 4х2,5. $I_{\text{доп}} = 13,3$

Визначаємо втрати напруги в кабелі:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{\sum M}{C \cdot S_{1-2}} = \frac{382,5}{2,5 \cdot 46} = 3,33\%$$

Так як $\Delta U_{1-2} = 3,33\% < \Delta U_{\text{доп}} = 4\%$, то кабель задовольняє умову перевірки за допустимою втратою напруги.

Визначаємо переріз кабелю для ділянок 2-3, 2-4, 2-5:

$$S_{2-3} = S_{2-4} = S_{2-5} = \frac{52,5}{4 \cdot 46} = 0,28 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель АВВБГ 4х2,5 мм².

Перевіряємо вибраний кабель за допустимою витратою напруги:

$$\Delta U_{2-3} = \Delta U_{2-4} = \Delta U_{2-5} = \frac{52,5}{2,5 \cdot 46} = 0,46\% < 4\%$$

Перевіряємо вибрані перерізи жил кабелів за довготривалим допустимим струмом:

$$I_{1-2} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi} = \frac{22,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9} = 38 \text{ А};$$

$I_{1-2} > I_{\text{доп}}$ - умова не виконується. Вибираємо кабель АВВБГ 4х6, $I_{\text{доп}} = 38 \text{ А}$, що задовольняє умові нагріву.

					ДП 2023	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{2-3} = I_{2-4} = I_{2-5} = \frac{7,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9} = 12,6 < 13,3 \text{ А}$$

В освітлювальному щитку змонтовані три триполюсні автоматичні вимикачі типу АЕ 2046, $I_{ном}=63 \text{ А}$, та один однополюсний АЕ 2041, $I_{ном}= 63 \text{ А}$.

					ДП 2023	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору та перевірки високовольних та низьковольних електричних апаратів та струмоведучих частин розраховуємо струми короткого замикання (к.з.) в мережах напругою 35 кВ, 10 кВ та 0,4 кВ.

7.1 Розрахунок струмів короткого замикання

в мережі напругою вище 1000 В

Схема мережі напругою вище 1000 В зображена на рисунку 7.1.

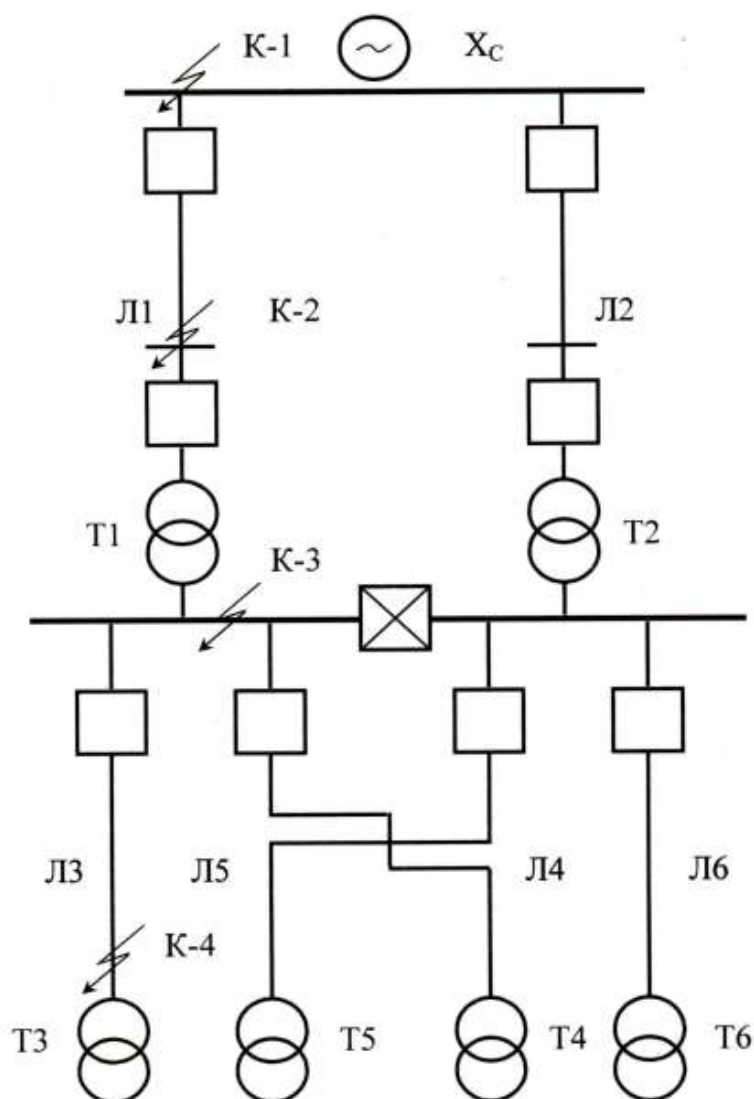


Рис. 7.1. Схема мережі

					ДП 2023							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок струмів КЗ				Літ.	Арк.	Аркушів	
Розробив	Шикіла І. В.											
Перевірив	Ізволеньський І.										46	104
									ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск			
Н. Контр.												
Затвердив	Балюта С.М											

Розрахунок параметрів схеми заміщення проводимо у відносних базисних одиницях. Для цього задаємося базисними умовами:

$$S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА}; \quad U_{\bar{o}1} = 37 \text{ кВ}; \quad I_{\bar{o}1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}1}} = 15,6 \text{ кА};$$

$$U_{\bar{o}2} = 10,5 \text{ кВ}; \quad I_{\bar{o}2} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}2}} = 57,7 \text{ кА}.$$

Для розрахунку струмів КЗ вибираємо найбільший режим роботи, тобто коли силовий трансформатор Т2 відключений, живлення знаходиться від системи N1, секціонування відбувається на низькій напрузі, все обладнання в роботі. Отже розрахункова схема заміщення має вигляд:

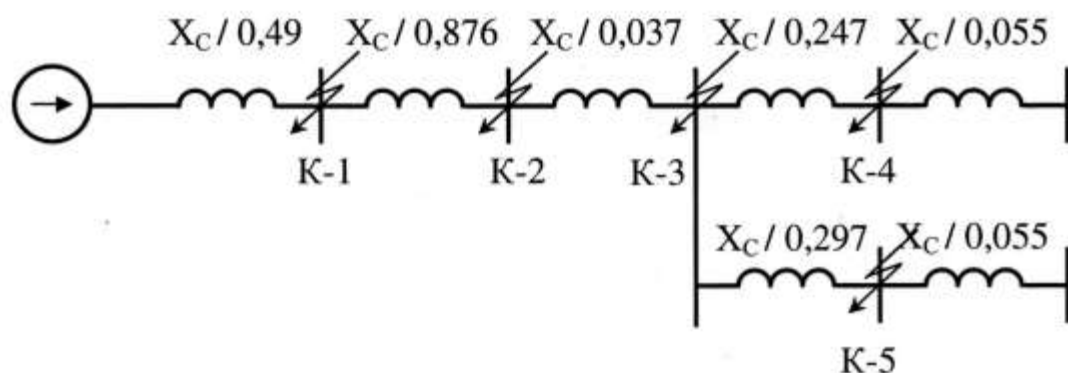


Рис. 7.2 Схема заміщення для розрахункових струмів к.з.

Розрахуємо параметри схеми заміщення.

Опір системи:

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_K} = \frac{37^2}{2500} = 0,49 \text{ Ом};$$

$$X_C^0 = X_C \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_1^2} = 0,49 \cdot \frac{2500}{37^2} = 1.$$

Опори ліній :

$$X_{Л1} = X_{01} \cdot l_1 \frac{S_{\bar{o}}}{U_1^2} = 0,4 \cdot 3 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0,876 \text{ в.о.};$$

$$X_{Л3} = X_0 \cdot l_3 \frac{S_{\bar{o}}}{U_2^2} = 0,099 \cdot 0,25 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,247 \text{ в.о.};$$

$$X_{Л4} = X_0 \cdot l_4 \frac{S_6}{U_2^2} = 0,099 \cdot 0,3 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,297 \text{ в.о.}$$

Опори трансформаторів :

$$X_{T1} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000}{1600} = 0,037 \text{ в.о.};$$

$$X_{T3} = X_{T4} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000}{1500} = 0,055 \text{ в.о.}$$

Визначимо ступи короткого замикання в кожній точці схеми заміщення.

Точка К-5

$$X_{\Sigma K-5} = X_C + X_{Л1} + X_{T1} + X_{Л4} = 1 + 0,876 + 0,026 + 0,297 = 2,19 \text{ в.о.};$$

$$I_{K-5}'' = \frac{I_{62}}{X_{\Sigma K-5}} = \frac{57,7}{2,19} = 26,25 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 5} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K-5}'',$$

де K_y - ударний коефіцієнт. В мережах установок напругою вище 1000 В з переважаючим індуктивним опором середнє значення $K_y = 1,8$ [3, ст. 119]

$$i_{y\partial 5} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 26,25 = 66,8 \text{ кА.}$$

Точка К-4

$$X_4 = 1 + 0,876 + 0,026 + 0,247 = 2,15 \text{ в.о.};$$

$$I_{K-4}'' = \frac{57,7}{2,15} = 26,85 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 4} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 26,85 = 68,3 \text{ кА.}$$

Точка К-3

$$X_3 = 1 + 0,876 + 0,026 = 1,9 \text{ в.о.};$$

$$I_{K-3}'' = \frac{57,7}{1,9} = 30,35 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 3} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 30,35 = 77,3 \text{ кА.}$$

					ДП 2023	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Точка К-2

$$X_2 = 1 + 0,876 = 1,876 \text{ в.о.};$$

$$I''_{K-2} = \frac{I_{\sigma 1}}{X_2} = \frac{16,5}{1,876} = 8,8 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma 2} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,8 = 22,4 \text{ кА}.$$

Точка К-1

$$X_1 = X_C = 1 \text{ в.о.};$$

$$I''_{K-1} = I_{\sigma 1} = 16,5 = 16,5 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma 1} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 16,5 = 42 \text{ кА}.$$

Результати розрахунку струсів КЗ в мережі напругою вище 1000 В зводимо в таблицю 7.1.

Таблиця 7.1 - результати розрахунку

Точка короткого замикання	$U_{ном.м}$, кВ	X_{Σ} в.о.	$I_{К.З.}$, кА	$i_{y\sigma}$, кА
К-1	35	1	16,5	42
К-2	35	1,8	8,8	22,4
К-3	10	1,9	30,35	77,3
К-4	10	2,15	26,85	68,3
К-5	10	2,19	26,25	66,8

7.2 . Розрахунок струмів короткого замикання в мережі напругою до 1000 В

При розрахунку струмів КЗ в мережах до 1000 В необхідно врахувати:

- активні та індуктивні опори провідників , кабелів і шин, струмоведучих частин апаратів , струмових котушок розчеплювачів автоматичних вимикачів, перехідних контактів апаратів;

- активні та індуктивні опори всіх елементів коротко замкнутого ланцюга;
- перехідні опори в місці короткого замикання.

Проводимо розрахунок к.з в мережі до 1000 В. На рисунку 7.3 зображена схема розрахунку струмів к.з. для пускового оливного насоса.

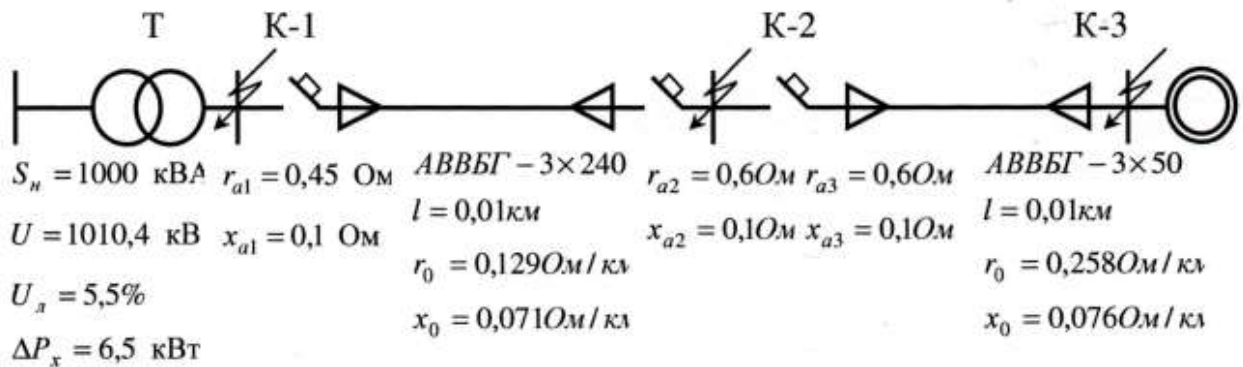


Рис. 7.3. Розрахункова схема

Розрахунок виконуємо в іменованих одиницях.

Приймаємо $U_6 = U_n = 0,4 \text{ кВ}$.

