

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

_____ Сергій БАЛЮТА
(підпис) (ім'я та прізвище)

«__» _____ 2024 р.

«__» _____ 2024 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: «Проектування системи електроспоживання трубного
цеху ТОВ «УМЗ». Інформаційна система підтримки обміну даними
з системою енергоринку України

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ЕЛ-4-3

_____ Рябець Денис Олександрович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник _____ Шестеренко Володимир Євгенович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти _____ Аліна СІРИК _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

_____ _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

Рецензент _____ _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

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

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту
Освітній ступінь бакалавр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Електротехніка та інформаційні технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Сергій БАЛЮТА/

« 05 » квітня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Рябець Денис Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проектування системи електроспоживання трубного цеху ТОВ «УМЗ». Інформаційна система підтримка обміну даними з системою енергоринку України

керівник роботи Шестеренко Володимир Євгенович, к.т.н., професор
затверджені наказом закладу вищої освіти від « 05 » 04. 2024 р. № 256-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 25 травня 2024 року.

3. Вихідні дані до роботи План трубного цеху з розміщенням силового обладнання; характеристика споживачів електричної енергії; відомості про джерела живлення; умови проектування.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ; загальна характеристика технологічного процесу трубного цеху; виборі обґрунтування схеми електропостачання та установлюваного устаткування для трубного цеху; розрахунок електричних навантажень; розрахунок потужності та вибір компенсуючих пристроїв; вибір кількості та потужності трансформаторів ГПП; розрахунок струмів к.з.; вибір місця розміщення ГПП; вибір і перевірка високовольтного електрообладнання і струмоведучих частин; розрахунок приводу мостового крану; релейний захист та автоматика; якість електричної енергії в системі електропостачання; організація обліку та вимірювання електричної енергії в трубному цеху; якість електричної енергії в системі електропостачання; охорона праці. Індивідуальне завдання. Інформаційна система підтримки обміну даними з системою енергоринку України; Висновок. Список використаної літератури

5. Перелік графічного матеріалу

1. План розміщення силової електромережі трубного цеху.

2. Однолінійна схема електропостачання трубного цеху.

3. Схема електрична принципова мостового крану.

4. Лист спецпитання. Інформаційна система підтримки обміну даними з системою енергоринку України.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
ОП	Сірик А.О., доцент		

7. Дата видачі завдання 05 квітня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	При-мітка
1	Вступ	06.04.2024 р	
2	Короткий опис технологічного процесу трубного цеху	08.04.2024 р	
3	Вибір і обґрунтування схеми електропостачання та установлюваного устаткування для трубного цеху	10.04.2024 р	
4	Розрахунок електричних навантажень	12.04.2024 р	
5	Розрахунок потужності та вибір компенсуючих пристроїв	16.04.2024 р	
6	Вибір цехових ТП та розрахунок втрат в трансформаторах	18.04.2024 р	
7	Вибір кількості та потужності трансформаторів ГПП	24.04.2024 р	
8	Розрахунок струмів короткого замикання з боку високої 6 кВ та низької 0,4 кВ напруги	27.04.2024 р	
9	Розрахунок картограми навантаження	01.05.2024 р	
10	Вибір основного електроустаткування	04.05.2024 р	
11	Розрахунок приводу мостового крану	10.05.2024 р	
12	Релейний захист та автоматика (РЗА)	12.05.2024 р	
13	Якість електричної енергії в системі електропостачання	14.05.2024 р	
14	Організація обліку та вимірювання електричної енергії в трубному цеху	15.05.2024 р	
15	Охорона праці	16.05.2024 р	
16	Індивідуальне завдання. Інформаційна система підтримки обміну даними з системою енергоринку України	20.05.2024 р	
17	Висновок	21.05.2024 р	
18	Список література	22.05.2024 р	
19	Оформлення пояснювальної записки проекту	23.05.2024 р	
20	Оформлення графічної частини проекту	24.05.2024 р	
21	Здача проекту на перевірку	25.05.2024 р	

Здобувач

_____ (підпис)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Рябець Д.О.

_____ (прізвище та ініціали)

Шестеренко В.Є.

_____ (прізвище та ініціали)

Анотація

Рябець Денис Олександрович. Дипломний проєкт на тему:
«Проектування системи електроспоживання трубного цеху ТОВ «УМЗ».

Національний Університет Харчових Технологій, Київ – 2024
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Додана пояснювальна записка складається із вступу, 12 розділів, висновку та списку використаної літератури. Обсяг проєкту становить 128 сторінок.

До опису надано графічну частину, яка складається із чотирьох креслень: план розміщення силової електромережі трубного цеху, однолінійна схема електропостачання трубного цеху, схема електрична принципова мостового крану, лист спецпитання «Інформаційна система підтримки обміну даними з системою енергоринку України».

Розрахунки й аналіз виконані за допомогою методик, що викладені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі.

У результаті виконання проєкту наведено загальну характеристику об'єкту проектування; виконаний розрахунок і вибір основного електроустаткування трубного цеху; розрахунок електричних навантажень; вибір потужності силових трансформаторів ЦТП; розрахунок компенсації реактивної енергії; розрахунок центру електричних навантажень; виконано розрахунок та вибрано високовольтне і низьковольтне електрообладнання та провідники і перевірено їх до дії струмів короткого замикання; розглянуто питання обліку та якості електричної енергії та вимоги до РЗА.

В розділі «Охорона праці» розрахований блискавкозахист та заземлення ГПП, а також виконаний розрахунок пристрою захисного заземлення цехової трансформаторної підстанції. Розглянуті заходи з електробезпеки, пожежної безпеки, а також захист від атмосферних перенапруг.

Розглянуто індивідуальне завдання на тему «Інформаційна система підтримки обміну даними з системою енергоринку України».

Ключові слова: трубний цех, електропривід, центр електричного навантаження, силовий трансформатор, компенсація реактивної потужності, мостовий кран, несиметричність напруги, енергоринок, АСКОЕ, система SCADA.

Abstract

RYABETS DENYS. Diploma project on the topic:

"Designing of the power consumption system of the pipe shop of LLC "UMZ".

National University of Food Technologies, Kyiv - 2024

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

The attached explanatory note consists of an introduction, 12 chapters, a conclusion and a list of references. The volume of the project is 128 pages.

The graphic part, which consists of four drawings, is included in the description: a plan for the placement of the pipe power grid, a single-line diagram of the pipe shop's power supply, an electrical schematic diagram of a bridge crane, a special question letter "Information system supporting data exchange with the energy market system of Ukraine".

Calculations and analysis are performed using the methods described in educational, reference, normative and scientific and technical literature.

As a result of the implementation of the project, the general characteristics of the design object are given; performed calculation and selection of the main electrical equipment of the pipe shop; calculation of electrical loads; selection of the capacity of power transformers of the CTP; calculation of reactive energy compensation; calculation of the center of electrical loads; calculations were made and high-voltage and low-voltage electrical equipment and conductors were selected and tested for short-circuit currents; the issue of accounting and quality of electric energy and requirements for RZA were considered.

In the "Occupational safety" section, lightning protection and grounding of the GPP are calculated, as well as the calculation of the protective grounding device of the workshop transformer substation is performed. Considered measures of electrical safety, fire safety, as well as protection against atmospheric over voltages.

An individual task on the topic "Information system supporting data exchange with the energy market system of Ukraine" was considered.

Keywords: pipe shop, electric drive, electric load center, power transformer, reactive power compensation, bridge crane, voltage asymmetry, energy market, ASKOE, SCADA system.

Зміст

Вступ.....	7
1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕХУ.....	8
1.1. Короткий опис технологічного процесу трубного цеху.....	8
1.2. Вибір і обґрунтування схеми електропостачання та установлюваного устаткування для трубного цеху.....	9
2. ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРУБНОГО ЦЕХУ.....	10
2.1. Розрахунок електричних навантажень.....	10
2.2. Розрахунок потужності та вибір компенсуючих пристроїв.....	19
2.3. Вибір цехових ТП та розрахунок втрат в трансформаторах.....	25
3. ВИБІР СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	28
3.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГПП.....	28
4. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	31
4.1. Складання розрахункової схеми та схеми заміщення.....	31
4.2. Розрахунок струмів короткого замикання ГПП.....	32
4.3. Розрахунок струмів короткого замикання з боку високої напруги ТП-1 6 кВ.....	34
4.4. Розрахунок струмів короткого замикання з боку низької напруги ТП-1 0,4 кВ.....	35
5. ВИБІР МІСЦЯ РОЗМІЩЕННЯ ГПП.....	37
5.1. Розрахунок картограми навантаження.....	37
6. ВИБІР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ.....	39
6.1. Вибір кабелю від ГПП до ТП.....	39
6.2. Вибір високовольтних вимикачів ТП.....	43
6.3. Розрахунок шин напругою 6 кВ і 0,4 кВ.....	44
6.4. Вибір захисної комутаційної апаратури напругою 0,4 кВ.....	47
7. РОЗРАХУНОК ПРИВОДУ МОСТОВОГО КРАНУ.....	53
7.1. Розрахунок потужності двигуна механізму підйому.....	53
7.2. Опис принципової схеми роботи мостового крану.....	64
8. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА (РЗА).....	66
8.1. Загальні вимоги до РЗА.....	66

					ДП 141 2024			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Рябець Д.О.</i>			Зміст	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Шестеренко</i>					5	2
<i>Реценз.</i>						<i>ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого єр. ЕЛ-4-3</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

9. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ТА ВИМІЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРУБНОМУ ЦЕХУ	77
9.1. Вибір багатофункціональних електронних лічильників.....	77
10. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	81
10.1. Несиметричність напруги.....	81
11. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	85
11.1. Загальні вимоги безпеки і охорони праці в трубному цеху.....	85
11.2. Електробезпека.....	86
11.3. Пожежна безпека.....	89
11.4. Розрахунок блискавкозахисту і заземлюючого пристрою ТП.....	93
12. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ПИТАННЯ. Інформаційна система підтримки обміну даними з системою енергоринку України.....	97
12.1. Передумови впровадження й концепція побудови автоматизованих систем.....	97
12.2. Автоматизована система обліку електроенергії НЕК «Укренерго».....	101
12.2.1. Локальний рівень автоматизованої системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго».....	102
12.2.2. Регіональний рівень автоматизованої системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго».....	110
12.2.3. Центральний рівень автоматизованої системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго».....	111
12.3. Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії.....	115
12.3.1. Призначення та складові.....	115
12.3.2. Інтегрована система обліку споживання енергоресурсів SMART IMS.....	117
12.3.3. Автоматизовані системи керування технологічними процесами приймання, передавання та розподілу електроенергії.....	122
ВИСНОВОК.....	127
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	128

					ДП 141 2024	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Енергетика нашої країни забезпечує надійне електропостачання народного господарства і побутові потреби різних споживачів електричної енергії. Основними споживачами є промислові підприємства, сільське господарство, транспорт, комунальне господарство. При цьому більше 70% всієї електроенергії витрачається на технологічні процеси промислових підприємств.

Електроенергія застосовується буквально у всіх галузях народного господарства, особливо для електроприводу різних механізмів, а останнім часом і для різних електротехнологічних установок, у першу чергу для електротермічних і електрозварювальних установок, електролізу, електроіскрової і електрозвукової обробки матеріалів та ін.

Велику групу електроприймачів становлять електроприводи загальнопромислових механізмів, які застосовуються у всіх галузях народного господарства: підйомно-транспортні машини, поточно-транспортні системи, компресори, насоси, вентилятори.

Для забезпечення подачі електроенергії в необхідній кількості і відповідній якості від енергосистем промисловим об'єктам, установкам, пристроям і механізмам служать системи електропостачання промислових підприємств, що складаються з мереж напругою до 1000 В і вище та трансформаторних, перетворювальних, і розподільних підстанцій. Існують наступні енергосистеми: Цехова – яка забезпечує енергопостачання споживачів; Заводська - служить для електропостачання основних цехів і допоміжних об'єктів; Міські або Районні - служать для електропостачання підприємств, сільського господарства, комунальних об'єктів.

Споживачі електроенергії мають свої специфічні особливості, чим і обумовлені певні вимоги до їхнього електропостачання - надійність живлення, якість електроенергії, резервування і захист окремих елементів та ін. При проектуванні, спорудженні та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств, необхідно враховувати техніко-економічні аспекти при здійсненні вибору напруг, визначенні електричних навантажень, виборі типу, числа і потужності трансформаторних підстанцій, видів їхнього захисту, систем компенсації реактивної потужності і способів регулювання напруг. При виборі напруг живильних ліній, мережі і кількості трансформаторних підстанцій, систем керування, захисту - повинні враховуватися вдосконалення технологічного процесу, росту потужностей при номінальній напрузі.

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			Вступ	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко					7	1
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого єр. ЕЛ-4-3		

1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕХУ

1.1. Короткий опис технологічного процесу трубного цеху

Відповідно до програми і номенклатури виготовлених виробів виробництво є дрібносерійним.

Усередині кожної ділянки прийняте устаткування, стенди і робочі місця розташовані в технологічній послідовності обробки і складання деталей.

Листовий і профільний метал надходить на склад автомобільним транспортом і залізничними коліями. Розвантажується за допомогою мостового крану вантажопідйомністю 20 тонн і укладається в табелі або стелажі в розсортованому виді.

Технологічно процес виготовлення повітропроводів і заготовок із водогазопровідних труб побудований на поточно-операційному методі.

При виготовленні повітропроводів основним вихідним матеріалів є стандартний лист 2500×1250 мм, товщиною 0,5...3 мм.

Відповідно до програми, прийнята технологія, передбачає виготовлення виробів по способу з'єднання (на зварюванні і фальці), попередньо розмічений лист розрізається на листових ножицях на необхідні заготовки і передається на ділянку фасонних частин.

Заготівля прямого повітропроводу залежно від форми перерізу надходить або на листозгинальний верстат, або на вальцювання.