Визначимо параметри елементів схеми:

- опори ліній :

$$r_{KL1} = r_0 \cdot l = 0,129 \cdot 0,01 = 0,00129 \text{ Ом};$$

$$x_{KL1} = x_0 \cdot l = 0,071 \cdot 0,01 = 0,00071 \text{ Ом};$$

$$r_{KL2} = 0,258 \cdot 0,01 = 0,00258 \text{ Ом};$$

$$x_{KL2} = 0,076 \cdot 0,01 = 0,00076 \text{ Ом};$$

- опір трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_{K\%} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.т}} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1000^2} \cdot 10^6 = 0,0088 \text{ Ом};$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_6^2}{S_{н.т}^2} = \frac{12,7 \cdot 0,4^2}{1000^2} \cdot 10^6 = 2,04 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{8,8^2 - 2,04^2} = 8,6 \text{ мОм};$$

- опір системи :

$$x_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K-5}} \cdot \left(\frac{U_\phi}{U_C} \right)^2 \cdot 10^3 = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 29,4} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,87 \text{ мОм.}$$

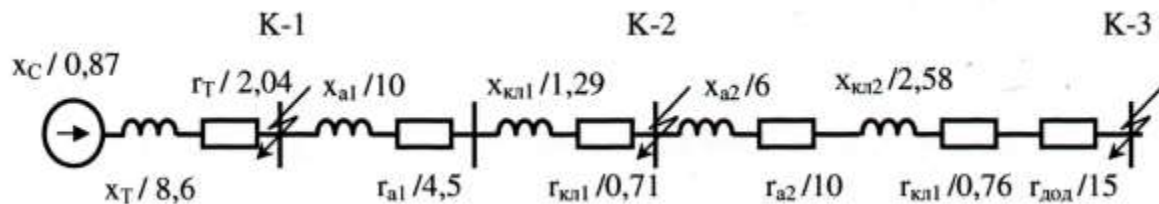


Рис. 7.4 Схема заміщення для розрахункових струмів к.з. в мережі до 1000 В.

Визначимо струми короткого замикання в кожній точці схеми заміщення.

Точка К-1:

$$z_{\sum K-1} = z_T = 8,8 \text{ мОм};$$

$$I_{K-1}^{(3)} = \frac{U_\phi}{\sqrt{3} \cdot z_{\sum K-1}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8,8} = 25,8 \text{ кА};$$

$$i_{y\phi 1} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K-1}^{(3)},$$

де K_y - ударний коефіцієнт.

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot z_\Sigma} = \frac{8,6}{314 \cdot 2,04} = 0,013.$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1,46$$

Тоді :

$$i_{y\phi 1} = 1,46 \cdot \sqrt{2} \cdot 25,8 = 53,4 \text{ кА.}$$

Точка К-2

$$x_{\sum K-2} = x_T + x_{a1} + x_{ЛК1} = 8,6 + 10 + 1,29 = 19,89 \text{ мОм};$$

$$r_{\sum K-2} = r_T + r_{a1} + r_{ЛК1} = 2,04 + 4,5 + 0,71 = 7,25 \text{ Ом};$$

$$z_{\Sigma K-2} = \sqrt{x_{\Sigma K-2}^2 + r_{\Sigma K-2}^2} = 21,17 \text{ МОм};$$

$$I_{K-2}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 21,17} = 10,9 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 2} = 1,46 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,9 = 22,5 \text{ кА}.$$

Точка К-3:

$$x_{\Sigma K-3} = x_{\Sigma K-2} + x_{a2} + x_{ЛК2} = 19,89 + 6 + 2,589 = 28,5 \text{ МОм};$$

$$r_{\Sigma K-3} = r_{\Sigma K-2} + r_{a2} + r_{ЛК2} + r_{\partial\partial\partial} = 7,25 + 10 + 7,6 + 15 = 40 \text{ Ом};$$

$$z_{\Sigma K-3} = \sqrt{40^2 + 40^2} = 49 \text{ МОм};$$

$$I_{K-3}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 49} = 4,7 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 3} = 1,46 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,7 = 9,7 \text{ кА}.$$

Результати розрахунку струсів к.з. в мережі напругою вище 1000 В зводимо в таблицю 7.2.

Таблиця 7.2 - Результати розрахунку струмів к.з. в мережі напругою до 1000 В

Точка короткого замикання	$U_{ном.м}$, кВ	X_{Σ} в.о.	$I_{К.З.}$, кА	$i_{y\partial}$, кА
К-1	400	8,8	25,8	54,4
К-2	400	21,17	10,9	22,5
К-3	400	49	4,7	9,7

8. Вибір електричних апаратів

8.1 Вибір високовольтних електричних апаратів

Вибираємо автоматичні вимикачі на стороні 35 кВта 10 кВ. Основними умовами вибору є:

$$U_{ном} \geq U_{н.мер}, кВ; \quad (8.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{max}, кА; \quad (8.2)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{пг} + i_{ат} \geq \sqrt{2} \cdot I_{в.ном} \left(1 + \frac{B_n}{100} \right), кА; \quad (8.3)$$

$$I_{дин} \geq I_{п.о}, кА; \quad (8.4)$$

$$i_{дин} \geq i_{yo}, кА; \quad (8.5)$$

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K, кА^2 \cdot с; \quad (8.6)$$

$$I_{в.ном} \geq I_{кТ}, к, \quad (8.7)$$

де $I_{пг}$ - періодична складова струму к.з. за час г, кА;

$i_{ат}$ - аперіодична складова струму к.з. за час т, кА;

$I_{п.а.}$ - періодична складова струму к.з. в початковий момент за часу, кА;

i_{yo} - ударний струм;

B_K - ударний струм;

$K_{ном}, I_{ном}, I_{в.ном}, B_n, I_{дин}, i_{дин}, t_T$ - параметри вимикача.

Вибираємо вимикач на напругу 35 кВ в колі живлячої лінії. Для цього використовуємо результати розрахунку струмів к.з., які приведені в табл, 7.1.

Визначаємо максимальний струм, що проходить через вимикач:

$$I_{max} = \frac{S_{max}^{VI}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P_p^{VI2} + Q_p^{VI2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{2154,7^2 + 1953^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 48 А.$$

Вибираємо вимикач С-35М-630-10У1 [4] з параметрами $U_{ном} = 35$ кВ, $U_{н.б.} = 40.5$ кВ, $I_{ном} = 630$ А, $I_{в.ном} = 10$ кА, $I_{дин} = 10$ кА, $i_{дин} = 26$ кА, $B_n = 25\%$, $t_T = 0,08$ с, $I_T^2 \cdot t_T = 400$ кА²·с.

					ДП 2023		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір електричних апаратів		
Розробив		Шикула І. В.					
Перевірив		Ізволєнський І.					
Н. Контр.							
Затвердив		Балюта С.М					
					Літ.	Арк.	Аркушів
						53	104
					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск		

За розрахунковий струм к.з. приймаємо струм к.з. від системи. Задаємося параметрами системи:

$$T_{a.c.}=0,02 \text{ с}, K_{y.c.}=1,65 [4].$$

$$I_{n.o.} = I_c = 8,06 \text{ кА};$$

$$I_{нт} = I_c = 8,06 \text{ кА};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{na} \cdot e^{\frac{-(t\theta+t3)}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 8,06 \cdot e^{\frac{-(0,03+0,01)}{0,02}} = 0,125 \text{ кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n.o} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 8,06 = 18,68 \text{ кА};$$

$$B_k = I_c^2 \cdot (t\theta + T_{a.c}) = 8,06^2 \cdot (0,08 + 0,05) = 8,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 8,06 + 0,125 = 11,5 \text{ кА};$$

Для вибраного вимикача вибираємо роз'єднувачі типу РНД :

35/630 У1 [4] з наступними параметрами: $U_{ном}=35 \text{ кВ}$, $I_{ном}=630 \text{ А}$, $i_{дин}=63 \text{ кА}$, $I_T^2 \cdot t_T=421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Результати розрахунку по вибору вимикача та роз'єднувачів на стороні 35 кВ зводимо в таблицю 8.1.

Таблиця 8.1 - Результати вибору вимикача та роз'єднувачів.

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

Результати розрахунку	Параметри вимикача	Параметри роз'єднувачів
$U_{н.мер}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
$I_{max}=48$ А	$I_{ном}=630$ А	$I_{ном}=630$ А
$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = 11,5$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{в.ном} \cdot \left(1 + \frac{B_n}{100}\right) = 30,1$ кА	
$I_{н.о.} = 8,06$ кА	$I_{дин} = 10$ кА	
$i_y = 18,68$ кА	$i_{дин} = 26$ кА	$i_{дин} = 63$ кА
$B_k = 8,44$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 400$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 421$ кА ² ·с
$I_{нт} = 8,06$ кА	$I_{н.в} = 10$ кА	

Як бачимо таблиця 8.1, основні умови вибору задовольняє. Отже для ВРП 35 кВ остаточно вибираємо вимикачі типу С-35М-630-10УЗ та роз'єднувачі типу РНД (3) 35/630 У1.

Проводимо вибір вакуумних вимикачів на напругу 10 Кв для введів РП 10 кВ. Для цього використовуємо результати розрахунку струмів к.з..

Визначаємо максимальний струм через вимикач:

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2394}{\sqrt{3} \cdot 10} = 138,4 \text{ кА}.$$

Попередньо вибираємо вакуумний вимикач ВВС-10-31,5/630 УЗ [4] з наступними даними :

$$U_{ном} = 105 \text{ кВ}, I_{ном} = 630 \text{ А},$$

$$I_{в.ном} = 31,5 \text{ кА}, I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА}, t_B = 0,075 \text{ с}.$$

Перевіряємо виконання умов.

За розрахунковий струм приймаємо струм к.з. від системи, задаємося

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

параметрами системи [4] :

$$Ta.c. = 0,02c, \quad K_{y.c.} = 1,8.$$

$$I_{n.o.} = I_c = 23,5кА;$$

$$I_{n\tau} = I_c = 23,5кА;$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{na} \cdot e^{\frac{-(t\theta+t_3)}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 23,5 \cdot e^{\frac{-(0,03+0,01)}{0,02}} = 4,5кА;$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n.o} = 59,8кА;$$

$$B_k = I_c^2 \cdot (t\theta + Ta.c) = 23,5^2 \cdot (0,075 + 0,02) = 54,5кА^2 \cdot c;$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{n\tau} + i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 23,5 + 4,5 = 38кА;$$

Результати розрахунку по вибору вимикача зводимо в таблицю 8.2.

Вибір вимикачів для інших приєднань розподільного пристрою напругою 10 кВ здійснюємо аналогічно. Результати розрахунків зводимо в таблиці 8.2, 8.3, 8.4.

Таблиця 8.2 - Результати вибору вакуумного вимикача вводів РП 10 кВ

Результати розрахунку	Параметри вимикача
$U_{мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 138,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n\tau} + i_{a\tau} = 38 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{в.ном.} \left(1 + \frac{B_n}{100} \right) = 62,4 \text{ кА}$
$I_{n.o.} = 23,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 59,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 54,5 \text{ кА}^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_T = 2977 \text{ кА}^2 \cdot c$
$I_{n\tau} = 23,5 \text{ кА}$	$I_{н.в} = 31,5 \text{ кА}$

Для приєднання ТП-1 та ТП-2 в РП 19кВ вибираємо вимикачі WMPWZ/S 10/2,5. Результати розрахунків по вибору вимикачів зведені у таблиці 8.3

Таблиця 8.3 - Результати вибору вакуумного вимикачів приєднань ТП-1 ТП-2 РП 10кВ

Результати розрахунку	Параметри вимикача
$U_{мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 74 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = 22,45 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{в.ном.} \left(1 + \frac{B_n}{100} \right) = 31,11 \text{ кА}$
$I_{н.о.} = 12,98 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$

$i_y = 33,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 80,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 120007 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{нт} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н.в} = 20 \text{ кА}$

Вибираємо секційний вимикач : ВВС-10-20/630-УЗ. Результати вибору секційного вимикача подані в таблиці 8.4

Таблиця 8.4 - Результати розрахунку.

Результати розрахунку	Параметри вимикача
$U_{мер}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{max}=93 \text{ А}$	$I_{ном}=630 \text{ А}$
$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}=29 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{в.ном} \cdot \left(1 + \frac{B_n}{100}\right) = 31,11 \text{ кА}$
$I_{н.о.}=13,7 \text{ кА}$	$I_{дин}=20 \text{ кА}$
$i_y=34,8 \text{ кА}$	$i_{дин}=52 \text{ кА}$
$B_k=79,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 120007 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{нт}=14,2 \text{ кА}$	$I_{н.в}=20 \text{ кА}$

Як бачимо всі попередньо вибрані вимикачі задовольняють вибору, отже всі вимикачі вибираємо остаточно.

Провіряємо вибір запобіжників для захисті трансформаторів ТП-1 та ТП-2 10/0,4 кВ.

При виборі запобіжників необхідно виконати ряд умов :

$$U_{з.ном} \geq U_{мер} \quad (8/8)$$

$U_{зап.ном.}$ - номінальна напруга запобіжника;

$U_{мер.}$ - напруга мережі, $U_{мер}=10 \text{ кВ}$.

$$I_{з.відкл} \geq I_{max} \quad (8.9)$$

$I_{з.лідкя}$ - граничний струм вимикання плавкої вставки;

I_{max} - максимальний струм к.з. в колі, $I_{max} = 26,85 \text{ кА}$.

$$I_{вс.ном} \geq K_H \cdot I_{н.мах}$$

де $I_{вс.ном}$ - номінальний струм плавкої вставки;

$K_H=1,15$ - коефіцієнт надійності при постійному навантаженні;

$I_{мах}$ - максимальний струм к.з. в колі , $I_{мах}=26,85 \text{ кА}$.

$$I_{н.мах} = K_3 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 81A,$$

$$K_H \cdot I_{н.мах} = 1,15 \cdot 81 = 93A.$$

Вибираємо плавкий запобіжник ПКТ-104-10-100-31,5 УЗ

Результати розрахунку та параметри запобіжника зводимо в таблицю 8.5.

Таблиця 8.5 - Результати розрахунку

Результати розрахунку	Параметри запобіжника
$U_{мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.б.роб} = 12 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 26,85 \text{ кА}$	$I_{з.відкл} = 31,5 \text{ кА}$
$K_H \cdot I_{н.мах} = 93 \text{ А}$	$I_{вс.ном.} = 100 \text{ А}$

Проводимо вибір шин ізоляторів розподільчого пристрою 10 кВ.

Визначаємо максимальний струм в шинах:

$$I_{мах} = K_3 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293A$$

По [3] вибираємо однополюсні алюмінієві шини, для яких $S = 640 \text{ мм}^2$, $b = 8 \text{ мм}$, $h = 80 \text{ мм}$, $I_{дон} = 1320 \text{ А}$, $C = 91 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2}$. По умові нагріву струмами цей переріз шин підходить, так як $I_{дон} > I_{мах}$.

Визначаємо мінімальний переріз шин, виходячи з умов термічної стійкості:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{54,5 \cdot 10^6}}{91} = 81,125 \text{ мм}^2$$

Так як $S > F_{тип}$, то даний переріз шин задовольняє умови термічної стійкості. Перевіряємо шини на динамічну стійкість. Для цього задаємося наступними параметрами:

- відстань між фазами $a = 0,8 \text{ м}$;
- коефіцієнт форми $K_\phi = 1$ [3];
- $\sigma_{дон} = 40 \text{ МПа}$ [3].

Визначаємо найбільшу силу взаємодії між фазами на одиницю довжини:

$$a = \sqrt{3} \cdot K_{\phi} \cdot \frac{i_y^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot \frac{59,8^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 774,2 \text{ Н}.$$

Визначаємо момент опору шин, вважаючи, що шини розміщені в горизонтальному положенні:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{8 \cdot 10^{-3} \cdot (80 \cdot 10^{-3})^2}{6} = 8,53 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Визначаємо максимальну відстань між ізоляторами:

$$l = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot W}{f}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 40 \cdot 10^6 \cdot 8,53 \cdot 10^{-6}}{774,2}} = 2,09 \text{ м}.$$

Прийmemo відстань між ізоляторами $l = 2,09 \text{ м}$.

Визначимо згинаючий момент:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{774,2 \cdot 2^2}{10} = 309,7 \text{ Н} \cdot \text{м}^2.$$

Визначаємо розрахункове значення напруження в полосі шин:

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{309,7}{8,53 \cdot 10^{-6}} = 36307151,26 \text{ Па} = 36,3 \text{ МПа}.$$

Так як $\sigma_{\text{розр}} > \sigma_{\text{доп}}$ то шини даного перерізу є динамічно стійкими до струмів к.з. Отже остаточно вибираємо однополюсні алюмінієві шини перерізом $8 \times 80 = 640 \text{ мм}^2$.

Визначаємо ізолятори, для яких $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$.

Визначаємо значення сили, яка діє на ізолятор при проходженні струмів к.з.:

$$F_{\text{розр}} = f \cdot l = 774,2 \cdot 2 = 1548,4 \text{ Н} \approx 16 \text{ кН}.$$

По [3] вибираємо опорний ізолятор для внутрішньої установки ИУ-80 УХЛЗ, для якого $F_{\text{мін.}} = 4 \text{ кН}$.

Так як $F_{\text{мін}} \geq F_{\text{розр.}}$, то даний ізолятор вибираємо остаточно.

					ДП 2023	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8.2 Вибір електричних апаратів напругою до 1000 В

Проводимо вибір автоматичних вимикачів. Вибір проводимо за наступними умовами:

$$U_{н.ав.} \geq U_{н.мер.}, \quad (8.11)$$

де $U_{н.мер.}$ - номінальна напруга мережі;

$U_{н.ав.}$ - номінальна напруга автоматичного вимикача.

$$I_{відкл.ном.} \geq I_{к.з.мах.}, \quad (8.12)$$

де $I_{к.з.мах.}$ - максимальний струм к.з. в колі вимикача.

$$I_{ном.розч.сп} \geq (1,1 + 1,3)I_{р.мах.}, \quad (8.13)$$

$$I_{ном.розч.мит} \geq (1,25 + 1,35)i_n, \quad (8.14)$$

де $i_n = I_{ном} * K_{пуск.}$

де $K_{пуск.} = 1,6-2$ - пусковий коефіцієнт;

$I_{ном}$ - номінальний струм споживання електроенергії. Вибираємо ввідний автоматичний вимикач РП 0,4 кВ в ТП-1.

Визначаємо максимальний струм:

$$I_{мах} = \frac{S_{мах}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{1350^2 + 500^2}}{1,73 \cdot 0,4} = 1930 \text{ А.}$$

Вибираємо автоматичний вимикач серії АВМ20Н. Результати вибору ввідних вимикачів РП 0,4 кВ ТП-1 і ТП-2 зводимо в таблицю 8.6

Номінальні дані вимикачів АВМ20Н	Розрахункові дані
$U_{н.ав.} = 400 \text{ В}$	$U_n = 400 \text{ В}$
$I_{відкл.мах.} = 100 \text{ кА}$	$I_{к.з.мах.} = 25 \text{ кА}$
$I_{ном.розч.} = 4000 \text{ А}$	$1,3 \cdot I_{р.мах.} = 2500 \text{ А}$

Автоматично вибираємо секційний вимикач для РП 0,4 кВ ТП-1 та ТП-2.
Результати розрахунку зводимо в таблицю 8.7.

Таблиця 8.7 - Результати розрахунку по вибору секційного вимикача

Номінальні дані вимикачів АВМ15Н	Розрахункові дані
$U_{н.ав.} = 400 \text{ В}$	$U_{н.} = 380 \text{ В}$
$I_{відкл.мах.} = 100 \text{ кА}$	$I_{к.з.мах.} = 25 \text{ кА}$
$I_{ном.} = 1500 \text{ А}$	$I_{р.мах.} = 1130 \text{ А}$

Проводимо вибір ввідного вимикача для АЩСУ.

Визначаємо максимальний струм:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{185}{1,73 \cdot 0,4} = 267,5 \text{ А.}$$

Визначаємо автоматичні вимикачі серії SA 5.

Результати розрахунку по вибору ввідних вимикачів для АЩСУ зводимо в таблицю 8.8.

Таблиця 8.8 - Результати розрахунку

Номінальні дані вимикачів SA 5	Розрахункові дані
$U_{н.ав.} = 380 \text{ В}$	$U_{ном} = 380 \text{ В}$
$I_{ном.ав} = 20 \text{ кА}$	$I_{к.з.мах.} = 7,15 \text{ кА}$
$I_{ном.розч.сп} = 625 \text{ А}$	$1,2 \cdot I_{р.мах.} = 320 \text{ А}$
$I_{ном.розч.мит} = 4000 \text{ А}$	$1,25 \cdot i_n = 608 \text{ А}$

Аналогічно за умовами 8.11, 8.12, 8.13, 8.14 проводимо вибір електричних апаратів для управління і захисту електроспоживачів. Результати розрахунків

та вибору електричних апаратів зводимо в таблицю 8.9 Вибираємо показуючі та реєструючи прилади:

- амперметр Э 365-1 , клас точності 1,5;
- вольтметр Э 365-1 , клас точності 1,5;
- лічильник активної енергії трифазний СА 4У-И672 М, клас точності 2;
- лічильник реактивної енергії трифазний СР4У-И673 М, клас точності 2,3.

Таблиця 8.9 - Результати розрахунків

№	Назва лелектроспоживача	Розрахункові дані				Тип автоматичного вимикача	Номинальні дані				Тип електромагнітного пускача (контактора)
		$U_{ном.мер}, В$	$I_{кл.мах.}, кА$	$1,2 \cdot I_{р.мах.}, А$	$1,3 \cdot I_{н.}, А$		$U_{ном.}, В$	$I_{ном.кл.мах.}, кА$	$I_{ном.розчеп.}, А$	$I_{ном.розчеп.мнт.}, А$	
1	ПОН	380	4,0	90	170	SA 29-44	380	4,0	250	500	ПМЛ-510004
2	ОНУ	380	4,0	120	227	SA 29-44	380	4,0	250	500	ПМЛ-610004
3	Вентилятор охолодження оливи	380	4,0	9,5	18	АП50Б-3МТ	380	5,1	25	63	ПМЕ-011М
4	Валообертовий пристрій	380	4,0	7,8	14,8	АП50Б-3МТ	380	5,1	10	63	ПМЕ-011М
5	Електричний підігрів оливи	380	4,0	97	184	SA 29-44	380	4,0	250	500	ПМЛ-610004

6	Вентилятор відсмоктування парів	380	4,0	45,6	103,7	A3710Б	380	4,5	50	160	ПМЛ-310004
7	Вентилятор приточної вентиляції	380	4,0	14,4	32,5	АП50Б-3МТ	380	5,1	16	63	ПМЛ-210004
8	Вентилятор аварійної вентиляції	380	4,0	7,8	14,8	АП50Б-3МТ	380	5,1	10	63	ПМЛ-110004
9	Вентилятор конденціонера (внутрішній)	380	4,0	127	289	SA 29-44	380	4,0	250	500	ПМЛ-610004
10	Центрифуга регенерації	380	4,0	14,4	32,5	АП50Б-3МТ	380	5,1	16	63	ПМЛ-210004
11	Насос регенерації оливи	380	4,0	7,8	14,8	АП50Б-3МТ	380	5,1	10	63	ПМЛ-110004
12	Вентилятор акумуляторної	380	4,0	7,8	14,8	АП50Б-3МТ	380	5,1	10	63	ПМЛ-110004
13	Пожежний насос	380	4,0	120	227	SA 29-44	380	4,0	250	500	ПМЛ-610004
14	Засувки піно-пожежогасіння	380	4,0	1	2,5	АП50Б-3МТ	380	5,1	1,6	63	ПМЛ-110004
15	Утилізаторний насос	380	4,0	58,8	133,7	SA 29-44	380	4,0	250	500	ПМЛ-610004
16	Компресор повітря	380	4,0	45,6	103,7	A3710Б	380	4,5	50	160	ПМЛ-310004
17	Вентилятор АПО газу	380	4,0	279	635	SA 5	380	2,0	625	4000	КТП-6033

Вибираємо трансформатор струму. Умови вибору такі:

$$U_{вст} \leq U_{ном} ; \quad (8.15)$$

$$I_{роб.мах} \leq I_{ном} ; \quad (8.16)$$

$$i_{уд} \leq k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} ; \quad (8.17)$$

$$B_k \leq (k_T \cdot I_{ном})^2 \cdot t_T . \quad (8.18)$$

Результати розрахунків зведені в таблицю 8.10.

Для перевірки трансформаторів струму по вторинному навантаженню, користуємося схемою включення і каталожними даними приладів.

Таблиця 8.10 - Результати розрахунків вибору трансформаторів струму

Розрахункові дані	Номінальні дані ТЛ-10-1-УЗ
$U_{ном.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{вен} = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 138 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ кА}$
$i_{уд} = 59 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 5,78 \text{ А кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_T \cdot I_{ном})^2 \cdot t_T = 992,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 8.11 - Дані вторинного навантаження трансформаторів струму

№ п/п	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр	Э-365-1	0,5	0,5	0,5
2	Лічильник активної енергії	СА4У-И672 М	2,5	-	2,5
3	Лічильник реактивної енергії (споживання)	СА4У-И672 М	2,5	2,5	2,5
4	Лічильник реактивної енергії (генерація)	СА4У-И672 М	2,5	2,5	2,5
	Разом		8,0	5,5	8,0

Визначаємо опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{2розр}}{I_{2ном}^2} = \frac{8}{5^2} = 0,32 \text{ Ом}$$

Знаходимо допустимий опір проводів

$$r_{пров}^I = r_{прил} - r_{конт}, \quad (8.19)$$

де $r_{гн} = 0,6 \text{ Ом}$ - номінальне навантаження трансформатора струму,

$r_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$ - опір перехідних контактів,

$$r_{\text{пров}} = 0,6 - 0,32 - 0,1 = 0,18 \text{ Ом.}$$

Визначаємо бажаний переріз проводів:

$$S_{\text{пров}} = \rho \frac{l_{\text{пров}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (8.20)$$

де $\rho = 0,026 \text{ Ом} \cdot \text{м/мм}^2$ - для алюмінієвих проводів;

$l_{\text{пров}} = 15 \text{ м}$ - довжина з'єднуючих проводів,

$$S_{\text{пров}} = 0,026 \frac{15}{0,18} = 2,17 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо переріз з'єднуючих проводів $2,5 \text{ мм}^2$. Перевіряємо трансформатор струму на динамічну стійкість:

$$K_{\phi} = \frac{i_{\phi 0}}{\sqrt{3}}.$$

Розрахункові та каталожні дані зводимо в таблицю 8.12.

Таблиця 8.12 - Розрахункові та номінальні дані перевірки трансформаторів струму

Розрахункові дані	Номінальні дані трансформатора струму
$S_{\text{ч.розр}} = 8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{\text{ч.ном}} = 15 \text{ В} \cdot \text{А}$
$K_{\text{дин}} = 104,3$	$K_{\text{дин.ном}} = 120$

Як видно з таблиці 8.11 та 8.12, вибрані трансформатори струму задовольняють вимоги відносно номінальних параметрів і стійкі до струмів к.з.

Вибір трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги призначені для пониження високої напруги до стандартної величини 100 В або $100\sqrt{3} \text{ В}$ і для відокремлення кіл вимірювання і релейного захисту від первинних кіл високої напруги.