Розробка трійників і хрестовин ведеться по шаблонах.

Відводи виготовляються із прямих ділянок труб, розмітка ведеться по копірошаблону. Різання відводів і прихватка здійснюються на зигзагомашинах і точкових машинах. Офланцювання фальцевих прямих повітропроводів виконується на механізмі СТД-1015 і СТД-588, приварювання фланців - напівавтоматами у середовищі вуглекислого газу ПДГ-308.

Виготовлення рейок і бандажів можливо на фальцевому механізмі із застосуванням спеціальних камер. Для набивання бандажів герметизуючою мастикою передбачений механізм СТД-449.

На ділянці заготівель труб до 50 мм виготовляються трубні заготовки для систем опалення, водопостачання і газопостачання і т.п.

Різання труб діаметром більше 50 мм виконується механічно на верстаті УМ14, обладнаному приймально-падаючою механізованою установкою; газовою - машиною "Супутник-5"; зварювання - напівавтоматом у середовищі вуглекислого газу.

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			1.Коротка характеристика цеху	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко					8	2
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого єр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

1.2. Вибір і обґрунтування схеми електропостачання та установлюваного устаткування для трубного цеху

Середовище в цеху чисте, не агресивне, відсутність пожежо- і вибухонебезпеки, температура середовища, в основному приміщенні цеху, не перевищує 25 °С. У місці розташування котла температура 35 °С. Електроприймачі відносяться до другої групи споживачів.

На підставі вище викладеного, цех повинен одержувати живлення від двох незалежних джерел, тобто з різних шин ГПП. Так як цех перебуває на відстані 0,2 км від ГПП, то в ньому передбачена ТП на 6/0,4 кВ, із двома силовими трансформаторами ТСЗ-250/6-0,4кВ. Низьковольтна підстанція укомплектована панелями ШНЛ і ШНВ у кількості 7 штук з автоматами ВА. Ввідні і секційні автомати марки ВА 83-41 і ВА 74-40. Ввід на цехову підстанцію здійснюється кабелем ААБЛУ- 6-1(3х35) $I_{доп} = 105$ А прокладеним у траншею по одному кабелі на ввід. На високій стороні силового трансформатора встановлені комірки КРУ-2. Вони укомплектовані вимикачем навантаження типу ВВТЭ-6/630В2 з електромагнітним приводом ПРА-17, шинним роз'єднувачем типу РВЗ 6-630ПУЗ. Споживачі в цеху заживлені від семи ШР.

ШР укомплектовані автоматичними вимикачами ВА. Для керування низьковольтними споживачами використовуються магнітні пускачі типу ПМЛ. Все устаткування заземлене і занулене. Заземлюючий контур розташований з боку підстанції, із двома вводами в цех. Система заземлення типу TN-C-S.

					ДП 141 2024	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 . ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТРУБНОГО ЦЕХУ

2.1. Розрахунок електричних навантажень

Загальні відомості

Визначення розрахункових навантажень промислових підприємств базується на наступних положеннях:

1) більшість механізмів працюють зі змінним навантаженням і електричні двигуни цих механізмів, обрані по найбільш важких режимах, значну частину часу виявляються не завантаженими.

2) не всі електричні приймачі включені одночасно і постійно. Час їхньої роботи і зупинки залежить від технологічного режиму виробництва.

3) в окремі моменти часу навантаження може перевищувати середню величину потужності за рахунок зміни технологічного процесу. Виникає необхідність визначення максимально можливого значення споживаної потужності протягом якогось періоду часу. Цю потужність називають максимальною.

4) при включенні великих освітлювальних приймачів, так само при запуску асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором, відбувається збільшення споживання потужності над середнім і мінімальним значеннями.

Значення потужності тривалістю кілька секунд називають типовими.

При розрахунку електричних установок, не завжди є графік навантажень і, тому, прибігають до розрахункових коефіцієнтів. З їхньою допомогою можна визначити основні параметри графіка навантаження.

Такі розрахункові коефіцієнти обчислені по експериментальних роботах вивчення характеру навантажень на підприємствах.

Розрахунок електричних навантажень необхідний при виборі кількості і потужності трансформаторів на трансформаторних підстанціях. Перевірка струмоведучих частин по нагріванню і втратам напруги для розрахунку коливань напруг, для правильного вибору захисних пристроїв і компенсуючих пристроїв. Для обчислення розрахункових навантажень у вузлах електричної мережі до 1000 В необхідно визначити наступні величини:

1) сумарні, номінальні, активні і реактивні потужності силових електроприймачів по окремих групах.

2) групові коефіцієнти використання і сумарні середні силові навантаження (активні і реактивні) за найбільш завантажену зміну.

3) ефективне число електроприймачів n_{ef} , коефіцієнт максимуму K_m , максимальну активну потужність P_p , реактивну Q_p і повну S_p потужності по окремих групах.

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			2.Електропостачання трубного цеху	Літ.	Арк.	Аркуші
Перевір.		Шестеренко					10	13
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого єр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

4) розрахункову потужність освітлювальних навантажень.

5) максимальні значення активної P_p , реактивної Q_p , повної S_p потужності по всій підстанції, де n - число електричних приймачів.

При визначенні електричних навантажень груп електричних приймачів розрахунковою величиною є середня потужність найбільш навантаженої зміни.

Середня активна або реактивна потужність за найбільш завантаженою зміною визначається по витраті електричної енергії. Згідно ПУЕ за розрахункову активну потужність прийнята потужність одержуваного мінімуму, що є розрахунковою величиною для вибору всіх елементів електропостачання по нагріванню провідників, трансформаторів і апаратури. Розрахункова активна потужність P_p відповідає такому тривалому незмінному навантаженню струмом I_p , яка еквівалентна очікуваному змінному навантаженню по найбільш важкій тепловій дії, максимальній температурі або тепловому зношуванню кабелю, або трансформатора.

У даному дипломному проєкті розрахунок електричних навантажень будемо робити методом упорядкованих діаграм. Спочатку виконаємо вибір і розміщення устаткування в сушильному цеху. Далі робимо розбивку устаткування по розподільних шафах і визначаємо кількість приймачів у кожній розподільній шафі.

Розрахунок електричних навантажень методом упорядкованих діаграм

Основний параметр для розрахунку навантажень при проектуванні нових установок - коефіцієнт використання, величина якого залежить від режиму експлуатації всієї установки. Коефіцієнтом використання за найбільш завантаженою зміною одного електроприймача K_6 або групи електричних приймачів - називається відношення середньої активної потужності одного електричного приймача (або групи) до номінального:

$$K_6 = \frac{P_{CM}}{P_{НОМ}}, \quad (2.1)$$

де P_{CM} - середня потужність підгрупи за найбільш навантаженою зміною, кВт.

Вказівки по проектуванню електропостачання промислових підприємств рекомендує визначення навантажень для розрахунку цехових ланцюгів і вибір трансформатора методом коефіцієнта використання і максимуму.

Розрахункові коефіцієнти K_6 і K_p отримані в результаті впорядкування діаграм навантаження по даним обстеження ряду галузей промисловості.

Розрахункові навантаження (півгодинні максимуми активного навантаження) на всіх ступенях розподільних і живильних мереж, включаючи трансформатори і перетворювачі, визначаються за формулою:

$$P_p = K_p \cdot P_{CM} = K_6 \cdot K_p \cdot P_{УСТ}, \quad (2.2)$$

									ДП 141 2024	Арк.
										11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

де P_{CM} - середня потужність електроприемників за найбільш завантажену зміну, кВт.

$P_{\Sigma CT}$ - сумарна номінальна активна потужність робочих приймачів, кВт.

K_e - груповий коефіцієнт використання активної потужності.

K_p - визначається по таблиці, залежно від величини групового коефіцієнта використання і ефективного числа групи електроприймачів.

Ефективним числом групи електроприймачів $n_{e\Phi}$ називають число, однорідне по режиму роботи електроприймачів однакової потужності, що обумовлює ту ж величину розрахункового максимуму навантаження, що й групи різні по потужності і режиму роботи електроприймачі:

$$n_{e\Phi} = \frac{\sum_{i=1}^n n_i \cdot P_{НОМ}^2}{n \cdot \sum_{i=1}^n P_{НОМ}^2} \quad (2.3)$$

У групі з п'яти і більше електроприймачів ефективне число допускається вважати рівним тактичному значенню m , при величині відношення:

$$m = \frac{P_{\max}}{P_{\min}}, \quad (2.4)$$

де P_{\max} і P_{\min} - номінальні активні потужності найбільшого і найменшого електроприймачів у групі.

В групі з $m > 3$ і $K_e \geq 0,2$ $n_{e\Phi}$ рекомендується визначати за формулою:

$$n_{e\Phi} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{НОМ}}{P_{\max}}, \quad (2.5)$$

де $\sum_{i=1}^n P_{НОМ}$ - сумарна номінальна потужність всіх електроприймачів у групі, кВт.

P_{\max} - найбільший по потужності електроприймач даної групи, кВт.

Максимальні розрахункові потужності визначаються в такий спосіб.

Активна потужність розраховується за наступною формулою:

$$P_p = K_p \cdot P_{PP}, \quad (2.6)$$

де P_{PP} - середня потужність електроприймачів за найбільш завантажену зміну.

Реактивна потужність розраховується за наступною формулою:

$$Q_p = 1,1 Q_{PP} \quad \text{якщо} \quad n \leq 10$$

									Арк.
									12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП 141 2024

$$Q_P = Q_{CM} \quad \text{якщо} \quad n \geq 10$$

Повна потужність розраховується за наступною формулою:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \quad (2.7)$$

Розрахунковий струм визначаємо за наступною формулою:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.8)$$

Розрахунок, виконаний по цеху, наведений у табл. 1, по заводу - у табл. 2.

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Таблиця 1 – Зведена відомість навантаження трубоного цеху

Найменування вузлів живлення і електроприймачів	кількість приймачів		Встановлена потужність ПТВ=100		m = P _{нвкв} / P _{нвн} кВт	Коефіцієнт використання, K _в	Cos φ	tg φ	середнє навантаження за найбільш завантажену зміну		Ефективне число приймачів, n _е	Розрахунковий коефіцієнт, K _р	Максимальні розрахункові потужності			Розрахунковий струм I _р , А
	Р _н кВт	Одного приймача Р _н кВт	Загальна робочих і резерв суми Р _н кВт	Р _{пр} , кВт					Q _{пр} , квар	Р _р кВт			Q _р квар	S _р кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
ШР-1																
Котел для розігріву горючої суміші	1	22	22		0,8	0,95	0,33	17,6	5,78	484						
Вентилятор витяжний	1	13	13		0,7	0,85	0,62	9,1	5,64	169						
Таль електрична	1	7	7		0,2	0,7	1,02	1,4	1,43	49						
Рубочний верстат ВМС-36А	1	30	30		0,1	0,65	1,17	3	3,51	900						
Ел.двигун ТЭО-583-П	1	7	7		0,1	0,65	1,17	0,7	0,82	49						
Разом по ШР-1	5	7-30	79	>3	0,2174504	0,88	0,54	31,8	17,18	4	1,25	39,75	18,90	44,01	66,87	
ШР-2																
Свердлильний верстат 2М -150	1	10,5	10,5		0,12	0,4	2,29	1,26	2,89	110,3						
Зварювальний трансформатор ТД-300	1	19,4	19,4		0,3	0,65	1,17	5,82	6,80	376,4						
Повітряна завіса	1	17	17		0,5	0,85	0,62	8,50	5,27	289						
Приточна система	1	75	75		0,5	0,85	0,62	37,50	23,24	5625						
Механізм відкривання воріт	1	3	3		0,3	0,75	0,88	0,90	0,79	9						
Разом по ШР-2	5	3-75	124,9	>3	0,3121963	0,81	0,72	53,98	38,99	2	1,9	102,56	42,89	111,17	168,91	
ШР - 3																
Зварювальний випрямляч ВДУ-504	2	23	46		0,3	0,35	2,68	13,8	36,93	1058						
Вентилятор витяжний	3	13	39		0,7	0,85	0,62	27,3	16,92	507						
Вентилятор даху	4	2	8		0,65	0,8	0,75	5,2	3,90	16						
Разом ШР - 3	9	2-23	93	>3	0,4978495	0,63	1,25	46,3	57,75	5	1,13	52,32	63,53	82,30	125,04	