Трансформатори напругою вибирається по номінальній напрузі первинної обмотки, схемі з'єднань обмоток і класу точності. Відповідність

класу точності перевіряється співвідношенням розрахункового навантаження на вторинній обмотці з номінальними даними :

$$S_{ч.розр.} \leq S_{ч.ном.} \quad (8.21)$$

Визначаємо розрахункову потужність за формулою:

$$S_{2.розр} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n S_{прил} \cdot \cos \varphi\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n S_{прил} \cdot \sin \varphi\right)^2} \cdot B \cdot A. \quad (8.22)$$

або

$$S_{2.розр} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2} \cdot B \cdot A. \quad (8.23)$$

Технічні дані приладів наведенні в таблиці 8.13

Таблиця 8.13 - Дані приладів

№	Прилад	S ,	Кількість	Кількість	cos φ	sin φ	P _{прил} = S · cos φ ,	Q _{прил} = S · sin φ ,
п/п		В·А	катушок	приладів			Вт	Вт
1	Вольтметр	2,6	1	1	1,0	0	2,6	0
2	Лічильник активної енергії	1,5	3	1	0,38	0,92	1,71	4,14
3	Лічильник реактивної енергії	1,5	3	2	0,38	0,92	3,42	8,28
Разом							7,73	12,42

За формулою 8.23 визначаємо повну розрахункову потужність:

$$S_{2.розр} = \sqrt{7,73^2 + 12,42^2} = 14,63 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вибираємо трансформатор напруги НОМ-10-66-УЗ з номінальними даними $U_{ном}=10$ кВ, в класі точності 0,5.

9. Розрахунок пристроїв релейного захисту і автоматики

В процесі експлуатації системи електропостачання виникають пошкодження окремих її елементів. Найбільш небезпечними і частими видами пошкоджень є короткі замикання між фазами електрообладнання і однофазні короткі замикання на землю в межах з великими струмами замикання на землю. В електричних машинах і трансформаторах поряд з між фазними к.з. і замиканнями на землю мають місце між виткові замикання. Внаслідок виникнення к.з. порушується робота системи електропостачання, що супроводжується значними втратами для промислового підприємства.

При протіканні струмів к.з. елементи системи електропостачання піддаються термічному і динамічному впливу. Для зменшення розмірів пошкоджень і попередження розвитку аварії встановлюють сукупність автоматичних пристроїв, які називаються релейними захистами і забезпечують з заданим ступенем швидкодії відключення пошкодженого елемента .

Основними вимогами, які ставлять перед релейним захистом: надійне відключення всіх видів пошкоджень, чутливість захисту, вибірковість (селективність) дії - відключення лише пошкоджених ділянок, простота схеми, швидкодія, наявність сигналізації про пошкодження.

Проводимо розрахунок і вибір пристроїв релейного захисту ЛЕП-35 кВ.

9.1 Розрахунок струмової відсічки ЛЕП-35 кВ

Визначаємо струм спрацювання захисту

$$I_{с.з} = K_{відс} \cdot I_{к.з}^{(3)} \quad (9.1)$$

де $K_{відс}$ - коефіцієнт відстроювання (для реле РТ-40 $K_{відс}=1,5$)

$I_{к.з}^{(3)}$ - струм к.з. в кінці лінії ($I_{к.з}^{(3)}=9,7$ кА),

Тоді: $I_{с.з.}=1,5 \cdot 9,7=14,55$ кА.

					ДП 2023		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок релейного захисту		
Розробив		Шукула І. В.					
Перевірив		Ізволеньський І.					
Н. Контр.							
Затвердив		Балюта С.М			Літ. Арк. Аркушів		
					68 104		
					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск		

$$K_l = \frac{I_{c.з.}}{5} = 291.$$

Приймаємо $K_l = 300$ для трансформаторного струму ТФ33-Э5А, згідно таблиці 5.9 [7].

Струм спрацювання реле:

$$I_{cnp} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{cx}}{K_l}, \quad (9.2)$$

де K_{cx} - коефіцієнт схеми, приймаємо $K_{cx} = 1,0$ (для неповної зірки), згідно [7].

$$I_{cnp} = \frac{1455 \cdot 1,0}{300} = 4,27 \text{ A.}$$

Вибраний захист перевіряємо на чутливість:

$$K_{\eta} = \frac{I_{к.з. \min}^{//}}{I_{c.з.}} = \frac{0,86 \cdot I_{к.з.}}{1455} = \frac{0,86 \cdot 8,8}{1455} = 3,19 > 2,$$

тобто чутливість забезпечується.

Графічно визначаємо зону захисту струмової відсічки

$$I_K = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(X_c + X_0 \cdot l)} = \frac{37}{\sqrt{3}(0,49 + 0,4 \cdot l)}, \text{ кА} \quad (9.3)$$

Розрахунок струмів к.з. при різній довжині лінії проводимо за формулою 9.3.

Результати розрахунку зводимо в таблицю 9.1.

Таблиця 9.1 - Визначення зони захисту струмової відсічки лінії ЛП (l=3км)

l, км	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3
I _{к.з.} , кА	7,12	6,67	6,28	5,93	5,62	5,2	5,0

З графіка, рис 9.1 видно, що зона захисту розповсюджується на всю довжину лінії. Проводимо розрахунок максимального струмового захисту з витримкою часу. Визначаємо струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = \frac{(K_{відс} \cdot K_{c.з.})}{K_{нов} \cdot I_{p.мах}},$$

де $K_{\text{відс}} = 1,5$;

$K_{\text{сз}}$ - коефіцієнт самозахисту, що враховує збільшення струмів при запуску двигунів в залежності від навантаження лінії, $K_{\text{сз}} = 1 + 3$ [7]. Прийmemo $K_{\text{сз}} = 2,0$;

$I_{\text{р.мах}}$ - максимальний робочий струм і лінії.

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 37} = 34,9 \text{ A.}$$

Прийmemo $K_{\text{пов}} = 0,85$, тоді

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{(1,5 \cdot 2)}{0,85 \cdot 34,9} = 123,2 \text{ A.}$$

Струм спрацювання реле

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_l} = \frac{462,1}{300} = 1,54 \text{ A}$$

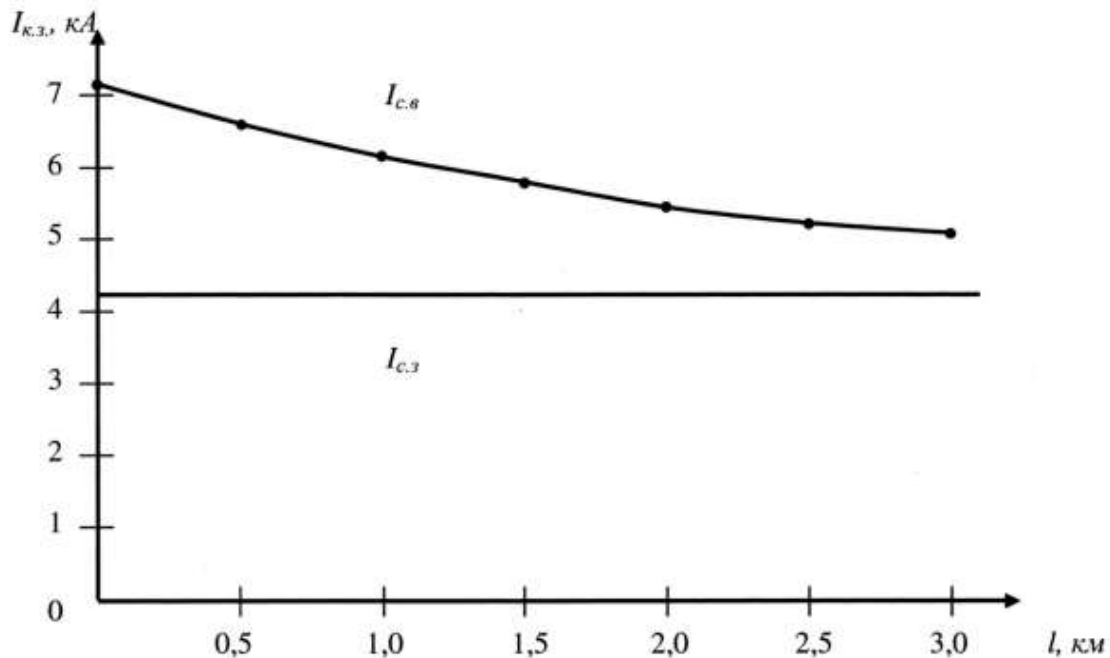


Рис. 9.1. Зона захисту струмової відсічки.

Вибраний захист перевіряємо на чутливість

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мін}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (9.5)$$

де $I_{\text{к.з.мін}}$ - мінімальний струм в кінці лінії. Чутливість забезпечується.

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

9.2 Вибір апаратури і розробка принципової схеми захисту ЛЕП 35 кВ

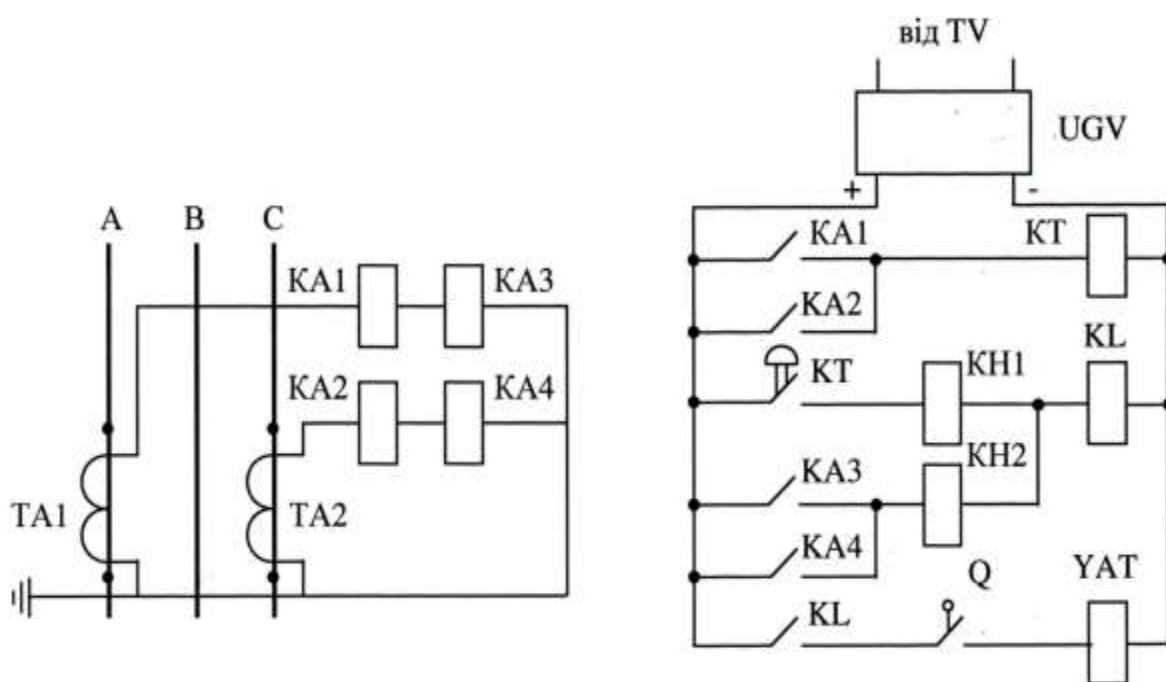


Рис. 9.2. Схема захисту ЛЕП 35 кВ.

Захист здійснюється по схемі неповної зірки на постійному оперативному струмі з використанням трансформаторів струму ТА1 і ТА2, встановлених в фазах А і С (рис. 9.2)

Вимірювальними органами захисту являються реле максимального струму КА1-КА4 типу РТ-4016, а орган витримки часу - реле часу КТ типу ЄВ-134. В схему захисту ввімкнено проміжне реле КЛ типу РП-23 і вказівне реле КН1 і КН2 типу РУ-21.

Живлення здійснюється від стабілізованого блоку живлення UGV типу БПТ-11, який під'єднується до трансформатора напруги. В схемі передбачені такі захисти: максимально-струмовий захист з витримкою часу і струмова відсічка без витримки часу.

В якості робочих органів максимально-струмового захисту використовується реле КА1 і КА2 , при спрацюванні хоча б одного з них отримує живлення обмотка реле часу КТ. Після витримки часу реле замикає контакти КТ в колі котушок КН1 і КЛ. В свою чергу контакти КЛ подає

живлення на електромагніт відключення У АТ, відключаючи вимикач. Реле КН1 показує, що спрацював максимально-струмовий захист.

Струмова відсічка реалізується за допомогою реле КА3 і КА4. Захист працює аналогічно, лише без витримки часу. Про спрацювання струмової відсічки сигналізує, вказівне реле КН2.

9.3 Вибір та розрахунок пристроїв релейного захисту силового трансформатора ГЗП.

Розрахунок струмової відсічки проводимо аналогічно п. 9.1:

$$I_{с.з.} = K_{відс} \cdot I_{к.з.}^{(3)} = 1,5 \cdot 8800 = 13200 A;$$

Вибираємо реле типу РТ-40/6.

$$K_I = \frac{13200}{3000} = 4,1 A.$$

Коефіцієнт чутливості рівний :

$$K_q = \frac{8800 \cdot 0,86}{13200} = 0,61 < 2.$$

Чутливість не забезпечується, тому проводимо розрахунок пристроїв диференційного захисту.

Струми спрацювання дифзахисту вибираємо з двох умов:

$$I_{с.з.} = K_{відс} \cdot I_{ном}, \quad (9.6)$$

$$I_{с.з.} = K_{відс} \cdot I_{нб.оозр}, \quad (9.7)$$

$I_{ном}$ - номінальний струм найбільшої потужності;

$$I_{нб.оозр} = (K_a \cdot K_{одн} \cdot f + \Delta N) \cdot I_{к.з.}^{(3)}. \quad (9.8)$$

де $K_a = 1,0$ - коефіцієнт, який враховує вплив перехідних процесів при к.з.

$K_{одн}$ - коефіцієнт однотипності. Приймаємо $K_{одн} = 1,0$;

f - похибка трансформаторів струму, $f = 0,1$;

$\Delta N = 0,08$ - половина регульованого діапазону;

$I_{к.з.}$ - максимальне значення зовнішнього струму к.з.