Таблиця 2 – Зведена відомість навантаження блоку цехів

Найменування вузлів живлення і електроприймачів	Кількість приймачів п		Встановлена потужність ПВ=100		m ² P _{max} /P _{min} кВт	Коефіцієнт використання, Кв	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за найбільш навантажену зміну		Ефективне число приймачів, пв	Коефіцієнт Кр	Максимальні розрахункові потужності			Розрахунковий струм I _{p, A}
	Одного приймача Рн кВт	Загальна робочих і резерв суми Рн кВт	Р _{пр} , кВт	Q _{пр} , квар					Рр кВт	Qр квар			Sp кВА			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Цех дробного виробництва	47	2-56,6	590,3	>3	0,385	0,68	1,08	209,20	227,36	21	0,85	177,82	250,09	306,86	466,23	
Цех сировини	20	8-200	1800	>3	0,45	0,76	0,86	810,00	692,68	18	0,85	688,50	761,95	1026,94	1560,27	
Ремонтно-механічний цех	50	1,5-17	760	>3	0,24	0,65	1,17	182,40	213,25	50	0,67	122,21	234,57	264,50	401,86	
Клінічне відділення	12	7-55	2100	>3	0,7	0,8	0,75	1470,00	1102,50	12	0,8	1176,00	1212,75	1689,30	2566,63	
Електроцех	28	0,8-10	540	>3	0,14	0,5	1,73	75,60	130,94	28	0,65	49,14	144,04	152,19	231,23	
Компресорні Цех	6	100	600	1	0,75	0,75	0,88	450,00	396,86	6	0,9	405,00	436,55	595,48	904,74	
пневмотранспорту	22	0,8-4	1140	>3	0,46	0,85	0,62	524,40	324,99	22	0,72	377,57	357,49	519,96	790,00	
Склади сировини	20	4-28	1800	>3	0,8	0,85	0,62	1440,00	892,43	20	0,8	1152,00	981,68	1513,54	2299,58	
Цех приготувальний	16	0,8-40	650	>3	0,65	0,75	0,88	422,50	372,61	16	0,85	359,13	409,87	544,94	827,96	
Насосні станції	8	120	960	1	0,75	0,75	0,88	720,00	634,98	8	0,9	648,00	698,48	952,77	1447,59	
Адміністр.- побутової корпус	40	0,5-7	400	>3	0,3	0,8	0,75	120,00	90,00	40	0,7	84,00	99,00	129,83	197,26	
Механічний цех	6	630	3600	1	0,7	0,8	0,75	2520,00	1890,00	6	0,9	2268,00	2079,00	3076,70	4674,56	
Цех 643	51	1-173,5	706,72	>3	0,5	0,82	0,69	507,63	352,11	26	0,85	431,49	387,32	579,83	880,95	
Разом по блоку цехів	326	0,5-630	15647,02	>3	0,467	0,79	0,77	9451,73	7320,72	50	0,85	8033,97	8052,79	11375,07	17282,62	
Загальне освітлення			257					244,15				244,15				
Разом по блоку з освітленням	326	0,5-630	15904,02	>3	0,46	0,80	0,76	9695,88	7320,72	50	0,85	8278,12	8052,79	11548,80	17546,58	

Розрахунок освітлення по заводу

Розрахунок освітлення виконуємо методом питомої потужності. Визначимо розрахункову потужність для кожного цеху за наступною формулою:

$$P_p = P_{\text{пит}} \cdot S \cdot K_c = 20 \cdot 1440 \cdot 1,15 = 33120 \text{ Вт} = 33,120 \text{ кВт} \quad (2.9)$$

де $P_{\text{пит}} = 12 \div 20 \text{ Вт/м}^2$ - питома потужність;

S - площа цеху береться з таблиці;

K_c - коефіцієнт вибирається залежно від типу світильника.

Для люмінесцентних ламп ЛСП, ЖСП $K_c = 1,15$

Для натрієвих ламп ЖСК $K_c = 1,25$

Для ламп розжарювання НСП $K_c = 1,25$

1) Вибираємо типи світильників для кожного цеху.

2) Визначимо висоту кожного цеху.

Висота цеху для чистих приміщень – 10 метрів.

Висота цеху для брудних приміщень – 14 метрів і вище.

3) Визначаємо мінімальну освітленість у кожному цеху за стандартним значенням освітленості:

$$E_{\text{min}} = 2,10,30,50,75,100,150,300 \text{ лк}$$

4) Визначаємо питому потужність у кожному цеху. $P_{\text{пит}} = 12 - 20 \text{ Вт/м}^2$

5) Визначаємо площу кожного цеху, що береться з таблиці.

6) Розраховуємо розрахункову потужність за вищевказаній формулі.

Після того як визначили розрахункову потужність, вважаємо підсумкову розрахункову потужність по всіх цехах за наступною формулою:

$$P_p = P_{\text{пит}} \cdot K_c = 257 \cdot 0,95 = 244,15 \text{ кВт} \quad (2.10)$$

де $P_{\text{пит}}$ - підсумкова питома потужність;

$$K_c = 0,95$$

Всі отримані розрахункові дані заносимо в табл. 3.

									Арк.
									17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 141 2024				

Таблиця 3 - Освітлювальне навантаження блоку цехів

№ п/п	Найменування	Тип світильника	Н (м)	Емісія (Лк)	Руд (Вт/м)	S (м)	Рр (кВт)	Примітка
1	Цех грубого виробництва	ЖСП 02В	8	50	20	1440	33,120	
2	Цех сировини	ЖСП 02В	10	30	18	864	17,885	
3	Ремонтно-механічний цех	ЖСП 02В	10	150	17	648	12,668	
4	Клінічне відділення	ЖСП 02В	10	30	18	2016	41,731	
5	Електроцех	ЛСП 02	5	100	15	144	2,160	
6	Компресорна	ЛСП 02	5	100	17	432	7,344	
7	Цех пневмотранспорту	ЛСП 02	5	50	15	540	8,100	
8	Цех 643	ЛСП 02	5	50	18	648	11,664	
9	Склади сировини	ЖСП 02В	10	30	17	576	9,792	
10	Приготувальний цех	ЖСП 02В	10	30	20	648	12,960	
11	Насосна станція	ЛСП 02	4	100	15	1260	18,900	
12	Адміністративно-побутовий корпус	ЛСП 02	2,8	250	12	540	8,100	
13	Механічний цех	ЖСП 02В	10	30	18	4032	72,576	
Разом						13788	257,000	

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

ДП 141 2024

Арк.

18

2.2. Розрахунок потужності та вибів компенсуючих пристроїв

Розрахунок компенсації з боку низької напруги 0,4 кВ

Розрахунок компенсації починаємо з вибору силових трансформаторів, що виконується у відповідності з наступними даними:

Розподільна напруга $U_H=6$ кВ

Первинна і вторинна напруга $U_1/U_2 = 6/0,4$

Передбачувана потужність трансформатора $S_T = 1000$ кВА

Коефіцієнт завантаження трансформатора $\beta = 0,7 \div 0,8$

Визначимо кількість трансформаторів N :

$$N_T = \frac{P_p}{\beta \cdot S_T} \quad (2.11)$$

Визначимо кількість трансформаторів по заводу через максимальну розрахункову потужність:

$$N_T = \frac{8278,12}{0,7 \cdot 1000} = 12 \text{ штук}$$

Визначимо кількість трансформаторів по заводу через середнє навантаження за найбільш завантажену зміну:

$$N_T = \frac{9695,88}{0,7 \cdot 1000} = 14 \text{ штук}$$

Розбивку навантаження по цехових трансформаторних підстанціях робимо з урахуванням категорії електроприймачів і планування цехів.

Розглянемо два варіанти розбивки навантаження по трансформаторах наведених у табл. 4.

										ДП 141 2024	Арк.
											19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Трансформатори цехових ТП

№ цеху	Найменування цеха	Коефіцієнт завантаження розрахунковий	Кількість трансформаторів	Потужність трансформаторів
Перший варіант				
I	Цех трубного виробництва	0,85	2	630
III, V, VII	Ремонтно-механічний цех	0,46	2	1000
	Електроцех			
	Цех пневмотранспорту			
IV	Клінкерне відділення	0,84	2	1000
VI, X	Компресорна	0,57	2	1000
	Приготувальний цех			
II, VIII, IX	Цех сировини	0,65	2	1600
	Цех 643			
	Склади сировини			
XI, XII	Насосна станція	0,54	2	1000
	Адміністративно-побутовий корпус			
XIII	Механічний цех	0,77	4	1000
Другий варіант				
I	Цех трубного виробництва	0,6	2	250
III, V, VII, X, XII	Ремонтно-механічний цех	0,8	2	1000
	Електроцех			
	Цех пневмотранспорту			
	Приготувальний цех			
	Адміністративно-побутовий корпус			
IV	Клінкерне відділення	0,84	2	1000
VI, XI	Компресорна	0,77	2	1000
	Насосна станція			
VIII, IX, II	Цех 643	0,83	4	630
	Склади сировини			
	Цех сировини			
XIII	Механічний цех	0,77	4	1000

Розрахункові коефіцієнти завантаження трансформаторів:

$$K_3 = \frac{\sum S_p}{N \cdot S_T}, \quad (2.12)$$

де S_p – повна максимальна розрахункова потужність цеху;

N – кількість трансформаторів у цеху;

S_T – потужність трансформатора.

Розрахуємо капітальні витрати по двох варіантах і порівняємо їх.

										Арк.
										20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Капітальні витрати по варіантах

Найменування устаткування	Вартість одиниці устаткування тис. грн	Перший варіант		Другий варіант	
		Кількість	Загальна вартість тис. грн	Кількість	Загальна вартість тис. грн
ТП з трансформаторами ТСЗ 250	125	-	-	2	250
ТП з трансформаторами ТМЗ 630	133	-	-	4	532
ТП з трансформаторами ТМЗ 1000	144	14	2016	12	1728
ТП з трансформаторами ТМЗ 1600	328	2	656	-	-
Комірка КРУ-2	11	14	154	12	132
Комірка КРУ до 6 кВ з вимикачем	13	2	26	-	-
Комірка КРУ до 6 кВ з вимикачем	4	-	-	4	8
Кабель 1ААШВу-6-1(3х50)	150	0,950 км	142,5	1,16 км	174
Разом			2994,5		2824

Довжина кабельних ліній за генеральним планом.

Для подальших розрахунків вибираємо економічно доцільний другий варіант (з найменшими капітальними витратами).

Потужність, передана через трансформатори з боку ГПП на розподільній напрузі:

$$Q_{HH} = \sqrt{(\beta_P \cdot N \cdot S_{HT})^2 - P_{CM}^2} \quad (2.13)$$

$$Q_{HH} = \sqrt{(0,81 \cdot 2 \cdot 250 + 0,8 \cdot 2 \cdot 1000 + 0,84 \cdot 2 \cdot 1000 + 0,77 \cdot 2 \cdot 1000 + 0,75 \cdot 4 \cdot 630 + 0,77 \cdot 4 \cdot 1000)^2 - 9695,88^2} = \sqrt{10040^2 - 9695,88^2} = 2606,052 \text{ квар}$$

Необхідна потужність компенсації для блоку цехів:

$$Q_{KV} = P_{CM} (tg\varphi_2 - tg\varphi_1) = 9695,88 \cdot (0,77 - 0,2) = 5526,65 \text{ квар} \quad (2.14)$$

$$Q_{KV} = P_P (tg\varphi_2 - tg\varphi_1) = 8278,12 \cdot (0,77 - 0,2) = 4718,53 \text{ квар} \quad (2.15)$$

де $tg\varphi_1$ - необхідний тангенс при $Cos\varphi = 0,98 \Rightarrow tg\varphi_1 = 0,2$

$tg\varphi_2$ - розрахунковий тангенс із таблиці.

									Арк.
									21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 141 2024				

Компенсація реактивної потужності з боку низької напруги не потрібна.

Розрахунок компенсації з боку високої напруги 6 кВ

Визначимо необхідну розрахункову потужність компенсації для блоку:

$$Q_{PKV} = P_p \cdot (tg\varphi_2 - tg\varphi_1) = 7507,43 \cdot (0,81 - 0,29) = 3903,86 \text{ квар} \quad (2.16)$$

$$Q_K = Q_{PKV} - Q_D = 3903,86 - 1890 = 2013,86 \text{ квар} \quad (2.17)$$

Визначимо потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{KV} = \frac{Q_K}{2} = \frac{2013,86}{2} = 1006,93 \text{ квар} \quad (2.18)$$

Робимо вибір компенсуючих пристроїв:

Для першої секції $Q_{KV} = 1 \times 750$ і 1×300 квар типу БК-6-750 і УК-6-300.

Для другої секції $Q_{KV} = 1 \times 750$ і 1×300 квар типу БК-6-750 і УК-6-300.

У розрахунковому режимі $tg\varphi = Q_p / P_p = 2730,17 / 7507,43 = 0,36 \Rightarrow \cos\varphi = 0,95$, що відповідає заданому від системи.

Потужність компенсації враховується при розрахунку уточнених навантажень.

					ДП 141 2024	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6 – Зведена відомість уточненого навантаження блоку цехів

Найменування вузлів живлення і електроприймачів	Кількість приймачів n	Установлена потужність ПВ=100		m=Pmax/Pном Квт	Коефіцієнт використання, Кв	cos φ	Ф	Середнє навантаження за найбільш завантажену залу		Ефективне число примачів, Др	Кр	Максимальні розрахункові потужності			Розрахунковий струм Iр, А
		Одного приймача Рн Квт	Загальна потужність а робочих і резерв суми Рн Квт					Рр кВт	Qр квар			Рр кВт	Qр квар	Sp кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПП-1															
Цех дробного виробництва	47	2-56,6	590,3	>3	0,385	0,68	1,08	209,20	227,27						
Разом силова	47	2-56,6	590,3	>3	0,354	0,71	1,00	209,20	209,20	5,90	0,85	177,82	250,09	306,86	17,72
Освітлення			33,12					33,12				33,12			
Втрати								22,94	109,35			20,91	100,17		
Разом по ПП - 1	47	2-56,6	623,42	>3	0,425	0,64	1,20	265,26	318,55	6	0,77	231,85	350,26	420,04	24,25
ПП-2															
Ремонтно-механічний цех	50	1,5-17	760	>3	0,24	0,65	1,17	182,40	213,25						
Електроцех	28	0,8-10	540	>3	0,14	0,5	1,73	75,60	130,94						
Цех пневмотранспорту	22	0,8-4	1140	>3	0,46	0,85	0,62	524,40	324,99						
Цех приготувальний	16	0,8-40	650	>3	0,65	0,75	0,88	422,50	372,61						
Адміністр.-побутовий корпус	40	0,5-7	400	>3	0,3	0,8	0,75	120,00	90,00						
Разом силова	156	0,5-40	3490	>3	0,379	0,76	0,85	1324,9	1131,8	156	0,7	927,43	1131,8	1463,25	84,48
Освітлення			60,09					43,98				43,98			
Втрати								23,79	113,18			20,51	98,40		
Разом по ПП - 2	156	0,5-40	3550,09	>3	0,392	0,75	0,89	1392,67	8	156	0,7	991,92	1230,2	1580,28	91,24
ПП-3															
Клінічне відділення	12	7-55	2100	>3	0,7	0,8	0,75	1470,0	1102,5						
Разом силова	12	7-55	2100	>3	0,7	0,8	0,75	1470,0	1102,5	12	0,9	1323,00	1102,5	1722,16	99,43
Освітлення			36,3					41,73				41,73			
Втрати								25,10	119,09			22,11	105,61		
Разом по ПП - 3	12	7-55	2136,3	>3	0,719	0,78	0,79	1536,83	9	12	0,87	1386,84	1208,1	1839,25	106,19

Продовження табл. 6

ПП-4														
Компресорні	6	100	600	1	0,75	0,75	0,88	450,00	396,86					
Насосні станції	8	120	960	1	0,75	0,75	0,88	720,00	634,98					
Разом силова	14	120	1560	1	0,75	0,75	0,88	1170,00	1031,84	15,6	0,9	1053,00	1031,84	1474,28
Освітлення			26,24					26,24				26,24		
Втрати								19,36	93,22			19,36	93,22	
Разом по ПП - 4	14	120	1586,24	1	0,7663405	0,73	0,93	1215,60	1125,06	16	0,9	1098,60	1125,06	1572,48
ПП-5; ПП-6														
Цех сировини	20	8-200	1800	>3	0,45	0,76	0,86	810,00	692,68					
Цех №643	54	1-55	533,22	>3	0,36	0,9	0,49	386,18	190,18					
Склади сировини	20	4-28	1800	>3	0,8	0,85	0,62	1440,00	892,43					
Разом силова	94	1-200	4133,2	>3	0,637803	0,83	0,67	2636,18	1775,29	74	0,73	1924,41	1082,61	2208,03
Освітлення			21,46					21,45				21,45		127,48
Втрати								33,19	178,43			28,32	158,60	
Разом по ПП - 5; ПП - 6	74	1-55	4154,7	>3	0,64766	0,81	0,73	2690,82	1953,72	74	0,77	1974,18	1241,21	2331,95
Цех помолу в/в привод														
Освітлення	6	630	3600	1	0,7	1	0,00	2520,00	0,00	6	0,91	2293,20	0,00	2293,20
			72,57					72,57				72,57		132,55
Разом по всіх ПП														
Реакт. потужн. комп. прист.	18	0,5-200	11874	>3	0,604181	0,77	0,82	7173,75	5863,90	18	1	7507,43	6048,45	9640,81
Реакт. потужн. СД								1428,28	1890,00				1428,28	557,27
Разом по всіх ПП з комп.	18	0,5-200	12051	>3	0,61	0,94	0,35	7173,75	2545,62	18	1	7507,4	2730,17	7988,45
														461,76

2.3. Вибір цехових ТП та розрахунків втрат в трансформаторах

Вибір силових трансформаторів ТП

Визначаємо розрахункову потужність трансформатора:

$$S_{TP} \geq 0,7 \cdot S_P = 0,7 \cdot 306,46 = 214,802 \text{ МВА} \quad (2.19)$$

де S_P – повна розрахункова потужність беремо з табл. 6.

Визначаємо розрахунковий коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_3 = \frac{S_P}{n \cdot S_{TP}} = \frac{306,46}{2 \cdot 250} = 0,61 \quad (2.20)$$

де S_P - розрахункова потужність трансформатора з табл. 6;

n - кількість трансформаторів;

S_{TP} - потужність трансформатора.

Визначимо розрахункові коефіцієнти завантаження трансформаторів через змінну потужність:

$$K_3 = \frac{S_{TP}}{n \cdot S_{TP}} = \frac{358,254}{2 \cdot 250} = 0,71 \quad (2.21)$$

$$S_{TP} = \sqrt{P_{TP}^2 + Q_{TP}^2} = \sqrt{209,2^2 + 227,36^2} = 358,254 \text{ кВА} \quad (2.22)$$

де P_{TP} – середнє активне навантаження за найбільш навантажену зміну;

Q_{TP} – середнє реактивне навантаження за найбільш навантажену зміну.

Для інших ТП розрахунків аналогічний. За літературою [5] виписуємо вихідні дані трансформаторів і заносимо в табл. 7. Дані для розрахунку електричних втрат беремо з табл. 8.

Таблиця 7

Вихідні дані трансформаторів

Тип трансформатора	S _{нт}	U _{вн}	U _{нн}	ΔP _{хх}	ΔP _{кз}	U _{кз} %	I _{хх} %
ТСЗ 250/6	250	6	0,4	1	3,7	5,5	3,5
ТМЗ 1000/6	1000	6	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4

Вихідні дані для розрахунку електричних втрат у трансформаторі

№ ТП	Найменування цеху	Тип трансформатора	Sp	S _{пр}	Kз(р)	Kз(пр)
ТП1	I Цех трубного виробництва	ТСЗ 2×250	306,86	358,25	0,61	0,71
ТП2	III Цех ремонтно-механічний	ТМЗ 2×1000	264,5	280,61	0,8	0,88
	V Електроцех		152,19	151,19		
	VII Цех пневмотранспорту		519,96	616,93		
	X Цех приготувальний		544,94	563,33		
	XII Адміністративно-побутовий комплекс		129,83	150,00		
ТП3	IV Клінкерне відділення	ТМЗ 2×1000	1689,30	1837,5	0,84	0,91
ТП4	VI Компресорна станція	ТМЗ 2×1000	595,48	599,99	0,77	0,77
	XI Насосна станція		952,77	959,99		
ТП5; ТП6	VIII Цех 643	ТМЗ 4×630	579,83	617,79	0,83	0,84
	IX Склади сировини		1513,54	1694,11		
	II Цех сировини		1026,9	1065,7		

Розрахунок втрат трансформаторів

Визначимо реактивні втрати трансформатора в режимі холостого ходу:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{HT} = \frac{3,5}{100} \cdot 250 = 8,75 \text{ квар} \quad (2.23)$$

Визначимо реактивні втрати трансформатора в режимі короткого замикання:

$$\Delta Q_{kz} = \frac{U_k}{100} \cdot S_{HT} = \frac{5,5}{100} \cdot 250 = 13,75 \text{ квар} \quad (2.24)$$

Визначимо активні проміжні втрати трансформатора з урахуванням навантаження:

$$\Delta P_{пр} = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{зпр}^2 \cdot \Delta P_{kz}) = 2 \cdot (2,45 + 0,86^2 \cdot 12,2) = 22,946 \text{ кВт} \quad (2.25)$$

Визначимо реактивні проміжні втрати трансформатора з урахуванням навантаження:

$$\Delta Q_{пр} = N \cdot (\Delta Q_{xx} + K_{зпр}^2 \cdot Q_{kz}) = 2 \cdot (14 + 0,86^2 \cdot 55) = 109,35 \text{ квар} \quad (2.26)$$

									Арк.
									26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 141 2024				

Визначимо активні розрахункові втрати трансформатора з урахуванням навантаження:

$$\Delta P_p = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{зр}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}) = 2 \cdot (2,45 + 0,81^2 \cdot 12,2) = 20,91 \text{ кВт} \quad (2.27)$$

Визначимо реактивні розрахункові втрати трансформатора з урахуванням навантаження:

$$\Delta Q_p = N \cdot (\Delta Q_{XX} + K_{зр}^2 \cdot \Delta Q_{КЗ}) = 2 \cdot (14 + 0,81^2 \cdot 55) = 100,17 \text{ квар} \quad (2.28)$$

Всі отримані значення зводимо в табл. 9.

Таблиця 9

Втрати трансформаторів

Рпр	Qпр	Рр	Qр
22,94	109,35	20,91	100,17
23,79	113,18	20,51	98,40
25,10	119,09	22,11	105,61
19,36	93,22	19,36	93,22
33,19	178,43	28,32	158,60

3. ВИБІР СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГПП

3.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГПП

Намічаємо два варіанти електропостачання, для цього зробимо вибір трансформаторів.

Визначимо розрахункову потужність трансформатора:

$$S_{TP} \geq 0,7 \cdot S_p = 0,7 \cdot 7507,43 = 5255,201 \text{ МВА} \quad (3.1)$$

За отриманим значенням потужності по [7] вибираємо два трансформатори, дані заносимо в табл. 10.

Таблиця 10

Розрахункові дані трансформаторів

Найменування показників	I варіант	II варіант
Потужність трансформатора S_{TP}	ТМН-6300	ТМН-4000
Напруга U_{BH} (кВ)	110	110
Напруга U_{HH} (кВ)	6	6
Втрати в режимі хх (кВт)	9,4	6,7
Втрати в режимі кз (кВт)	46,5	33,5
Струм холостого ходу I_{XX} (%)	0,9	1
Напруга короткого замикання U_{K3} (%)	7,5	7,5
Маса устаткування (т)	19,6	16,28
Площа (м ²)	200	200
Вартість устаткування (тис. грн)	77,55	53,85
Вартість монтажних робіт (тис. грн)	8,85	8,55
Вартість будівельної частини (тис. грн)	18,6	18,6
Повна вартість (тис. грн)	105	81

Визначимо розрахункові коефіцієнти завантаження трансформаторів:

Для першого варіанта:

$$K_{31} = \frac{7507,43}{2 \cdot 6300} = 0,595$$

Для другого варіанта:

$$K_{32} = \frac{7507,43}{2 \cdot 4000} = 0,938 \quad (3.2)$$

Визначимо розрахункові коефіцієнти завантаження трансформаторів через змінну потужність.

					ДП 141 2024		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Рябець Д.О.			Літ.	Арк.	Аркуші
Перевір.		Шестеренко				28	3
Реценз.					3. Вибір силових трансформаторів ГПП ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого гр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М.					

Для першого варіанта:

$$K_{31} = \frac{7507,43}{2 \cdot 6300} = 0,595$$

Для другого варіанта:

$$K_{32} = \frac{7507,43}{2 \cdot 4000} = 0,938 \quad (3.3)$$

$$S_{IP} = 7507,43 \text{кВА}$$

Загальний час максимальних втрат для вузлів:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4355}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2742,23 \text{ год} \quad (3.4)$$

Розрахунок втрат електричної енергії в трансформаторах робимо:

$$\Delta W_T = n \cdot \left[\Delta P_{XX} \cdot T_{BKЛ} + \Delta P_{K3} \left(\frac{S_P}{n \cdot S_{HT}} \right)^2 \cdot \tau \right] \text{ Мвт} \cdot \text{год}, \quad (3.5)$$

де n – кількість трансформаторів.

Для першого варіанта:

$$\Delta W_{T1} = 2 \cdot \left[9,4 \cdot 8760 + 46,5 \cdot \left(\frac{7988,45}{2 \cdot 6300} \right)^2 \cdot 2742,23 \right] = 265214,98 \text{ Мвт} \cdot \text{год}$$

Для другого варіанта:

$$\Delta W_{T2} = 2 \cdot \left[6,7 \cdot 8760 + 33,5 \cdot \left(\frac{7988,45}{2 \cdot 4000} \right)^2 \cdot 2742,23 \right] = 300583,27 \text{ Мвт} \cdot \text{год}$$

Вартість втраченої електричної енергії:

$$C_{ПЕ} = \beta \cdot \Delta W_T \quad (3.6)$$

де $\beta = 6 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год}$.

Для першого варіанта:

$$C_{ПЕ1} = 6 \cdot 265214,98 = 1060859,92 \text{ тис. грн}$$

Для другого варіанта:

$$C_{ПЕ2} = 6 \cdot 300583,27 = 1803499,62 \text{ тис. грн}$$

Вартість відрхувань на амортизацію, ремонт і обслуговування:

$$C_{аро} = \frac{P_{аро} \%}{100} \cdot K_{\Sigma} \text{ тис. грн}, \quad (3.7)$$

					ДП 141 2024	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $P_{аро} \% = 15\%$ - відрахування на експлуатаційні заходи.

Для першого варіанта:

$$C_{аро1} = \frac{15}{100} \cdot 105 = 15,75 \text{ тис. грн}$$

Для другого варіанта:

$$C_{аро2} = \frac{15}{100} \cdot 81 = 12,15 \text{ тис. грн}$$

Приведені витрати:

$$З = E_H \cdot K_{\Sigma} + C_{ПЕ} + C_{аро} \quad (3.8)$$

де $E_H = 0,125$ – нормативний коефіцієнт терміну експлуатації.

K_{Σ} - повна вартість трансформатора з табл. 10.

Для першого варіанта:

$$З_{ІВВА} = 0,125 \cdot 105 + 1060859,92 + 15,75 = 1060888,8 \text{ тис. грн}$$

Для другого варіанта:

$$З_{ІВВАР} = 0,125 \cdot 81 + 1803499,62 + 12,15 = 1803521,9 \text{ тис. грн}$$

Вибираю варіант із меншими приведеними витратами, тобто варіант І.

					ДП 141 2024	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

4.1. Складання розрахункової схеми та схеми заміщення

Для розрахунку струмів короткого замикання складаємо схему електропостачання блоку цехів (рис. 4.1) по якій складемо схему заміщення (рис. 4.2) і за цією схемою будемо робити подальший розрахунок у відносних одиницях.