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

При виконанні дифзахисту на базі реле РНТ-560, розрахунок проводимо в наступному порядку.

Визначаємо номінальні струми в обмотках силового трансформатора

$$i_{H35} = \frac{I_{H35} \cdot \sqrt{3}}{K_{11}} = \frac{156,04 \cdot \sqrt{3}}{60} = 4,5A,$$

$$i_{H10} = \frac{I_{H10}}{K_{12}} = \frac{916,4}{200} = 4,6A.$$

Розрахунковий струм спрацювання реле, віднесений до основної сторони

$$i_{cp.розр} = \frac{I_{сз.мах} \cdot \sqrt{3}}{K_{11}} = \frac{815,96 \cdot \sqrt{3}}{60} = 23,53A,$$

$$i_{cp.розр} = \frac{I_{сз.мах}}{K_{12}} = \frac{815,96}{200} = 4,08A.$$

Розрахункове число витків обмотки реле

$$\omega_{осн.розр} = \frac{100}{i_{cp}} = \frac{100}{23,53} = 4,25,$$

$$\omega_{осн.розр} = \frac{100}{i_{cp}} = \frac{100}{4,08} = 24,5, \text{ приймаємо } \omega_{осн} = 4.$$

Розрахункове число витків обмотки реле на неосновній стороні:

$$\omega_{неосн.розр} = \frac{i_{H35} \cdot \omega_{осн}}{i_{H10}} = \frac{4,5 \cdot 4}{4,6} = 3,91, \text{ приймаємо } \omega_{неосн} = 4.$$

Первинний струм небалансу:

$$I_{нб} = \frac{(\omega_{неосн} - \omega_{неосн.розр}) \cdot I_{к.з.}^{(3)}}{\omega_{неосн}} = \frac{(4 - 3,91) \cdot 3487}{4} = 78,45A$$

Уточнений струм небалансу

$$I_{нб} = I_{нб.розр} + I_{нб} = (K_a \cdot K_{одн} \cdot f + \Delta N) \cdot I_{к.з.}^{(3)} + I_{нб} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08) \cdot 3487 + 78,45 = 706,11, A$$

Первинний струм спрацювання захисту з умови відстройки від уточненого струму небалансу

					ДП 2023	Арк.
						73
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{c.з.} = K_{відс} \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 706,11 = 917,94 A.$$

Струм спрацювання реле

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{c.з.}}{K_{11}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 917,94}{60} = 26,5 A,$$

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{K_{12}} = \frac{917,94}{200} = 4,6 A.$$

Число витків обмотки реле на основній стороні:

$$\omega = \frac{100}{I_{c.p.}} = \frac{100}{26,5} = 3,8,$$

$$\omega = \frac{100}{4,6} = 21,7.$$

Число витків приймаємо 22

Отже, приймаємо струм спрацювання реле $I_{спр} = 4,6 A$ і $K_i = K_{12} = 200$.

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\eta} = \frac{0,86 \cdot I_{к.з.}^{(3)}}{I_{c.з. \max}} = \frac{0,86 \cdot 3349}{917,94} = 3,1 > 2,$$

чутливість забезпечується.

Проводимо розрахунок максимального струмового захисту. Знаходимо струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 130,9 = 462 A.$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.} = \frac{462 \cdot 1,0}{1200} = 0,385 A.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\eta} = \frac{3349}{462} = 7,2 > 1,5.$$

В кінці суміжної ділянки, умова чутливості виконується.

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

9.4 Розробка принципової схеми захисту силового трансформатора ГЗП

При виникненні пошкоджень в обмотці трансформатора або вводах, спрацьовує реле дифзахисту КАТ1, КАТ2, а також отримує живлення котушка проміжного реле КЬ, яка замикає контакти в колах електромагнітів відключення вимикачів Q3 і Q4.

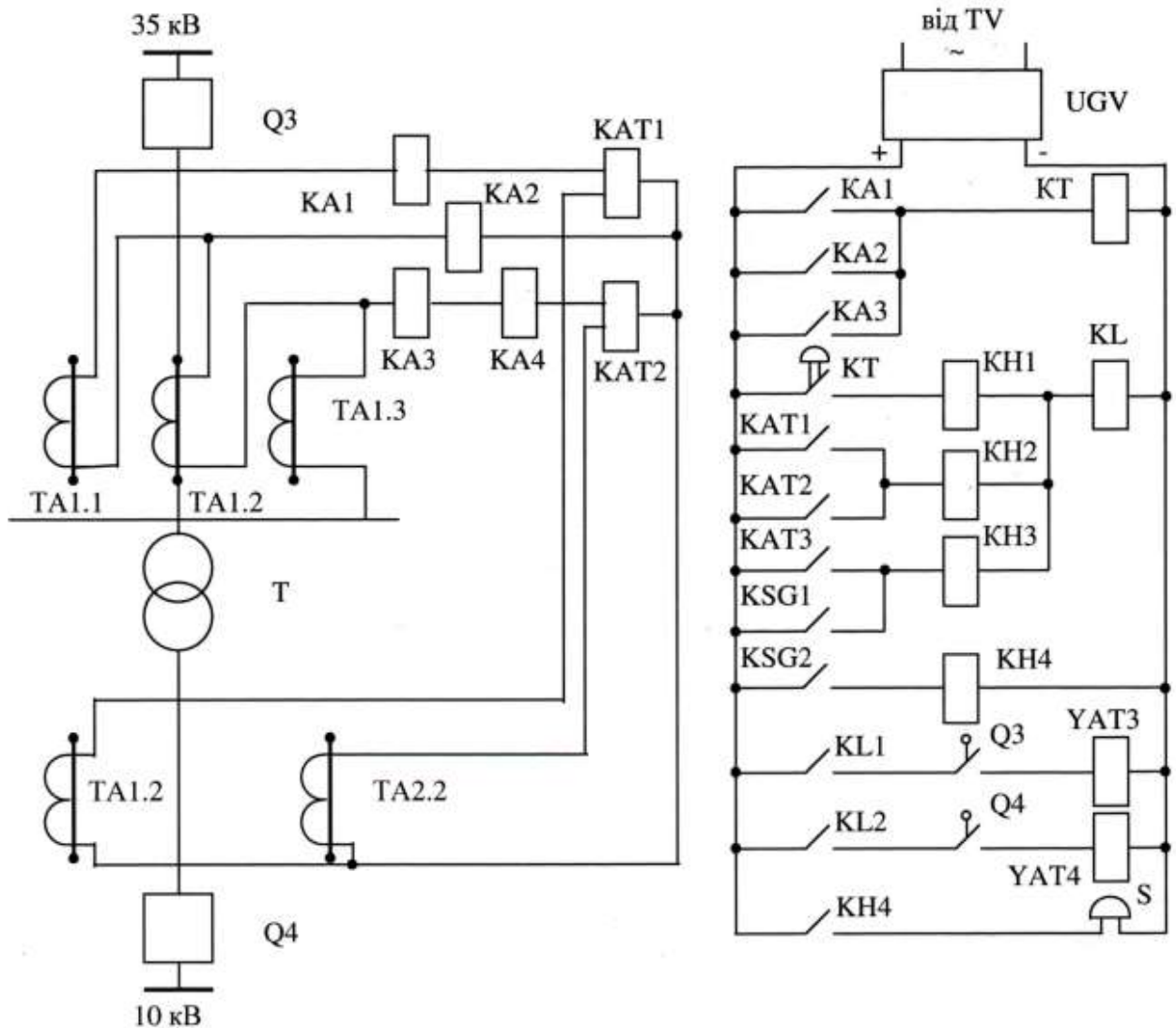


Рис. 9.3. Схема захисту силового трансформатора ГПЗ.

При спрацюванні максимально-струмового захисту спрацьовують реле КА1-КА3, які подають живлення в коло обмотки реле часу КТ. Реле часу з витримкою часу замикає контакти в колі вказівного реле КН1, яка сигналізує

про спрацювання максимально-струмового захисту. Також отримує живлення котушка проміжного реле KL, яка подає живлення на електромагніт відключення.

Захист від перевантаження виконується з допомогою струмового реле КА4, яке при спрацюванні подає живлення на котушку вказаного реле КН4, при замиканні якого спрацьовує звукова сигналізація.

					ДП 2023	Арк.
						76
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. Аналіз режиму роботи, вибір потужності електродвигуна та розробка схеми керування електроприводу

10.1 аналіз режимі роботи електроприводу

Насосні установки широко використовуються на підприємствах для перекачки різних технологічних та охолоджуючих рідин.

За принципом дії насоси поділяються на поршневі та відцентрові. Поршневі насоси використовуються для перекачки рідин при великих висотах всмоктування (5-6 м). Через зворотно-поступальні рухи поршня для таких насосів характерні нерівномірність ходу та пульсації навантаження на валу. Робота поршневих насосів супроводжується нерівномірною текучістю рідини в напірному трубопроводі. Для згладжування пульсації навантаження та підвищення рівномірності ходу використовують в одному насосі декілька робочих циклів, а на валу встановлюють маховик.

Відцентровий насос складається з спірального корпусу і робочого колеса з лопатками. При обертанні колеса, яке знаходиться всередині корпусу, рідина, що поступає до центру колеса через всмоктуючий трубопровід, центробіжною силою виштовхується лопатками колеса, на край колеса до вихідного патрубку. В результаті, в центрі робочого колеса створюється розрідження, рідина всмоктується в насос, знову викидається лопатками. Робота, обертаючий момент на валу центробіжної машини рівний різниці моменті на вході та виході колеса:

$$M = m \cdot c_2 \cdot B_a - m \cdot c_1 \cdot B_e = m \cdot (c_2 \cdot r_2 \cdot \cos \alpha_2 - c_1 \cdot r_1 \cdot \cos \alpha_1) \quad (10.1)$$

де m - маса рідини, що протікає через колесо в одиницю часу, кг/с;

c_1, c_2 - абсолютні швидкості газу на вході та виході колеса, м/с;

r_1, r_2 - внутрішні і зовнішні радіуси колеса, м;

α_1, α_2 - кути утворені абсолютними і кутовими швидкостями на вході.

					ДП 2023							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір електродвигуна і схеми керування				Літ.	Арк.	Аркушів	
Розробив	Шукула І. В.											
Перевірив	Ізволеньський І.									77	104	
									ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск			
Н. Контр.												
Затвердив	Балюта С.М											

Для зменшення втрат, що виникають при проходженні рідини через колесо, профіль лопаток виконують тонким. Крім того продуктивність машини залежить від радіальної складової швидкості:

$$Q = C_{2r} \cdot S_2 \quad (10.2)$$

де S_2 - січення струменю на виході колеса, м^2 ;

C_{2r} - радіальна складова на виході колеса абсолютною швидкістю, м/с .

Виходячи з цього через швидкість колеса можна виразити момент на валу колеса:

$$M = m \cdot c_2 \cdot r_2 \cdot \cos \alpha_2 = Q \cdot p \cdot c_2 \cdot r_2 \cdot \cos \alpha_2 = C_2^2 \cdot \text{ctg} \alpha_2 \cdot r_2 \cdot p \cdot S_2 = k \cdot \omega_2 \quad (10.3)$$

де p - густина рідини (газу), кг/м^3 ;

k - коефіцієнт пропорційності;

ω - швидкість колеса, рад/с .

Відповідно потужність на валу колеса

$$P = M \cdot \omega = k \cdot \omega^3 \quad (10.4)$$

Перед пуском відцентрових насосів виникає потреба заповнити їх рідиною. Насос може знаходитися як нижче так і вище рівня рідини, яку необхідно перекачати.

Якщо насос розташований нижче рівня рідини, то для заповнення достатньо відкрити засувку вхідного трубопроводу. Якщо ж насос знаходиться вище рівня перекачуваної рідини, то для заливу необхідно створити розрідження в корпусі насоса за допомогою спеціального вакуумного насоса.

Останнім часом для заповнення таких насосів почали використовувати акумуляторні баки. Такий бак встановлюють вище рівня насоса, через нього проходить всмоктуючий трубопровід і після зупинки насос залишається заповнений рідиною. В відцентрових насосах при встановленому режимі продуктивності впливає швидкість обертання і розвинений тиск. Зв'язок між тиском і продуктивністю при постійній швидкості визначається характеристикою машин $P = f(Q)$.

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

Тиск в відцентровій машині знаходимо за формулою:

$$P_T = \rho \cdot c_2 \cdot r_2 \cdot \cos \alpha_2 \cdot \omega, \text{ Па} \quad (10.5)$$

Знаходимо продуктивність відцентрової машини за формулою 10.2:

$$Q = 0,8 \cdot 1,5 = 1,2 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Момент на валу колеса:

$$M = 0,9 \cdot 25^2 = 562,5 \text{ Н/м}.$$

Потужність на валу знаходимо за формулою 10.4:

$$P_B = 562,5 \cdot 25 = 16602 \text{ Вт}.$$

Тиск в лопатевій машині визначаємо за формулою 10.5 :

$$P_T = 0,9 \cdot 1,11 \cdot 0,75 \cdot 25 = 18,73 \text{ Па}.$$

Рівняння характеристики визначаємо за виразом:

$$P_T = 0,9 \cdot 25^2 \cdot \left(\frac{1 \cdot 16 \cdot 0,95}{20 \cdot 25} \right) = 678 \text{ Па}.$$

10.2 Вибір потужності електричного двигуна

Насоси відносяться до механізмів з тривалим режимом роботи та постійним навантаженням. При відсутності електричного регулювання швидкості в насосних агрегатах невеликої потужності використовують асинхронні двигуни з коротко замкнутим ротором, на напругу мережі 380 В.