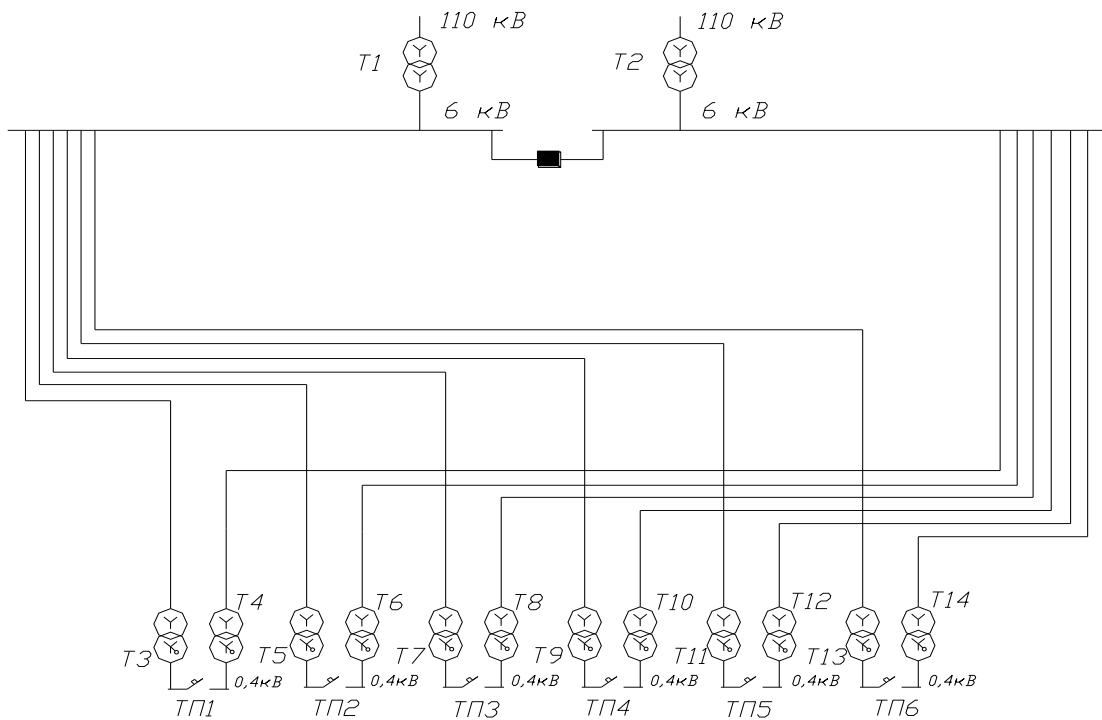


Рисунок 4.1. Схема електропостачання блоку цехів заводу

					ДП 141 2024		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Рябець Д.О.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко				31	6
Реценз.					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого гр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М.					

Визначимо опір трансформаторів:

$$X_T = X_3 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_\delta}{S_{ном}} \quad (4.3)$$

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 11,9$$

Визначимо результуючі опори для точок короткого замикання К1 і К2:

$$X_{P1} = X_C + X_{Л} = 0,26 + 1,21 = 1,47 \quad (4.4)$$

$$X_{P2} = X_{P1} + X_T = 1,47 + 11,9 = 13,37 \quad (4.5)$$

Визначивши опори і виконавши перетворення схеми заміщення визначимо струми:

Визначимо базисний струм ступенів короткого замикання:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} \text{ кА} \quad (4.6)$$

Для точки К1:

$$I_{B1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$I_{B2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}$$

Визначимо початкове значення періодичної складової струму короткого замикання:

$$I''_{П} = \frac{I_B}{X_P} \text{ кА} \quad (4.7)$$

Для точки К1:

$$I''_{П1} = \frac{5,02}{1,47} = 3,415 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$I''_{П2} = \frac{91,6}{13,37} = 6,85 \text{ кА}$$

Визначимо значення миттєвого амплітудного значення ударного струму:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I''_{П} \text{ кА} \quad (4.8)$$

Для точки К1:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 3,415 = 6,76 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 6,85 = 13,56 \text{ кА}$$

Визначимо значення діючого амплітудного значення ударного струму:

					ДП 141 2024	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для точки К1:

$$I_{y1} = \sqrt{I_K^2 + [\sqrt{2} \cdot I_K (K_V - 1)]^2} = \sqrt{3,415^2 + [\sqrt{2} \cdot 3,415 \cdot (1,4 - 1)]^2} = 3,92 \text{ кА} \quad (4.9)$$

Для точки К2:

$$I_{y2} = \sqrt{I_K^2 + [\sqrt{2} \cdot I_K (K_V - 1)]^2} = \sqrt{6,85^2 + [\sqrt{2} \cdot 6,85 \cdot (1,4 - 1)]^2} = 7,87 \text{ кА} \quad (4.10)$$

4.3. Розрахунок струмів короткого замикання з боку високої напруги ТП-1 6 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо для трансформаторної підстанції ТП-1 з боку високої напруги для точки К-3.

Визначимо опору кабельної лінії:

$$X_{KL} = X_K \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,0062 \cdot \frac{1000}{6,3} = 0,98 \quad (4.11)$$

$$R_{KL} = R_K \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,0243 \cdot \frac{1000}{6,3} = 3,857 \quad (4.12)$$

де L - довжина кабельної лінії в км (кабель вибирається по генплані графічна частина аркуш 1).

Визначимо результуючі опори для точки короткого замикання:

$$X_{P3} = X_{P4} = X_{P2} + X_{KL} = 13,37 + 0,98 = 14,35 \quad (4.13)$$

$$R_{P3} = R_{P4} = R_{KL} = 1,018$$

Визначивши опори і виконавши перетворення схеми заміщення, визначимо струми:

Визначимо базисний струм ступенів короткого замикання:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \text{ кА} \quad (4.14)$$

$$I_{B3} = I_{B4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}$$

Визначимо початкове значення періодичної складової струму короткого замикання:

					ДП 141 2024	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I''_{II} = \frac{I_B}{X_p} \text{ кА} \quad (4.15)$$

$$I''_{II3} = I''_{II4} = \frac{91.6}{14.35} = 6.38 \text{ кА}$$

Визначимо значення миттєвого амплітудного значення ударного струму:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I''_{II3} \text{ кА} \quad (4.16)$$

$$i_{y3} = i_{y4} = \sqrt{2} \cdot 1.4 \cdot 6.38 = 12.63 \text{ кА}$$

Визначимо значення діючого амплітудного значення ударного струму:

$$I_{y3} = I_{y4} = \sqrt{I_K^2 + [\sqrt{2} \cdot I_K (K_y - 1)]^2} = \sqrt{6.38^2 + [\sqrt{2} \cdot 6.38 \cdot (1.4 - 1)]^2} = 7.33 \text{ кА} \quad (4.17)$$

4.4. Розрахунок струмів короткого замикання з боку низької напруги ТП-1 0,4 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо для трансформаторної підстанції ТП-1 з боку низької напруги для точки К4. Розрахунок виконуємо в іменованих одиницях.

Визначимо опору кабельної лінії:

$$X_3^* = X_{P3} \cdot \frac{U_0^2}{S_0} = 14.35 \cdot \frac{400^2}{1000 \cdot 10^3} = 2.296 \text{ мОм} \quad (4.18)$$

$$R_3^* = R_{P3} \cdot \frac{U_0^2}{S_0} = 1.018 \cdot \frac{400^2}{1000 \cdot 10^3} = 0.162 \text{ мОм} \quad (4.19)$$

Визначимо опір трансформаторів у відносних одиницях:

$$r_{*T} = \frac{\Delta P_{K3}}{S_{HT}} = \frac{3.7}{250} = 0.0148 \quad (4.20)$$

$$x_{*T} = \sqrt{\left(\frac{U_{K3}}{100}\right)^2 - r_{*T}^2} = \sqrt{\left(\frac{5.5}{100}\right)^2 - 0.0148^2} = 0.00281 \quad (4.21)$$

Визначимо опір трансформаторів в іменованих одиницях:

					ДП 141 2024	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_T^* = r_{*T} \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{HT}} = 0,0148 \cdot \frac{400^2}{250} = 9,472 \text{ мОм} \quad (4.22)$$

$$X_T^* = x_{*T} \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{HT}} = 0,00281 \cdot \frac{400^2}{250} = 1,8 \text{ мОм} \quad (4.23)$$

Визначимо результуючі опори для точки короткого замикання:

$$X_{P4} = X_3^* + X_T^* = 2,296 + 1,8 = 4,2 \text{ мОм} , \quad (4.24)$$

$$R_{P4} = R_3^* + R_T^* + R_K^* = 0,162 + 9,472 + 15 = 24,634 \text{ мОм} , \quad (4.25)$$

$$Z = \sqrt{X_{P4}^2 + R_{P4}^2} = \sqrt{4,2^2 + 24,634^2} = 29,282 \text{ мОм} . \quad (4.26)$$

Визначимо початкове значення періодичної складової струму короткого замикання:

$$I'' = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot Z} \text{ кА} , \quad (4.27)$$

$$I'' = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 29,982} = 7,7 \text{ кА} .$$

Визначимо значення миттєвого амплітудного значення ударного струму:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I'' \text{ кА} , \quad (4.28)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 7,7 = 15,24 \text{ кА} .$$

Визначимо значення діючого амплітудного значення ударного струму:

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 7,7 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,4 - 1)^2} = 8,846 \text{ кА} \quad (4.29)$$

					ДП 141 2024	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. ВИБІР МІСЦЯ РОЗМІЩЕННЯ ГПП

5.1. Розрахунок картограми навантаження

Для вибору місця розташування ГПП виконується картограма електричних навантажень. За генеральним планом блоку цехів для всіх цехів визначаємо координати навантаження X і Y. Приймаємо за осі координат границі території блоку.

Таблиця 12

Координати навантаження X, Y

Найменування цеху	Координата x (мм)	Координата y (мм)
Цех трубного виробництва	243	264
Цех сировини	76	264
Ремонтно-механічний цех	485	487
Клінкерне відділення	426	264
Електроцех	372	481
Компресорні	221	382
Цех пневмотранспорту	227	488
Цех 643	76	147
Склади сировини	186	100
Цех підготувальний	76	382
Насосні станції	372	394
Адміністративно-побутовий корпус	557	344
Механічний цех	339	109

Визначаємо радіуси окружності навантаження для активної і реактивної потужності:

$$R_{ip} = \frac{P_i}{\sqrt{\pi \cdot m}} \quad (5.1)$$

$$R_{iq} = \frac{Q_i}{\sqrt{\pi \cdot m}} \quad (5.2)$$

де P_i - активна потужність розрахункова;

Q_i - реактивна потужність розрахункова;

m - масштаб.

Результати розрахунків заносимо в табл. 13.

					ДП 141 2024		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Рябець Д.О.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко				37	2
Реценз.					5.Вибір місця розміщення ГПП ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого гр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.							
Затверд.		Балюта С.М.					

Радіуси окружності навантаження активної і реактивної потужності

Найменування цеху	R _{ip} (мм)	R _{iq} (мм)
Цех трубного виробництва	10	11
Цех сировини	17	19
Ремонтно-механічний цех	3	6
Клінкерне відділення	29	31
Електроцех	2	4
Компресорні	10	11
Цех пневмотранспорту	10	9
Цех 643	8	5
Склади сировини	29	24
Цех підготувальний	9	10
Насосні станції	16	18
Адміністративно-побутовий корпус	2	3
Механічний цех	57	52

По знайдених координатах x і y визначаємо центр електричних навантажень ГПП:

$$x_{цэн} = \frac{\sum(P_i \cdot x_i)}{\sum P_i} = \frac{2442,24}{8302,40} = 0,2941 \text{ м} = 294 \text{ мм}, \quad (5.3)$$

$$y_{цэн} = \frac{\sum(P_i \cdot y_i)}{\sum P_i} = \frac{1857,25}{8302,40} = 0,2237 \text{ м} = 224 \text{ мм}. \quad (5.4)$$

Після визначення центра електричних навантажень із урахуванням рози вітрів вибираємо остаточне місце розташування ГПП. Тому що координати ГПП вийшли в зоні, де перебувають забруднені цехи з агресивним середовищем, то ГПП переносимо в чисте місце.

Уточнені координати ГПП приймаємо: $x_{цэн} = 483 \text{ мм}$, $y_{цэн} = 83 \text{ мм}$

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

6. ВИБІР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

6.1. Вибір кабелю від ГПП до ТП

Вибір кабелю будемо робити за генеральним планом блоку цехів від головної знижувальної підстанції до цехових трансформаторних підстанцій. Кабель вибирається по наступних умовах:

- 1) По довгостроково допустимому струмі;
- 2) По економічній густині струму;
- 3) По термічній стійкості;
- 4) Перевірці за втратою напруги.

Виконаємо розрахунок вибору високовольтного кабелю від ГПП до першої трансформаторної підстанції ТП-1.

Вибір кабелю по довгостроково допустимому струмі
Визначаємо максимальний струм післяаварійного режиму:

$$I_{PA} = \frac{S_P}{3 \cdot U_{CP}} \text{ A} \quad (6.1)$$

Максимальний розрахунковий струм нормального режиму:

$$I_P = \frac{I_{PA}}{2} = \frac{24,25}{2} = 12,125 \text{ A} \quad (6.2)$$

Умови вибору кабелю по допустимому струму:

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_P}{K_t \cdot K_{II} \cdot K_{ПВ}} = \frac{12,125}{0,84 \cdot 0,85 \cdot 1} = 16,98 \text{ A} \quad (6.3)$$

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_{PA}}{K_t \cdot K_{II} \cdot K_{ПВ} \cdot K^*} = \frac{24,25}{0,84 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 1,3} = 26,126 \text{ A} \quad (6.4)$$

де K_t - температурний коефіцієнт, ураховує умови навколишнього середовища стосовно розрахункового;

K_{II} - поправочний коефіцієнт на кількість кабелів, які прокладаються в одній траншеї одночасно;

$K_{ПВ}$ - коефіцієнт тривалості включення, при тривалому навантажувальному режимі роботи, що характерний для всього високовольтного устаткування.

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			6.Вибір електрообладнання	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко					39	12
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого гр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Вибираємо кабель марки ААБЛУ 6-1(3×35) $I_{\text{доп}} = 105 \text{ А}$.
Вибір кабелю по економічній густині струму

Розрахунковий переріз:

$$F_{\text{min}} = \frac{I_P}{j_{EK}} = \frac{12,125}{1,4} = 8,6 \text{ мм}^2, \quad (6.5)$$

де $j_{EK} = 1,4$ – економічна густина струму, що залежить від числа годин роботи в році T_{max} ;

Вибираємо кабель марки ААБЛУ 6-1(3×35) $I_{\text{доп}} = 105 \text{ А}$

Вибір кабелю по термічній стійкості

Дійсний час відключення кабельної лінії:

$$t_{\text{д}} = t_{\text{в}} + t_{\text{р.з.}} = 0,115 + 1,2 = 1,315 \quad (6.6)$$

де $t_{\text{в}} = 0,115 \text{ с}$ – власний час відключення вимикача;

$t_{\text{р.з.}} = 1,2 \text{ с}$ – час релейного захисту.