Двигуни поршневих насосів з'єднуються з валом насосу через уповільнюючу передачу, так як поршневі насоси є тихохідними механізмами. Відцентрові насоси в більшості випадків є швидкохідними, тому їх приводні двигуни мають високу кутову швидкість ($\omega_0 = 150+300 \text{ рад/с}$) і з'єднуються з валом насосу безпосередньо.

Розрахункову потужність двигуна $P_{\text{розр}}$ насосу визначають за формулою:

$$P_{\text{розр.}} = k_3 \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot (H_c + \Delta H_b)}{\eta_{\text{нас}} \cdot \eta_n} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \quad (10.6)$$

де ρ - густина перекачуваної рідини, кг/м^3

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

g - прискорення вільного падіння, м/с²;

Q - продуктивність насосу, м³/с;

H_c - статичний перепад, що визначається, як сила висоти всмоктування h_b і нагнітання, м;

ΔH_b - втрата напору в трубах насосної установки, що залежить від перерізу та якості обробки труб, кривизни ділянок трубопроводу, наявності вентилів і засувки, м;

$\eta_{нас}$ - коефіцієнт корисної дії насосу;

η_n - коефіцієнт корисної дії передачі;

η_3 - коефіцієнт запасу.

Для відцентрових насосів особливо важливим є правильний вибір кутової швидкості приводу, так як продуктивність насосу Q , створений напором H , моментом M та потужністю P на валу електродвигуна залежить від кутової швидкості ω . Для одного і того ж насоса значення Q_1 , H_1 , M_1 , та P_1 , при швидкості ω_1 пов'язані з значеннями Q_2 , H_2 , M_2 та P_2 при швидкості ω_2 співвідношеннями:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2}; \quad (10.7)$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \frac{M_1}{M_2} = \frac{\omega_1^2}{\omega_2^2}; \quad (10.8)$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{\omega_1^3}{\omega_2^3}; \quad (10.9)$$

З цих співвідношень випливає, що при завищенні швидкості електродвигуна спожита ним потужність різко зростає, що призводить до перегріву двигуна. При значному зниженні значення швидкості двигуна, напір, що створюється насосом, може виявитись недостатнім і насос не буде перекачувати рідину.

Знайдемо потужність двигуна:

					ДП 2023	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{розр.дв.} = 1,1 \frac{900 \cdot 9,81 \cdot 1,2 \cdot (0 + 2)}{0,45 \cdot 0,9} = 47,85 \text{ кВт}.$$

З цих умов енергозбереження бажаною робота асинхронного двигуна з завантаженням на 80-85%. Вибираємо асинхронний двигун 4АМ225М2У2,

$$P_{ном} = 55 \text{ кВт}, U = 380 \text{ В}.$$

10.3 Розробка схеми керування насосами ущільнення

Насоси ущільнення призначені для примусової циркуляції оливи з метою ущільнення нагнітача та змащування опорних підшипників нагнітача. Насосна установка містить два відцентрові насоси один з яких є робочий, а інший резервний. Для приводу насосів використовуємо трифазний асинхронний двигун $U_{ном}=380 \text{ В}$, $P_{нач}= 55 \text{ кВт}$, $I_{ном}=100 \text{ А}$. Для зменшення пускового струму з'єднання обмоток з зірки в трикутник, що дає змогу зменшити пусковий струм в л/3 разів. Захист електродвигунів від струмів к.з. здійснюється за допомогою автоматичних вимикачів 1Н-QF1 і 2Н-QF1, від перевантажень за допомогою теплових реле РТ1 і РТ2. Живляться насоси, №1 від першого вводу, а №2 від другого вводу.

Схема керування живиться від джерела змінного струму напругою 220 В. Коло сигналізації живиться від джерела постійного струму напругою 24 В. Сигналізація здійснюється за допомогою контролера аналогових сигналів та виводиться на комп'ютер.

Схема керування передбачає захист від зниження рівня оливи в розширювальному баку і від прориву трубопроводу. Захист від зниження рівня оливи здійснюється за допомогою реле рівня поплавкового типу 19БЦ яке розміщене в середині баку. При зниженні рівня до мінімального, замикається контакт 19SLмінімум давача рівня і подає живлення на котушку реле 19SL1, яке нормально-розімкнутим контактом замикає коло котушки реле рівня, а іншими нормально-замкнутим контактом обезживлює коло котушок магнітних пускачів, що призводить до зупинки насосів. При збільшенні рівня оливи,

					ДП 2023	Арк.
						81
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

контакт мінімального рівня давача рівня розмикається , а котушка 19KL1 живиться через нормально-замкнутий контакт 19SL1 і свій контакт 19KL1.

Щоб привести схему в робочий стан необхідно обезживити котушку 19KL1. Для цього достатньо заповнити бак акумулятор оливи на 50% і натиснути кнопку ПУСК МНУ1, цим самим подати напругу на котушку РП1, якщо запускаємо перший насос, замикається контакт РП1.1 і РП1.2, в цей момент 29KM1.1 вже замкнений і напруга через контакт теплового реле РП1 подається на магнітний пускач МП1 насос №1 запускається.

Захист від значних витоків оливи з системи здійснюється з допомогою мембранного реле 21SP1.

При зменшенні тиску контакт реле 21SP1 розмикається і обезживлює котушку реле 21 KL1, яке в свою чергу обезживлює котушку 21SP2, яка розмикає контакти в колі магнітних пускачів і приводить до неможливості роботи насосів.

Так як перед пуском система знаходиться під тиском, то на час пуску передбачається блокування реле тиску контактом 26KL1. До моменту переключення двигуна з зірки на трикутник реле 29KL3 та 31KL3 обезживлені, так як магнітні пускачі 29KM2 і 31KM2 відключені, тому їхні контакти 29KL3 і 31KL3 в колі котушки 26KL1 розімкнуті і котушка 29KL4 своїми контактами шунтує реле тиску. До моменту переключення двигуна з зірки на трикутник в системі тиск росте і надалі немає необхідності шунтувати реле тиску і шунтуючий контакт розмикається.

Схема керування насосною установкою працює в автоматичному режимі з моменту пуску, якщо на працюючому насосі спрацьовує теплове реле РТ або замикається контакт ЕКМ при зниженні рівня тиску, магнітний пускач відключається і контактом МП 1.2 вмикає насос №2. При працюючому насосі №1 натиснути кнопку ПУСК МНУ2, то він не включиться так як ланцюг живлення магнітного пускача розімкнена через контакт МП 1.2 це можна зробити тільки після натискання кнопки СТОП.

					ДП 2023	Арк.
						82
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При подачі живлення на котушку реле часу 29КТ отримує живлення, також отримує живлення котушка 29КМ1. Реле 28КЛ1 отримавши живлення почне відлік часу з витримкою. Котушка 29КМ1 отримує живлення і замикає силові контакти 29КМ1, а блок контактом блокує котушку 29КМ2. Котушка 29КМ3 замикає контакти у силовому колі статора двигуна і двигун починає розгін, і блок-контактом шунтує контакт магнітного пускача 29КМ1 у власному колі. При закінченні розгону закінчується витримка часу реле 29КТ і контакт 29КТ розмикається, а нормально відкритий закривається. Котушка 29КМ1 втрачає живлення, контакти 29КМ1 розмикаються., блок-контакт 29КМ1 подає живлення на котушку 29КМ2, яка замикає силові контакти 29КМ2, тим самим перемикає з'єднання обмоток статора у живлення на котушку 29КЛ3, яка обезживлює реле 29КТ. Котушка 29КД3 отримавши живлення подає сигнал на розшунтування реле тиску. При натисканні на кнопку СТОП, якщо працює насос №1 то він зупиниться і запуститься насос №2 і навпаки. Щоб зупинити насосну установку потрібно натиснути кнопку СТОП і утримувати її на протязі 15секунд, для того щоб розімкнувся контакт 21SP1. А це відбудеться тільки тоді коли злиється олива з баку акумулятора оливи.

					ДП 2023	Арк.
						83
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Техніко-економічне обґрунтування доцільності впровадження багато тарифного обліку електроенергії

При впровадженні багато тарифного обліку електроенергії можна отримати економічний ефект за рахунок використання електричних лічильників і зменшення оплати за використану електроенергію. Економічна ефективність багато тарифного обліку залежить від форм добових графіків електричних навантажень споживачів і може бути визначена розрахунковим способом з врахуванням діючих тарифів.

Додатковий ефект економії можна отримати шляхом можливої зміни форм добових графіків електрона вантаження з метою зміщення навантаження із зони максимуму в нічну або напівпікову зони доби.

Тарифи, диференційовані за періодом часу, та межі тарифних зон встановлюються НКРЕ України.

Розглянемо доцільність застосування багато тарифного обліку електроенергії на КС. Розрахунок проведемо на підставі добових графіків електричних навантажень за режимні дні (рисунки 11.1)

Межі тарифних зон вказані в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 - Межі тарифних зон

Тарифна зона	Час дії тарифної зони	
	З 1 квітня до 1 жовтня	З 1 жовтня до 1 квітня
Напівпікова	6 ⁰⁰ -8 ⁰⁰ ; 11 ⁰⁰ -20 ⁰⁰ ; 22 ⁰⁰ -23 ⁰⁰	6 ⁰⁰ -8 ⁰⁰ ; 10 ⁰⁰ -17 ⁰⁰ ; 20 ⁰⁰ -23 ⁰⁰
Пікова	8 ⁰⁰ -11 ⁰⁰ ; 20 ⁰⁰ -22 ⁰⁰	8 ⁰⁰ -10 ⁰⁰ ; 17 ⁰⁰ -20 ⁰⁰
Нічна	23 ⁰⁰ -6 ⁰⁰	23 ⁰⁰ -6 ⁰⁰

					ДП 2023						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Доцільність впровдження багатотарифного обліку				Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив	Шукула І. В.										
Перевірив	Ізволеньський І.									84	104
									ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск		
Н. Контр.											
Затвердив	Балюта С.М										

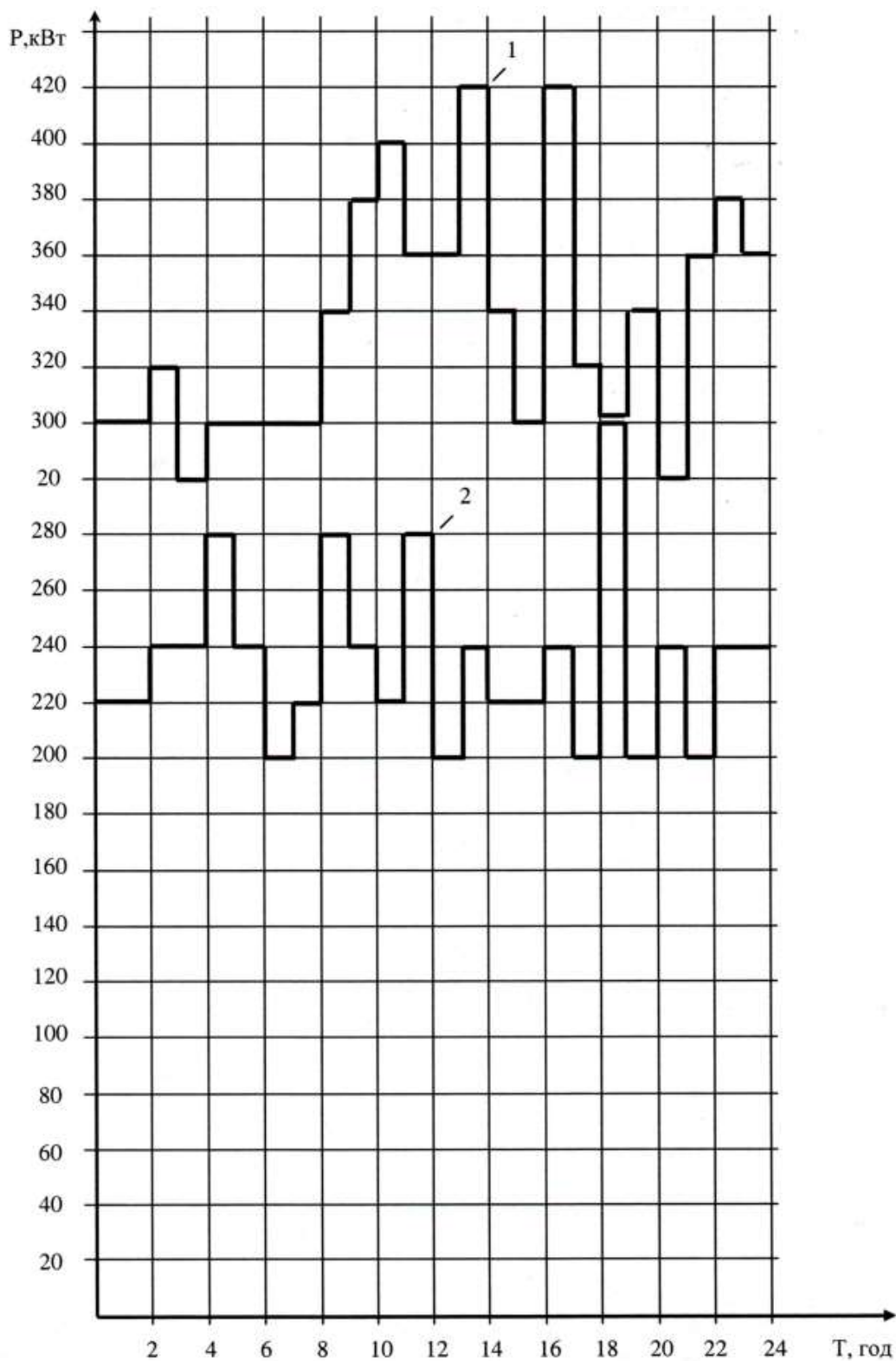


Рис 11.1 - Добові графіки електричного навантаження
 електрообладнання компресорної станції
 1. зимній максимум; 2. літній максимум

Одно ставковий тариф (Т) на електроенергію у грудні місяці 2003 р. з врахуванням ПДВ складає 1,38 грн/кВт.год. Тарифи диференційовані за зонами часу вказані в таблиці 11.2

Таблиця 11.2- Тарифи, диференційовані за зонами часу

Тарифна зона	Тарифна ставка	Вартість електроенергії , кВт·год
Напівпікова	$1,02 \cdot T$	0,306
Пікова	$1,8 \cdot T$	0,54
Нічна	$0,25 \cdot T$	0,075

При одно ставковому тарифі вартість електроенергії , спожитої за одну добу в літній і зимній періоди часу, вказані в таблиці 11.3.