Визначається тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{д}} + T_a) = 6,85^2 \cdot (1,315 + 0,01) = 62,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (6.7)$$

де T_a – час затухання аперіодичної складової струму.

Мінімальний переріз:

$$F_{\text{min}} = \frac{B_K}{C_T} = \frac{\sqrt{62,17 \cdot 10^6}}{90} = 87,6 \text{ мм}^2 \quad (6.8)$$

Вибираємо кабель марки ААБЛУ 6-1(3×95) $I_{\text{доп}} = 200 \text{ А}$

Перевірка кабелю по втраті напруги

Визначаємо опір кабелю:

$$R_K = \frac{L \cdot R_0}{n} = \frac{0,16 \cdot 0,326}{1} = 0,052 \text{ Ом} \quad (6.9)$$

$$X_K = \frac{L \cdot X_0}{n} = \frac{0,16 \cdot 0,083}{1} = 0,013 \text{ Ом}, \quad (6.10)$$

де L – довжина кабельної лінії, км

					ДП 141 2024	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

R_0 і X_0 - питомі опори кабелю.

Втрата напруги на кабелі складе:

$$\Delta U_K = \frac{P_P \cdot R_K + Q_P \cdot X_K}{U_H} = \frac{231,85 \cdot 0,052 + 350,26 \cdot 0,013}{6} = 2,78 \text{ В} \quad (6.11)$$

Якщо втрата напруги у відсотках не більше 5% кабель проходить по втраті напруги:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_K}{U_{НОМ}} \cdot 100\% \leq 5\%, \quad (6.12)$$

$$\Delta U\% = \frac{2,78}{6000} \cdot 100\% = 0,00046 \leq 5\% .$$

Вибір кабелю для інших трансформаторних підстанцій виконується аналогічно, і всі отримані розрахункові значення заносимо в табл. 14.

					ДП 141 2024	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 14

Вибір силового кабелю на 6 кВ

№ТП	Ip(a),А	Ip, А	Kt	Kп	Клз	К*	Idоп1,А	Idоп2,А	Марка кабелю	Fmin	Марка кабелю	Вк	Fmin	Марка кабелю	Хо	Ro	Хк	Рк	Uк	U%
ТП1	24,25	12,125	0,84	0,85	1	1,3	16,98	26,126	А.А.Б.Л.У 6-(3х35) Iсоп=105 А	8,6	А.А.Б.Л.У 6-(3х35) Iсоп=105 А	62,17	87,6	А.А.Б.Л.У 6-(3х95) Iсоп=200 А	0,083	0,326	0,013	0,052	2,78	0,0004
ТП2	91,24	45,62	0,84	0,85	1	1,3	63,89	98,29	А.А.Б.Л.У 6-(3х35) Iсоп=105 А	32,58	А.А.Б.Л.У 6-(3х35) Iсоп=105 А	62,17	87,6	А.А.Б.Л.У 6-(3х95) Iсоп=200 А	0,083	0,326	0,021	0,081	11,26	0,180
ТП3	106,19	53,095	0,84	0,85	1	1,3	74,36	114,4	А.А.Б.Л.У 6-(3х50) Iсоп=135 А	37,92	А.А.Б.Л.У 6-(3х50) Iсоп=135 А	62,17	87,6	А.А.Б.Л.У 6-(3х95) Iсоп=200 А	0,083	0,326	0,008	0,032	14,64	0,24
ТП4	90,79	45,395	0,84	0,85	1	1,3	63,58	97,81	А.А.Б.Л.У 6-(3х35) Iсоп=105 А	32,42	А.А.Б.Л.У 6-(3х35) Iсоп=105 А	62,17	87,6	А.А.Б.Л.У 6-(3х95) Iсоп=200 А	0,083	0,326	0,014	0,056	11,96	0,19
ТП5	111,15	55,57	0,84	0,85	1	1,3	77,83	119,75	А.А.Б.Л.У 6-(3х50) Iсоп=135 А	19,15	А.А.Б.Л.У 6-(3х25) Iсоп=85 А	62,17	87,6	А.А.Б.Л.У 6-(3х95) Iсоп=200 А	0,083	0,326	0,036	0,143	15,44	0,26
ТП6	111,15	55,57	0,84	0,85	1	1,3	77,83	119,75	А.А.Б.Л.У 6-(3х50) Iсоп=135 А	19,15	А.А.Б.Л.У 6-(3х25) Iсоп=85 А	62,17	87,6	А.А.Б.Л.У 6-(3х95) Iсоп=200 А	0,083	0,326	0,036	0,143	15,44	0,26

6.2. Вибір високовольтних вимикачів ТП

Умови розрахунку і вибору високовольтного вимикача проводимо у табл.

15.

Таблиця 15

Вихідні дані високовольтного вимикача

Умова вибору	Розрахункові вихідні дані	Вихідні дані вимикача
$U_{BH} \geq U_H$	6 кВ	6 кВ
$I_{BH} \geq I_{P(A)}$	93,41 А	630 А
$I_{PPC} \geq I''$	6,85 кА	25 кА
$i_{PPC} \geq i_{VD}$	13,56 кА	25 кА

Вибираємо комірки КРУ-2 з вимикачем ВВТЭ-6/630У2.

Аналогічно виконуємо вибір високовольтного вимикача і комірок до трансформаторів інших трансформаторних підстанцій. Вибір робили по [7].

Таблиця 16

Технічні дані вимикача

Тип	Номинальна напруга, кВ	Номинальна робоча напруга, кВ	Номинальний струм, А	Номинальний струм відключення, А	Нормований склад аперіодичної складової	Граничний наскрізний струм, кА		Номинальний струм включення, кА	
						Найбільший пік	Початкове діюче значення	Найбільший пік	Початкове діюче значення
ВВТЭ-6/630У2	6	12	630	10	60	25	10	25	10

Продовження табл. 16

Тип	Струм термічної стійкості, кА/допустимий час його дії, с	Повний час відключення, с
ВВТЭ-6/630У2	10/3	0,05

Таблиця 17

Вибір високовольтних вимикачів і комірок до ТП

№ ТП	Тип вимикача	Марка комірки
ТП-1	ВВТЭ-6/630У2	КРУ-2
ТП-2	ВВТЭ-6/630У2	КРУ-2
ТП-3	ВВТЭ-6/630У2	КРУ-2
ТП-4	ВВТЭ-6/630У2	КРУ-2
ТП-5	ВВТЭ-6/630У2	КРУ-2

ТП-6	ВВТЭ-6/630У2	КРУ-2
------	--------------	-------

6.3. Розрахунок шин напругою 6 кВ і 0,4 кВ

Умови розрахунку і вибору шин проводимо у табл. 18.

Таблиця 18

Вихідні дані для розрахунку шин 10 кВ і 0,4 кВ

Напруга (кВ)	6	0,4
$I_{P(a)}$ (А)	461,76	466,23
t_d (с)	1,21	0,3
l (мм)	1000	540
a (мм)	250	150
t_0 ($^{\circ}$ С)	18	18
$i_{уд}$ (кА)	1,8	15,24
I'' (кА)	6,85	7,7
T_a (с)	0,01	0,01

Розрахунок шин 6 кВ до ГПП

Умова вибору шин по довготривало допустимому струму:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{P(A)}}{K_t \cdot K_{II} \cdot K_p} = \frac{461,76}{1,074 \cdot 1 \cdot 0,92} = 467,33 \text{ А} \quad (6.13)$$

Приймаємо шини однополосні алюмінієві прямокутного перерізу
 $A = 40 \times 5 \text{ } I_{доп} = 540 \text{ А}$

Визначимо зусилля під впливом струмів короткого замикання:

$$F = 1,76 \cdot K_{\phi} \cdot i_y^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot 1 (13,56 \cdot 10^6)^2 \cdot \frac{1000}{250} \cdot 10^{-7} = 129,45 \text{ Н} \quad (6.14)$$

Визначимо динамічне зусилля шин:

$$M = \frac{F \cdot l}{10} = \frac{129,45 \cdot 1000}{10} = 12,945 \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (6.15)$$

Визначимо момент опору на шинах:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{4^2 \cdot 0,5}{6} = 1,33 \text{ см}^3 \quad (6.16)$$

Визначимо механічну напругу в матеріалі шин:

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

$$\delta_{PAC} = \frac{M}{W} = \frac{12,945}{1,33} = 9,73 \text{ МПа} \quad (6.17)$$

$$\begin{aligned} \delta_{ДОП} &\geq \delta_{PAC} \\ 70 &\geq 9,73 \end{aligned}$$

$$\tau_H = \tau_0 + (\tau_{ДОП} - T) \cdot \left(\frac{I_P}{I_{ДОП}} \right)^2 = 18 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{230,88}{540} \right)^2 = 26,22^\circ \text{C} \quad (6.18)$$

Визначимо початковий тепловий імпульс:

$$A_H = 0,2 \cdot 10^4 \frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}}$$

$$t_\delta = 1,21$$

$$\beta'' = \frac{6,85}{6,85} = 1$$

$$t_{ПРП} = f(\beta''; t_\delta) = f(1; 1,21) = 1$$

$$t_{ПРА} = f(\beta'')^2 = 0,05$$

$$t_{ПР} = t_{ПРП} + t_{ПРА} = 1 + 0,05 = 1,05 \quad (6.19)$$

Визначимо тепловий імпульс короткого замикання:

$$A_K = A_H + \frac{I^2}{(e \cdot h)^2} \cdot t_{ПР} = 0,2 \cdot 10^4 + \frac{6,85^2 \cdot (10^3)^2}{(40 \cdot 5)^2} \cdot 1,05 = 0,32 \cdot 10^4 \frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}} \quad (6.20)$$

Визначимо номінальну температуру нагрівання шин:

$$\tau_{НОМ} = f(A_K) = f(0,32 \cdot 10^4) = 38^\circ \text{C} \quad (6.21)$$

Зрівняємо гранично допустиму температуру нагрівання шин з номінальною температурою нагрівання шин:

$$\begin{aligned} \tau_{ДОП} &\geq \tau_{НОМ} \\ 200^\circ \text{C} &\geq 38^\circ \text{C} \end{aligned}$$

За умовою видно, що номінальна температура не перевищує гранично допустиму температуру. Отже, шини проходять.

Розрахунок шин 0,4 кВ

Умова вибору шин по довготривалому допустимому струму:

					ДП 141 2024	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{P(A)}}{K_t \cdot K_{II} \cdot K_P} = \frac{466,23}{1,074 \cdot 1 \cdot 0,92} = 471,854 \text{ А.}$$

Приймаємо шини мідні прямокутного перерізу $\text{Cu}(50 \times 6)$ $I_{\text{доп}} = 955 \text{ А}$

Визначимо зусилля під впливом струмів короткого замикання:

$$F = 1,76 \cdot K_{\phi} \cdot i_y^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot 1 \cdot (18,75 \cdot 10^6)^2 \cdot \frac{540}{150} \cdot 10^{-7} = 222,75 \text{ Н.}$$

Визначимо динамічне зусилля шин:

$$M = \frac{F \cdot l}{10} = \frac{222,75 \cdot 0,54}{10} = 12,03 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Визначимо момент опору на шинах:

$$W = \frac{e \cdot h^2}{6} = \frac{5^2 \cdot 0,6}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Визначимо механічну напругу в матеріалі шин.

$$\delta_{PAC} = \frac{M}{W} = \frac{12,22}{2,5} = 4,812 \text{ МПа,}$$

$$\delta_{\text{доп}} \geq \delta_{PAC}$$

$$70 \geq 4,812,$$

$$\tau_H = \tau_0 + (\tau_{\text{доп}} - T) \cdot \left(\frac{I_P}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 18 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{295,7}{955} \right)^2 = 22,31^0 \text{ С.}$$

Визначимо початковий тепловий імпульс:

$$A_H = 0,2 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}}$$

$$t_{\delta} = 0,3,$$

$$\beta'' = \frac{9,47}{9,47} = 1$$

$$t_{\text{ПРП}} = f(\beta''; t_{\delta}) = f(1; 1,03) = 0,36$$

$$t_{\text{ПР}} = t_{\text{ПРП}} = 0,36.$$

Визначимо тепловий імпульс короткого замикання:

					ДП 141 2024	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$A_K = A_H + \frac{I^2}{(e \cdot h)^2} \cdot t_{\text{ПР}} = 0,2 \cdot 10^4 + \frac{9,47^2 \cdot (10^3)^2}{(50 \cdot 6)^2} \cdot 0,36 = 0,2 \cdot 10^4 \frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}}$$

Визначимо номінальну температуру нагрівання шин:

$$\tau_{\text{ном}} = f(A_K) = f(0,2 \cdot 10^4) = 35^\circ \text{C}.$$

Зрівняємо гранично допустиму температуру нагрівання шин з номінальною температурою нагрівання шин:

$$\tau_{\text{доп}} \geq \tau_{\text{ном}}$$

$$200^\circ \text{C} \geq 35^\circ \text{C}.$$

За умовою видно, що номінальна температура не перевищує гранично допустиму температуру. Отже, шини проходять.