Таблиця 11.3 - Вартість електроенергії

Період часу	Кількість електроенергії спожитої за добу , кВт·год	Вартість електроенергії , грн
Літо	5620	1686
Зима	7460	2240

При трифазному обліку вартість електроенергії, спожитої за одну добу в літній і зимній періоди часу, вказані в таблиці 11.4.

Таблиця 11.4 - Вартість електроенергії

Період часу	Кількість електроенергії спожитої за добу , кВт·год			Вартість електроенергії , грн			Сумарна вартість електроенергії, грн
	Напівпікова	Пікова	Нічна	Напівпікова	Пікова	Нічна	
Літо	2760	1180	1680	844,54	637,2	126	1607,76
Зима	3820	1680	1800	1168	907,2	135	2211,12

Економічний ефект при впровадженні трифазного обліку електроенергії складає в зимовий період 29 грн. за добу, а в літній період - 78 грн. за добу.

Тарифна зона	Розрахунковий період											
	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Напівпікова зона	128110	129845	124180	70978	27094	76445	65307	20182	22842	82621	113617	111798
Пікова зона	53371	54093	51733	29570	11287	31847	27207	8408	9516	34420	47333	46575

Розрахуємо вартість спожитої електроенергії за одно ставковим тарифом (0,38 грн/кВт год). Результати розрахунку зводимо в таблицю 11.6.

Таблиця 11.6 - Результати розрахунку

Показник	Розрахунковий період											
	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Вартість спожитої електроенергії, грн	76866	77907	74508	42587	16257	45867	39185	12109	13705	49573	68170	67079

Розраховуємо вартість спожитої електроенергії за три ставковим тарифом (нічний тариф 0,075 грн/кВт год, напівпіковий тариф 0,306 грн/кВтгод, піковий тариф 0,54 грн/кВт год.) Результати розрахунку вартості спожитої електроенергії за три ставковим тарифом зводимо в таблицю 11.7.

Таблиця 11.7 - Результати розрахунку

Тарифна зона	Розрахунковий період											
	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Нічна зона, грн.	5605	5681	5433	3106	1185	3345	2857	883	999	3615	4971	4892
Напівпікова зона, грн.	39202	39457	37999	21719	8290	23392	19984	6176	6990	25282	34461	34210
Пікова зона, грн.	28820	29210	27936	15968	6095	17197	14692	4540	5139	12587	25560	25150
Сумарна вартість за місяць, грн.	73627	74348	71368	40793	15570	43934	37533	11599	13128	48484	64992	64252

Порівнявши вартість електроенергії при одно ставковому тарифі таблиця 11.6 і триставковому тарифі таблиці 11.7, обчислюємо економічний ефект від впровадження три тарифного обліку електроенергії при рівно-мірному навантаженні КС. Результати розрахунку зводимо в таблицю 11.8.

Таблиця 11.8 - Економічний ефект від впровадження при тарифного обліку електроенергії

Показник	Розрахунковий період											
	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Економічний ефект, грн	3239	3559	3140	1794	687	1933	1652	510	577	1090	3178	2827

Річна економія плати за споживання електроенергії

$$\Delta P_{річ} = \sum \Delta P_{міс},$$

де $P_{міс}$ - економія плати за споживання електроенергії одного року.

$$\Delta P_{річ} = 3,239 + 3,559 + 3,140 + 1,794 + 0,687 + 1,933 + 1,652 + 0,510 + 0,577 + 1,090 + 3,178 + 2,827 = 24,239 \text{ тис.грн}$$

Визначаємо економію за весь період експлуатації лічильника:

$$\Delta P = \Delta P_{річ} \cdot 20 = 483,720$$

Економічний ефект з врахуванням дисконтних витрат на лічильник:

$$B_{де} = \frac{B_e}{E} + K,$$

де K - капіталовкладення. Вартість лічильників багато тарифного обліку “Енергія-9” - 3000 грн. Тоді $K = 6000$.

$$B_{де} = \frac{\frac{4,3}{100} \cdot 6000}{0,1} + 6000 = 8580 \text{ грн.}$$

$$\Delta P - B_{де} = 483,720 - 8,580 = 475,140 \text{ тис.грн.}$$

Як бачимо з розрахунків, встановлення лічильників багато тарифного обліку є доцільним. При встановленні лічильників “Енергія-9”, за весь термін їх експлуатації 20 років, підприємство може заощадити близько 475 тисяч гривень. Термін окупності лічильників системи багато тарифного обліку :

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta P_{річ}} = \frac{2 \cdot 3000}{24239} = 0,25 \text{ років.}$$

Результати розрахунків показують, що при рівномірному енергоспоживанні компресорної станції, застосування багато тарифного обліку енергії економічно доцільно.

Термін окупності лічильників “Енергія-9” становить три місяці.

					ДП 2023	Арк.
						90
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Індекс прибутковості:

$$ID = \frac{B_{de}}{1,2 \cdot K} = \frac{8580}{1,2 \cdot 6000} = 1,2 \geq 1.$$

Висновок: Оскільки індекс дохідності більше одиниці, то проект економічно виправданий та ефективний.

					ДП 2023	Арк.
						91
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. ОХОРОНА ПРАЦІ

Вступ

Метою дипломного проекту є вдосконалення роботи основних електроприймачів компресорної станції для зменшення втрат електроенергії. Встановлення нового обладнання: трансформаторів, кабельних ліній тощо, значно покращить умови праці обслуговуючого персоналу, а також зменшить вплив шкідливих та небезпечних факторів на обслуговуючий персонал.

Умови праці

В процесі роботи виробничого обладнання, на працюючих впливає ряд шкідливих та небезпечних факторів, що можуть, при певних умовах, негативно впливати на їх здоров'я та життя, а саме: обладнання під напругою, рівень шуму, мікроклімат, наявність шкідливих речовин, вібрація, природне та штучне освітлення у приміщеннях, наявність рухомих частин приладів. Однак, всі вище перераховані фактори знаходяться в допустимих межах: рівень шуму на робочих місцях, не перевищує ДСН 3.3.6.037-99; мікроклімат виробничих приміщень відповідає ДСН 3.3.6.042- 99; вміст шкідливих речовин не перевищує ГДК згідно ГОСТ 12.1.005-88; рівень вібрації відповідає ГОСТ 12.101.2-90 та ДСН 3.3.6.039-99; норми природного та штучного освітлення відповідають вимогам ДБН В.2.5-28- 2006. Безпечна експлуатація електроустановок регламентується вимогами: ДНАОП(НПАОП) 1.1.10-1.07-01, «Правила устроюства електроустановок» ПУЭ - ДНАОП (НПАОП) 0.00-1.32-01 „Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок”.

Виконання всіх цих норм, вимог та рекомендацій забезпечить надійну роботу підприємства, а також зменшить вплив на обслуговуючий персонал шкідливих та небезпечних виробничих факторів.

					ДП 2023			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Охорона праці	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Шукула І. В.						
Перевірів		Ізволеньський І.					92	104
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск		
Н. Контр.								
Затвердив		Балюта С.М						

Заходи і засоби з електробезпеки

Виділяють три системи засобів і заходів забезпечення електробезпеки:

- * система організаційних заходів і засобів;
- * система технічних засобів і заходів;
- * система електрозахисних засобів.

Організаційні заходи і засоби

Організація забезпечення захисту при роботі в електроустановках покладена на роботодавця. Електротехнічна служба, яка створена на підприємстві характеризується:

- * Головний енергетик;
- * Начальник електроцеху;
- * 4-й електрослюсаря;
- * 6-ть електромонтерів.

Електротехнічною службою виконуються такі роботи:

- * За нарядом-допуску. роботи в електроустановках до 1000 В на збірних шинах РУ розподільних щитків, по яких на збірні шини може бути подана напруга, роботи в колах електровимірювальних приладів і лічильників, увімкнених через вимірювальні трансформатори без спеціальних затискачів, які дозволяють шунтувати кола струму і вимикати кола напруги, Роботи в електроустановках ТП і на КЛ напругою понад 1000В.
- * За розпорядженням: роботи в електроустановках до 1000 В тривалістю не більше однієї зміни, роботи в приводах і агрегатних шафах, комутаційних апаратах, в пристроях вторинної комунікації.
- * В процесі поточної експлуатації виконуються роботи пов'язані із заміною електротехнічного обладнання, наприклад, вимикачів освітлення, розеток, освітлювальних установок (ламп), з попереднім, обов'язковим відключенням живлення даних пристроїв.

					ДП 2023	Арк.
						93
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідальними особами під час виконання робіт в електроустановках призначаються працівники з відповідною групою допуску. Наряди-допуски та розпорядження видає головний енергетик, який є відповідальним за безпечне виконання роботи.

Технічні засоби і заходи з електробезпеки

За своїми функціями технічні засоби забезпечення електробезпеки поділяються на дві групи: технічні засоби забезпечення електробезпеки при нормальному режимі роботи електроустановок; технічні засоби забезпечення електробезпеки при аварійних режимах роботи електроустановок.

* Технічними засобами забезпечення електробезпеки при нормальному режимі роботи електроустановок на КС являються:

- Ізоляція струмопровідних частин, яка має великий опір і захищає від ураження струмом. Мережа підприємства обладнана пристроями контролю ізоляції.
- Недоступність струмопровідних частин, яка характеризується закритими приміщеннями трансформаторної підстанції, приміщеннями з електроустаткуванням, яке не потребує постійного нагляду, прокладанням кабелів 10 кВ в землі або на конструкціях великої висоти, що унеможлиблює доступ люди до обладнання при виконанні правил охорони праці.
- Наявність у головного енергетика альбому електричного господарства підприємства, зображення схеми з'єднання обмоток ТР, АД на корпусі обладнання, маркування частин електрообладнання, світлова сигналізація, а також відповідне розташування і пофарбування струмоведучих частин є основними засобами орієнтації в електроустановках, що дають можливість персоналу чітко орієнтуватися при монтажі, виконанні ремонтних робіт і запобігають помилковим діям.
- На підприємстві застосовується мала напруга 12 В змінного струму для користування переносною освітлювальною лампою. Лампа повинна мати захисну сітку, замінити згорівшу лампу може тільки черговий електрик.

					ДП 2023	Арк.
						94
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

* Технічними заходами попередження електротравм при переході напруги на неструмопровідні частини електроустановок є використання системи захисного заземлення, а також занулення всіх металевих не струмопровідних частин обладнання і приєднання основної магістралі до контура заземлення. Застосування занулення запобігає дотику до частин обладнання, яке в результаті аварії потрапило під напругу.

Електрозахисні засоби

В таблицях приведено перелік деяких основних і додаткових електрозахисних засобів залежно від величини напруги електроустановки. Таблиця 12.1

Основні електрозахисні засоби для роботи в електроустановках.

До 1000 В включно	Понад 1000 В
Ізолювальні штанги	Ізолювальні штанги всіх видів
Ізолювальні кліщі	Ізолювальні кліщі
Електровимірювальні кліщі	Електровимірювальні кліщі
Показчики напруги	Показчики напруги
Діелектричні рукавички	Пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.)
Інструмент з ізолювальним покриттям	

Таблиця 12.2

Додаткові електрозахисні засоби для роботи в електроустановках

До 1000 В включно	Понад 1000 В
Діелектричне взуття	Діелектричні рукавички
Діелектричні килими	Діелектричне взуття
Ізолювальні підставки	Діелектричні килими
Ізолювальні накладки	Ізолювальні підставки
Ізолювальні ковпаки	Ізолювальні накладки
Сигналізатори напруги	Ізолювальні ковпаки
Захисні огороження (щити, ширми)	Штанги для перенесення і вирівнювання потенціалу
Переносні заземлення	Сигналізатори напруги
Плакати і знаки безпеки	Захисні огороження (щити, ширми)
Інші засоби захисту	Переносні заземлення
	Плакати і знаки безпеки
	Інші засоби захисту

Класифікація приміщень щодо ураження електричним струмом

Класифікація складена згідно з чинними правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), виходячи з яких всі приміщення діляться на три категорії:

- * Приміщення без підвищеної небезпеки: склад, гараж, адміністративна будівля, їдальня;
- * Приміщення з підвищеною небезпекою: електро цех, ремонтний блок, лабораторія КВП, виробничий корпус, насосна компресорного цеху, компресорний цех, склад масла, блок-бокс мотопомпи;
- * Приміщення особливо небезпечні: приміщень даної категорій на території підприємства немає.

Заходи з пожежної безпеки

Категорія приміщень (зон) по вибухово-пожежонебезпеці

№ п/п	Найменування	Клас	
1	Склад	Д	-
2	Ел. цех, мех..майстерні, лаб. КВП	Д	-
3	Виробничий корпус	В	П-ІІа
4	Гараж	Д	-
5	Адміністративна будівля	Д	-
6	Насосна компресорного цеху	В	П-ІІа
7	Компресорний цех	Б	В-ІІа
8	Їдальня	Д	-
9	Ремонтний блок	В	П-ІІ

Класифікація складена згідно НАПБ Б.03.002-2007 або ОНТП 24-86 та ПУЕ.