6.4. Вибір захисної комутаційної апаратури напругою 0,4 кВ

Вибір автомата вводу

Визначаємо повну розрахункову потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{177,78^2 + 250,09^2} = 306,833 \text{ кВА}. \quad (6.22)$$

Визначимо струм післяаварійного режиму:

$$I_{P(A)} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{306,833}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 466,311 \text{ А}. \quad (6.23)$$

Визначимо пусковий струм:

$$I_{\text{ПУСК}} = I_{\text{НДВ}} \cdot K = 56,5 \cdot 7,5 = 423,7 \text{ А}. \quad (6.24)$$

Піковий струм автомата вводу:

$$I_{\text{ПСК}} = I_{\text{ПУСК}} + (I_{P(A)} - K_B \cdot I_{\text{НДВ}}) = 423,7 + (466,311 - 0,36 \cdot 56,5) = 869,671 \text{ А}. \quad (6.25)$$

Умова вибору автомата:

$$I_{\text{СРТР}} = 1,2 \cdot I_{P(A)} = 1,2 \cdot 466,311 = 559,573 \text{ А}, \quad (6.26)$$

$$I_{\text{ЕР}} = 1,25 \cdot I_{\text{ПСК}} = 1,25 \cdot 869,671 = 1087,088 \text{ А}. \quad (6.27)$$

					ДП 141 2024	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибираємо автоматичний вимикач серії ВА-83-41 з номінальним струмом $I_H = 1000 \text{ A}$, і струмом електромагнітного расцепителя $I_{EP} = 1600 \text{ A}$. Вибір автомата вводу робимо по [2].

Вибір секційного вимикача

Визначимо струм нормального режиму:

$$I_P = \frac{I_{P(A)}}{2} = \frac{466,311}{2} = 233,155 \text{ A}$$

Пусковий струм для даного споживача:

$$I_{ПУСК} = I_{НДВ} \cdot K = 56,5 \cdot 7,5 = 423,75 \text{ A}$$

Піковий струм секційного автомата:

$$I_{ПМК} = I_{ПУСК} + (I_{P(A)} - K_B \cdot I_{НДВ}) = 423,7 + (233,155 - 0,36 \cdot 56,5) = 625,855 \text{ A}$$

Умова вибору автомата:

$$I_{СРТР} = 1,2 \cdot I_{P(A)} = 1,2 \cdot 233,155 = 279,786 \text{ A}$$

$$I_{EP} = 1,25 \cdot I_{ПМК} = 1,25 \cdot 625,855 = 782,318 \text{ A}$$

Вибираємо автомат серії ВА 74-40 з номінальним струмом $I_H = 800 \text{ A}$, струмом електромагнітного розчеплювача $I_{EP} = 375$ і струмом теплового розчеплювача $I_{TP} = 1500 \text{ A}$.

Вибір секційного вимикача робимо по [2].

Вибір провідникової продукції і захисної апаратури

Вибір провідникової продукції і захисної апаратури виконаємо для одного електроприймача, для інших електроприймачів розрахунки виконуються аналогічно. Всі отримані результати зводимо в табл. 19.

Вибір автоматичного вимикача, магнітного пускача і теплового реле

Визначимо номінальний струм двигуна:

$$I_{НДВ} = \frac{P_{НДВ}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{2,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,89 \cdot 0,86} = 4,3 \text{ A} \quad (6.28)$$

Пусковий струм для даного споживача:

$$I_{ПУСК} = I_{НДВ} \cdot K = 4,3 \cdot 7,5 = 32,25 \text{ A}$$

де K – пускова кратність двигуна по таблиці.

Умова вибору автомата:

									Арк.
									48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$I_{\text{ПК}} = I_{\text{ПВСК}} + (I_P - K_B \cdot I_{\text{НДВ}}) = 301,5 + (20,8 - 0,6 \cdot 40,2) = 304,82 \text{ А}$$

Умова вибору автомата:

$$I_{\text{ЕР}} = 1,25 \cdot I_{\text{ПК}} = 1,25 \cdot 304,82 = 381,025 \text{ А}$$

Вибираємо автоматичний вимикач серії ВА51з номінальним струмом $I_H = 400 \text{ А}$, струмом електромагнітного розчеплювача $I_{\text{ЕР}} = 1120 \text{ А}$ і струмом теплового розчеплювача $I_{\text{ТР}} = 160 \text{ А}$. Вибір автоматичного вимикача робимо по [2].

Вибір кабелю до ШР-7

$$I_{\text{ДОП}} \geq \frac{I_{\text{ТР}} \cdot K_3}{K_I \cdot K_{II} \cdot K_{\text{ПВ}}} = \frac{160 \cdot 1}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 160 \text{ А} \quad (6.32)$$

Вибираємо кабель марки АБВГ (3x70)(1x50) з допустимим струмом $I_{\text{ДОП}} = 165 \text{ А}$.

Вибір провідникової продукції робимо по [8]. Тип силової збірки ПР-85.

					ДП 141 2024	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 19

Вибір електрообладнання

№	Електроприймачі	Р _{квг/Сos}	Кв ККД	I _н (Ір), А	I _{уск} (Іпк), А	I _{уск} , А	Тип автомата	Іном, А	Марка пусквача	Тип реле	Іне, А	Тип проводу	Доп, А	Серед показання	Кт Кпв	Кл/Кз
1	Різвбонар.верстат	5,5/0,89	7,5/0,86	10,94	59,27	41,25	ВА 51-26	20	ПМ.Л263	РТЛ12А	8,5	АПВ-4(1х2,5)	19	В грубі	0,94/1	1/0,33
2	Різвбонар.верстат	5,5/0,89	7,5/0,86	10,94	59,27	41,25	ВА 51-26	20	ПМ.Л263	РТЛ12А	8,5	АПВ-4(1х2,5)	19	В грубі	0,94/1	1/0,33
3	Зенкувальний верст	7/0,92	7,5/0,91	13,92	749,47	52,5	ВА 14-26	30	ПМ.Л263	РТЛ15А	16	АПВ-3(1х4+1х2,5)	35	В грубі	0,94/1	1/0,33
4	Зенкувальний верст	7/0,92	7,5/0,91	13,92	749,47	52,5	ВА 14-26	30	ПМ.Л263	РТЛ15А	16	АПВ-3(1х4+1х2,5)	35	В грубі	0,94/1	1/0,33
5	То чильно-шліф.	13/0,9	7,5/0,88	21,123	158,4	63,36	ВА 57-35	63	ПМ.Л263	РТЛ26А	25,5	АПВ-3(1х10+1х6)	60	В грубі	0,94/1	1/0,33
6	Відрізний верстат	2,2/0,81	6,5/0,85	6,3	20,8	16,5	ВА 51	10	ПМ.Л163	РТЛ6А	16	АПВ-4(1х2,5)	19	В грубі	0,94/1	1/0,33

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

ДП 141 2024

Арк.

51

Таблиця 20

Вибір до силової збірки

Найм енунвання	Sp кВА	Pн, кВт	Кв	Кп	Ір/Ін дВ (А)	Іпк (А)	1,25Іпк (А)	Тип автомата	Ігр, (А)	Іер(А)	Тип кабелю
ШР-1	44,01	7	0,6	7,5	63,57/20,09	202,18	252,72	ВА 53-37 Ін=100 А	100	300	АВВГ (3х25)(1х16) Ідоп=80 А
ШР-2	111,17	75	0,14	7,5	267,24/43,82	589,75	737,18	ВА 53-37 Ін=400 А	400	800	АВВГ (3х150)(1х50) Ідоп=400А
ШР-3	82,30	23	0,6	7,5	138,26/99,93	827,77	1034,71	ВА 53-37 Ін=160 А	160	1120	АВВГ (3х70)(1х50) Ідоп=165А
ШР-4	33,61	19,4	0,6	7,5	63,57/20,09	202,18	252,72	ВА 53-37 Ін=100 А	100	300	АВВГ (3х25)(1х16) Ідоп=80 А
ШР-5	14,92	7,5	0,6	7,5	39,21/20,09	152,50	330,96	ВА 53-37 Ін=63 А	63	378	АВВГ (3х10)(1х5) Ідоп=60 А
ШР-6	113,00	56,5	0,6	7,5	138,26/99,93	827,77	1034,71	ВА 53-37 Ін=160 А	160	1120	АВВГ (3х70)(1х50) Ідоп=165А
ШР-7	13,68	40,2	0,4	7,5	20,8/40,2	304,82	381,025	ВА 51-37 Ін=400 А	380	304	АВВГ (3х70)(1х50) Ідоп=165 А

7. РОЗРАХУНОК ПРИВОДУ МОСТОВОГО КРАНУ

7.1. Розрахунок потужності двигуна механізму підйому

Вихідні дані крану:

- вантажопідйомність (m) – 20;
- вага гака (m) – 800 кг;
- швидкість підйому (V) – 0,13 м/с;
- висота підйому (H) – 10 м;
- довжина прольоту (L) – 50 м;
- діаметр барабана – 500 мм;
- передаточне число редуктора (jр) – 12;
- кратність палиспасти – 6;
- ККД (η)– 80% = 0,8;
- ККД холостого ходу (η_0) – 0,3;
- ТВ – 25%.

Визначаємо статичну потужність при підйомі вантажу:

$$P_{ст1} = \frac{(G + G_0) \cdot g \cdot n}{\eta} = \frac{(196 + 7,84) \cdot 0,13}{0,8} = 33,124 \text{ кВт} ,$$

де G - вантажу, що піднімається, кН;

G_0 - вага вантажозахвату кН;

g – швидкість підйому м/с.

$$G = m \cdot g = 20 \cdot 9.8 = 196 \text{ кН} ,$$

$$G = m_0 \cdot g = 0.8 \cdot 9.8 = \text{кН} .$$

Визначаємо статистичну потужність при підйомі без вантажу:

$$P_{ст2} = \frac{G_0 \cdot V}{\eta_0} = \frac{7.84 \cdot 0.13}{0.3} = 3.4 \text{ кВт}$$

ККД холостого ходу (η_0) – 0,3.

Визначаємо статистичну потужність при гальмівному спуску:

$$P_{ст3} = (G + G_0) \cdot V \cdot \eta = (196 + 7.84) \cdot 0.13 \cdot 0.8 = 21.19 \text{ кВт} .$$

Визначаємо статистичну потужність при спуску без вантажу:

$$P_{ст4} = G_0 \cdot V \left(\frac{1}{\eta_0} - 2 \right) = 7.84 \cdot 0.13 \left(\frac{1}{0.3} - 2 \right) = 1.35 \text{ кВт}$$

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			7.Розрахунок приводу мостового крану	Лім.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко					53	13
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого гр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Розрахунок часу роботи, паузи, циклу

Визначаємо час роботи:

$$t_p = \frac{H}{V} = \frac{10}{0.13} = 76,92c,$$

де H - висота підйому.

Визначаємо час паузи:

$$t_0 = 3,5 \cdot t_p = 3,5 \cdot 76,92 = 269,23 \text{ сек.}$$

Визначаємо час циклу:

$$T_{\text{ц}} = 4t_p + 4t_0 = 76,92 \cdot 4 + 4 \cdot 269,23 = 1384,6 \text{ сек.}$$

Визначаємо фактичну тривалість включення

$$ПВ_{\phi} = \frac{4 \cdot t_p}{T_{\text{ц}}} \cdot 100\% = \frac{4 \cdot 76,92}{1384,6} \cdot 100\% = 22,2\%.$$

Розрахунок потужності

Визначаємо еквівалентну потужність

$$P_{\text{екв}} = \sqrt{\frac{P_{\text{см1}}^2 \cdot t_1 + P_{\text{см2}}^2 \cdot t_2 + P_{\text{см3}}^2 \cdot t_3 + P_{\text{см4}}^2 \cdot t_4}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4}} =$$
$$\sqrt{\frac{33,124^2 \cdot 76,92 + 3,4^2 \cdot 76,92 + 21,19^2 \cdot 76,92 + 1,35^2 \cdot 76,92}{4 \cdot 76,92}} = 19,7 \text{ кВт}$$

Визначаємо розрахункову потужність

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{екв}} \cdot \sqrt{\frac{ПВ_{\phi}}{ПВ}} = 19,7 \cdot \sqrt{\frac{0,22}{0,25}} = 18,4 \text{ кВт}$$

Вибір двигуна

Вибір двигуна виконуємо за формулою:

$$P_n \geq P_{\text{розр}}$$

Визначаємо кутову частоту обертання барабана:

$$\omega_{\phi} = \frac{V}{R_{\text{б}}} = \frac{0,13}{0,25} = 0,52 \text{ рад/сек.}$$

Визначаємо частоту обертання барабана:

$$n_{\phi} = \omega_{\phi} \cdot 9,55 = 0,52 \cdot 9,55 = 4,966 \text{ рад/сек.}$$

Визначаємо кутову частоту обертання:

$$\omega_n = \frac{n_n}{9,55} = \frac{695}{9,55} = 72 \text{ рад/сек.}$$

									ДП 141 2024	Арк.
										54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Таблиця 21 – Дані основного двигуна

Двигун	Од. вим.	МТКВ 412-8
Потужність на валу при ТВ=25%	кВт	22
Частота обертання	об/хв	95
Струм статора	А	53,2
$\cos \varphi$		0,7
ККД	%	0,8
Струм ротора	А	38
Напруга між кільцями ротора	В	225
Максимальний маховий момент	Н·М	608,22
Маховий момент шківів й напівмуфти	кг·м ²	0,66
Маховий момент ротора	кг·м ²	0,712
Маса двигуна	кг	315

Перевіряємо двигун по перевантажувальній здатності:

$$M_n = \frac{P_n}{\omega_n} \cdot 10^3 = \frac{22}{72} \cdot 10^3 = 305,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_0 = 0,6 \cdot M_n = 0,6 \cdot 305,5 = 183,3 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$\frac{M_{max}}{M_n} \cdot 0,9^2 \geq \frac{P_{max}}{P_n} = \frac{608,22}{305,5} \cdot 0,9^2 \geq \frac{33,124}{22}$$

1,61 ≥ 1,5- по перевантажувальній здатності проходить.