Блискавка захист будівель та споруд.

Необхідний ступінь захисту споруджень і відкритих установок підприємства від впливу атмосферної електрики залежить від вибухо-, пожежонебезпеки названих об'єктів і забезпечується правильним вибором категорії пристрою захисту типу зони об'єкта від прямих ударів блискавки.

Зона захисту типу А забезпечує перехоплення на шляху до об'єкта, що захищається, не менш 99,5% блискавок, а типу Б - не менш 95%.

Для зовнішніх технологічних установок і відкритих складів, що відносяться по ПУЕ до зон класу В-1г, на всій території України приймається зона захисту типу Б.

Об'єкти I і II категорій пристрою захисту повинні бути захищені від усіх чотирьох видів впливу атмосферної електрики, а об'єкти III категорії - від прямих ударів блискавки і від замету високих потенціалів усередину будинків і споруджень.

Захист об'єктів III категорії від прямих ударів блискавки організується так само, як для об'єктів II категорії, але вимоги до заземлювача нижче: імпульсний опір кожного заземлювача не повинний перевищувати 20 Ом, а при захисті димарів, водонапірних і силосних веж, пожежних вишок - 50 Ом.

Всі споруди підприємства обладнані пристроями блискавко захисту, категорії пристроїв розраховані за методикою (ст. 299 [6]).

На прикладі компресорного цеху:

Визначаю можливу кількість потраплянь блискавки в будівлю за рік:

$$N = (S + 6h)(L + 6h) \cdot n \cdot 10^{-6}$$

де: S та L - відповідно довжина та ширина приміщення, h - висота приміщення, n - очікуване середньорічне число ударів блискавки в 1 км² в залежності від грозової інтенсивності регіону.

$$N = (30 + 6 \cdot 8) \cdot (40 + 6 \cdot 8) \cdot 9 \cdot 10^{-6} = 0,062 \leq 1$$

Приміщення класу В-Іб повинно мати захист по II категорії, тип зони захисту при $N < 1$ зона - Б.

					ДП 2023	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		97

Розрахунок заземлюючого пристрою

Розрахунок заземлюючого пристрою з використанням природного заземлення.

Вихідні дані:

1. Захищуємий об'єкт- стаціонарний (обладнання компресорного цеху).
2. Напруга мережі $U_m = 380$ В.
3. Виконання мережі - з глухозаземленою нейтраллю.
4. Природне заземлення - палі основи будівлі.
5. Виміряний опір розтіканню струму в природному заземлювачі $R_{н.з.} = 15,5$ Ом.
6. Розміри заземлювачів (довжина стержнів $l_c = 3$ м, діаметр $d = 0,03$ м.
7. Глибина закладання вертикальних заземлювачів в ґрунт $h_z = 0,8$ м.
8. Розташування заземлювачів - в один ряд.
9. З'єднувальна стрічка шириною $b_c = 0,04$ м.
10. Характеристика ґрунту: склад - однорідний; вологість - нормальна; агресивність - нормальна.
11. Кліматична зона - III.

Розв'язок.

1. Складаю схему штучного заземлювального пристрою з умовними позначеннями, рис. 12-1.

2. Визначаю R_∂ - допустиме (нормативне) значення питомого опору розтіканню струму в заземлювальному пристрої (природному та штучному) згідно з ПУЕ, $R_\partial = 4$ Ом.

3. Визначаю - розрахунковий опір, Ом, розтіканню електроструму в штучному заземленні. При відомому (виміряному) природному опорі розтіканню струму в природному заземлювачі $R_{нз} = 15,5$ Ом.

$$R_{розр.ш.з.} = \frac{R_\partial \cdot R_{н.з.}}{R_{н.з.} - R_\partial} = \frac{4 \cdot 15,5}{15,5 - 4} = 5,4$$

					ДП 2023	Арк.
						98
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Визначаю $\rho_{\text{табл.}}$ - наближене значення питомого опору ґрунту, рекомендоване для розрахунку. Приймаю $\rho_{\text{табл.}} = 100 \text{ Ом м.}$

5. Визначаю значення $K_{св}$ - коефіцієнта сезонності для вертикальних заземлювачів довжиною $l_c = 3 \text{ м}$ за згаданою кліматичною зоною III при нормальній вологості. Приймаю $K_{св.} = 1,3$.

6. Визначаю $\rho_{\text{розр.}}$ розрахунковий питомий опір, Ом м, ґрунту для вертикальних заземлювачів.

$$\rho_{\text{розр.в.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_{св.} = 100 \cdot 1,3 = 130$$

7. Визначаю t - відстань, м, від поверхні землі до середини заземлювача.

$$t = h_z + \frac{l_c}{2} = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3$$

8. Визначаю R_ϕ - опір, Ом, розтіканню струму в одному вертикальному заземлювачі, рис. 12.2.

$$R_B = \frac{\rho_B}{2\pi l_c} \left(\ln \frac{2l_c}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l_c}{4t-l_c} \right) = \frac{130}{2\pi 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,03} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3+3}{4 \cdot 2,3-3} \right) \approx 39$$

9. Визначаю $n_{тв}$ - теоретичне число вертикальних заземлювачів без врахування $\eta_{т.в.}$ - коефіцієнта використання, тобто $\eta_{т.в.} = 1$:

$$n_{т.в.} = \frac{R_B}{R_{\text{розр.ш.з.}} \cdot \eta_{Б.В.}} = \frac{39}{5,4 \cdot 1} = 7$$

10. Визначаю $\eta_{вв}$ - коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів при розташуванні заземлювачів у один ряд, числі заземлювачів $n_{тв} = 7$ та при відношенні $L_0/l_c = 1$. Приймаю $\eta_{вв.} = 0,65$.

11. Визначаю $n_{нв}$ - необхідну кількість вертикальних однакових заземлювачів (стержнів) з врахуванням $\eta_{вв.}$

$$n_{H.B.} = \frac{R_B}{R_{розр.м.з.} \cdot \eta_{B.B.}} = \frac{39}{5,4 \cdot 0,65} = 11$$

Приймаю $n_{H.B.}$ рівним 11 стержням.

12. Визначаю $R_{розр.}$ - розрахунковий опір, Ом, розтіканню струму у вертикальних заземлювачах при $n_H = 11$ без врахування горизонтального заземлювача (з'єднувальної стрічки)

$$R_{розр.в.} = \frac{R_B}{n_{H.B.} \cdot \eta_{B.B.}} = \frac{39}{11 \cdot 0,65} = 5,4$$

13. Визначаю L_0 - відстань між вертикальними заземлювачами за відношенням $L_0/l_c = 1$, звідси $L_0 = 1 \cdot l_c = 1 \cdot 3 = 3$ м.

14. Визначаю $L_{з.с.}$ - довжину, м, з'єднувальної стрічки - горизонтального заземлювача:

$$L_{з.с.} = 1,05 \cdot L_0 (n_{H.B.} - 1) = 1,05 \cdot 3 (11 - 1) = 31,5$$

15. Визначаю значення $K_{сз}$ - коефіцієнта сезонності для горизонтального заземлювача, що з'єднує вертикальні заземлювачі та природний заземлювач при довжині $L = 31,5$ м при нормальній вологості ґрунту для кліматичної зони III. Приймаю $K_{сз} = 2$.

16. Визначаю $\rho_{розр.}$ - розрахунковий питомий опір, Ом м, ґрунту для горизонтального заземлювача:

$$\rho_{розр.г.} = \rho_{табл.} \cdot K_{с.г.} = 100 \cdot 2 = 200$$

17. Визначаю R_z - опір розтіканню струму, Ом, в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній стрічці) рис.12.3.:

$$R_z = \frac{\rho_{розр.г.}}{2\pi L_{з.с.}} \ln \frac{L_{з.с.}^2}{b_c h_3} = \frac{200}{2\pi \cdot 31,5} \ln \frac{31,5^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 11,2$$

18. Визначаю $\eta_{в.г.}$ - коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при розташуванні вертикальних заземлювачів згідно з вихідними даними (в один ряд) при відношенні $L_o/l_c = 1$ і необхідній кількості заземлювачів $n_{ил} = 11$. Приймаю $n_{вг} = 0,62$.

19. Визначаю опір, Ом, розтіканню струму горизонтальному заземлювачі

$$R_{розр.г.} = \frac{R_{г.}}{n_{г.} \cdot \eta_{в.г.}} = \frac{11,2}{1 \cdot 0,62} = 18$$

20. Розрахунковий опір, Ом, розтіканню струму у вертикальних та горизонтальних заземлювачах

$$R_{розр.в.г.} = \frac{R_{розр.в.} \cdot R_{розр.г.}}{R_{розр.в.} + R_{розр.г.}} = \frac{5,4 \cdot 18}{5,4 + 18} = 4,2$$

21. Визначаю $R_{заг.п.ш.}$ — загальний опір, Ом, розтіканню струму в штучному та природному заземлювачах

$$R_{заг.п.ш.} = \frac{R_{п.з.} \cdot R_{розр.в.г.}}{R_{п.з.} + R_{розр.в.г.}} = \frac{14 \cdot 4,2}{14 + 4,2} = 3,3$$

Отримане загальне розрахункове значення опору розтіканню струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам відповідної нормативно-технічної документації.

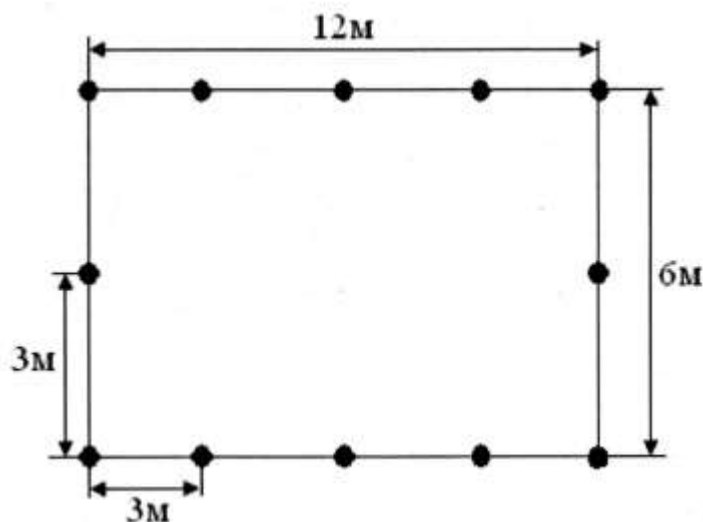


Рис.12.1. Схема штучного заземлюючого пристрою

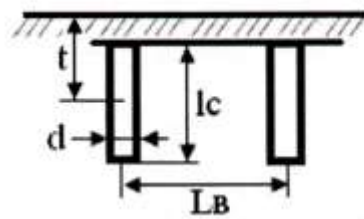


Рис. 12.2. Схема вертикального заземлювача

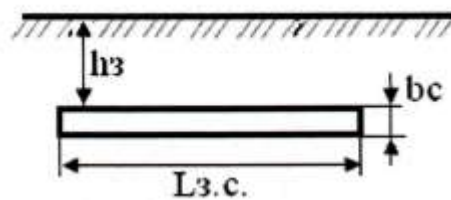


Рис. 12.3. Схема горизонтального заземлювача (з'єднувальної стрічки)

СПИСОК ВИКОРИСТОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки з комплектування технічної документації для дипломного проектування та програма переддипломної практики для студентів спеціальності 27.04 денної та заочної форм навчання / Укл. О. М. Сірий, В. Є. Шестеренко. - К.: УДУХТ, 1994.
2. Сірий О. М., Шестеренко В. Є. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств. ІСДО, 1993.
3. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп. / Под общ. Ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. - М.: Энергия, 1980.
5. А. Д. Смирнов, Справочная книжка энергетика. — М.: Энергия,' 1978.
6. Справочник прораба-электромонтажника / Бондаренко В. П., Коба Н. Ф. - 2-е изд., перераб. и доп. - К.: Будівельник, 1989.
7. Ристхейн Э.М. Электроснабжение промышленных установок: Учеб, для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1991.
8. Справочник по расчету электрических сетей / И. Ф. Шаповалов - 3-е изд., перераб. и доп. - К.: Будівельник, 1986.
9. Методика обчислення плати за перетоки реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджено наказом № 19 від 17.01.02. МПЕУ, зареєстровано в МЮУ 01.02.02. за№ 93/6381.
10. Прайслист на продукцію, яку випускає ЗАО „Силкон-Квар", І 2006.
11. Прайслист ва продукцію, яку випускає дочірнє підприємство „Капро-Киев" асоціації „Укркабельзбут", 2006.
12. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебн.

					ДП 2023			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Шукула І. В.			Література	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірів		Ізволеньський І.					103	104
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого,ЗЕЛ-5ск		
Н. Контр.								
Затвердив		Балюта С.М						

13. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. „Электроснабжение” / Андреев В.А. 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 1991.
14. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. / Чернобровое Н.В. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергия, 1971.
15. И.И Бай тер, Н.А. Богданова. Релейная защита и автоматика питающих систем собственных нужд тепловых электростанций. М.: Энергоатом издат, 1989.
16. Жураховський В.О., Вакуленко С.Є. Методичні вказівки до вивчення розділу "Диференційні струмові захисти силових трансформаторів та їх розрахунок" дисципліни "Релейний захист", - і К.: КТІХП, 1991.
17. Справочная книга по светотехнике. / Под ред. Ю.Б. Айзенберга. - М.: Энергоатомиздат, 1983,
18. Справочная книга для проектирования электрического освещения" / Под ред. Г. М. Кнорринга. - Л.: Энергия, 1976.

					ДП 2023	Арк.
						104
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		