Визначаємо гальмові моменти

$$M_{m_1} = K_m \cdot M_{cm_1} = 1,5 \cdot 460,05 = 690,07 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_{m_2} = K_m \cdot M_{cm_2} = 1,5 \cdot 47,2 = 70,8 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_{m_3} = K_m \cdot M_{cm_3} = 1,5 \cdot 294,3 = 441,45 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_{m_4} = K_m \cdot M_{cm_4} = 1,5 \cdot 18,75 = 28,13 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

де K_m - коефіцієнт запасу, приймаємо $K_m = 1,5$ сек.

										Арк.
										55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 141 2024					

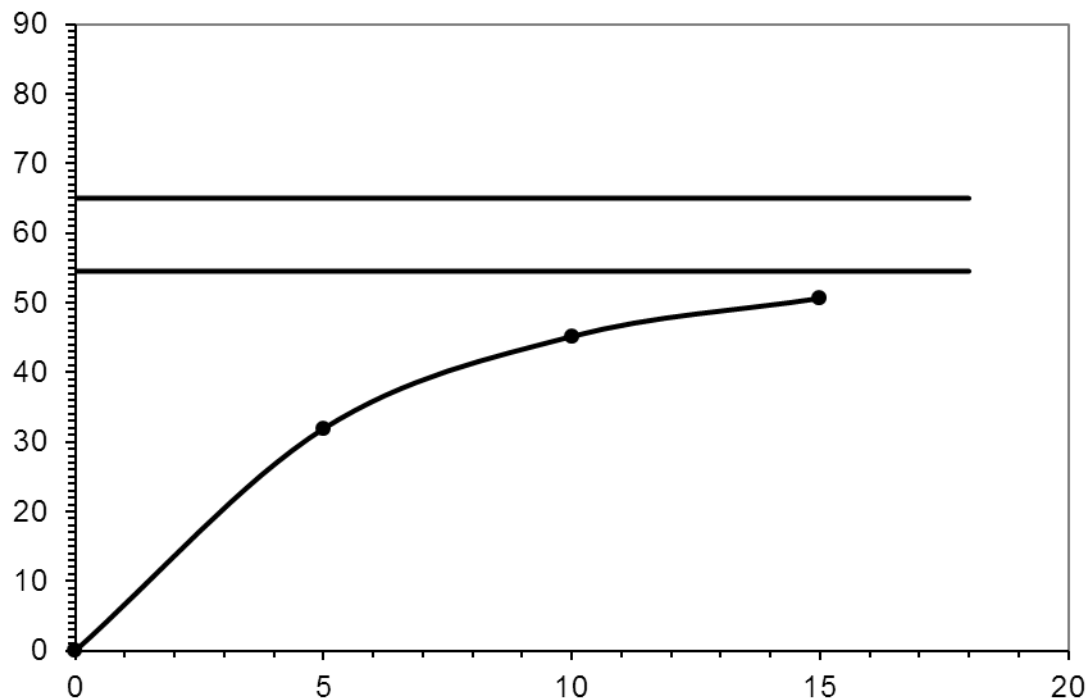


Рисунок 7.1. Навантажувальна діаграма двигуна

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 141 2024

Арк.

56

Побудова механічної характеристики

Визначаємо синхронну кутову швидкість:

$$\omega_c = \frac{n_c}{9,55} = \frac{750}{9,55} = 78,53 \text{ рад/сек}$$

Визначаємо номінальне ковзання:

$$S_n = \frac{\omega_c - \omega_n}{\omega_c} = \frac{78,53 - 72}{78,53} = 0,083$$

де ω_c - синхронна швидкість.

Визначаємо критичний момент:

$$M_{кр} = \frac{M_{max}}{M_n} = \frac{608,22}{305,5} = 1,99 \approx 2$$

Визначаємо критичне ковзання:

$$S_{кр} = S_n \cdot (M_{кр} + \sqrt{M_{кр}^2 - 1}) = 0,083 \cdot (2 + \sqrt{2^2 - 1}) = 0,3$$

Визначаємо кутову швидкість у відносних одиницях:

$$\omega^0 = 1 - S_n = 1 - 0,083 = 0,917$$

Визначаємо кутову в іменованих одиницях

$$\omega = \omega^0 \cdot \omega_c = 0,917 \cdot 78,53 = 72,01$$

Рівняння механічної характеристики Клосса:

$$M^0 = \frac{2 \cdot M_{кр}}{\frac{S_n}{S_{кр}} + \frac{S_{кр}}{S_n}} = \frac{2 \cdot 2}{\frac{0,083}{0,3} + \frac{0,3}{0,083}} = 1,02 \approx 1$$

Знаходимо момент в іменованих одиницях:

$$M = M^0 \cdot M_n = 1 \cdot 305,5 = 305,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Задаємося $S = 0 \div 1$, складаємо таблицю й розраховуємо моменти.

Розрахункові дані заносимо в табл. 22.

Таблиця 22 – Дані для побудови механічної характеристики

S	0	S_n 0,083	0,1	$S_{кр}$ 0,3	0,5	0,7	0,8	1
$\omega^0 = 1 - S$	1	0,917	0,9	0,7	0,5	0,3	0,2	0
$M^0 = \frac{2 \cdot M_{кр}}{\frac{S_n}{S_{кр}} + \frac{S_{кр}}{S_n}}$	0	1	1,2	2	1,76	1,448	1,3	1,1
$\omega = \omega^0 \cdot \omega_c$	78,53	72,01	70,6	54,97	39,26	23,55	15,7	0
$M = M^0 \cdot M_n$	0	305,5	366,6	611	537,6	442,36	397,15	336,05

ω , рад/с

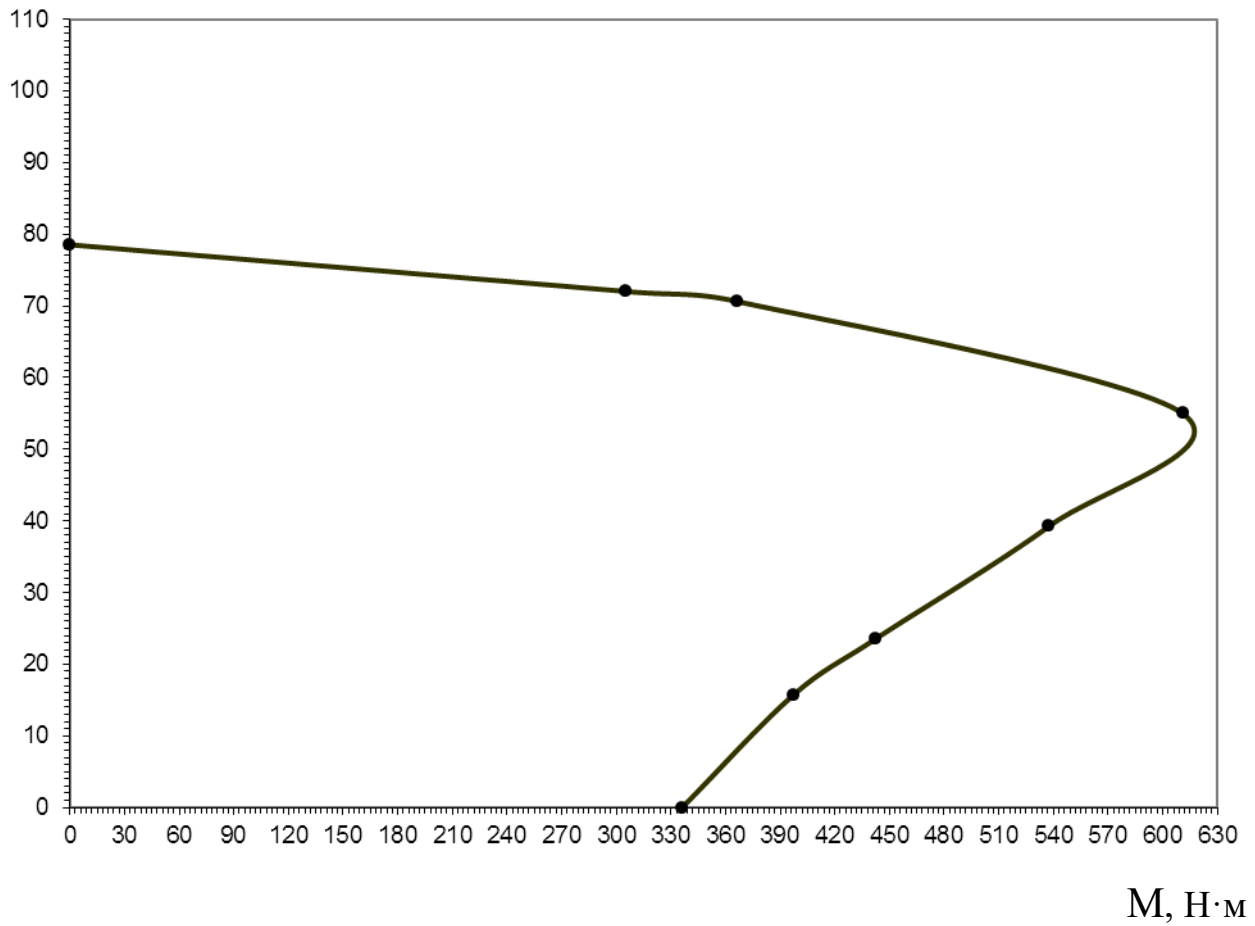


Рисунок 7.2. Механічна характеристика двигуна

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 141 2024

Арк.

58

Розрахунок пускових і гальмівних опорів

Визначаємо кратність пускового моменту:

$$I_{p1}^0 = M_1^0 = 0,75 \cdot M_k = 0,75 \cdot 2 = 1,5$$

$$I_{p2}^0 = M_2^0 = M_1^0 \cdot \sqrt[Z^0]{M_1^0 \cdot S_n} = 1,5 \cdot \sqrt[4]{1,5 \cdot 0,083} = 1,15$$

де Z - число ступенів.

$$M_1^0 > M_2^0 \quad 1,5 > 1,15$$

Опір першої ступені:

$$R_1 = \frac{E_p}{\sqrt{3} \cdot I_{p1}} = \frac{225}{\sqrt{3} \cdot 57} = 2,27 \text{ Ом}$$

$$E_{pn} = 225 \text{ В}$$

$$\text{де } I_{p1} = I_{p1} \cdot I_{пот} = 1,5 \cdot 38 = 57 \text{ А.}$$

Опір другої ступені:

$$R_2 = \frac{R_1}{\lambda} = \frac{2,27}{1,6} = 1,4 \text{ Ом}$$

$$\text{де } \lambda = \frac{I_{p1}^0}{I_{p2}^0} = \frac{1,5}{0,9} = 1,6.$$

Опір третьої ступені:

$$R_3 = \frac{R_2}{\lambda} = \frac{1,4}{1,6} = 0,875 \text{ Ом}$$

Опір четвертої ступені:

$$R_4 = \frac{R_3}{\lambda} = \frac{0,875}{1,6} = 0,54 \text{ Ом}$$

Опір двигуна на фазу:

$$r_n = S_n \cdot R_{pn} = 0,083 \cdot 3,418 = 0,28 \text{ Ом}$$

$$\text{де } R_{pn} = \frac{E_p}{\sqrt{3} \cdot I_{пот}} = \frac{225}{\sqrt{3} \cdot 38} = 3,418 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір по секціях:

$$r_1 = R_1 - R_2 = 2,27 - 1,4 = 0,87 \text{ Ом}$$

$$r_2 = R_2 - R_3 = 1,4 - 0,875 = 0,525 \text{ Ом}$$

$$r_3 = R_3 - R_4 = 0,875 - 0,54 = 0,335 \text{ Ом}$$

Визначаємо гальмові опори:

$$R_m = \frac{2 \cdot E_p}{\sqrt{3} \cdot I_m} = \frac{2 \cdot 225}{\sqrt{3} \cdot 60,8} = 4,273 \text{ Ом,}$$

									ДП 141 2024	Арк.
										59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\text{де } I_m = (1,5 \div 1,8) \cdot I_{\text{ном}} = 1,6 \cdot 38 = 60,8 \text{ A}$$

Знаходимо опір секцій противключення:

$$r_{\text{пр}} = R_m - R_1 = 4,273 - 2,27 = 2,003 \text{ Ом}$$

$$M_1 = I_{p1}^0 \cdot M_n = 1,5 \cdot 305,5 = 458,25 \text{ H} \cdot \text{м}$$

$$M_2 = I_{p2}^0 \cdot M_n = 0,9 \cdot 305,5 = 274,95 \text{ H} \cdot \text{м}$$

Таблиця 23 – Результати розрахунку пускових опорів

№ секції	Опір секції (Ом)		Тип опору
	Розрахунковий	Вибраний	
1	0,87	1,28	2ТД.754.054-08
2	0,525	1,28	2ТД.754.054-0,4
3	0,335	0,395	2ТД.754.054-0,5

Вибір тролей

Розрахунок проводимо по втраті напруги.

Визначаємо розрахунковий допустимий струм по нагріванню:

Дано:

$$P_{n1} = 22 \text{ кВт}$$

$$P_{n2} = 15 \text{ кВт}$$

$$P_{n3} = 15 \text{ кВт}$$

$$I_{pn} = 38 \text{ A}$$

$$I_p = K_1 \cdot \sum P_{123} + K_2 \cdot \sum P_n = 0,6 \cdot 52 + 0,3 \cdot 56,5 = 48,15 \text{ A},$$

де:

$$K_1 = 0,6$$

$$K_2 = 0,3$$

$\sum P$ – сума потужностей трьох двигунів при $TB = 25\%$

Номінальний струм двигуна максимальної потужності:

$$I_{nm} = I_{ст} \sqrt{\frac{PB_{cp}}{25}} = 38 \sqrt{\frac{0,22}{0,25}} = 35,8 \text{ A}$$

Максимальний пусковий струм:

$$I_{mn} = I_p + (K - 1) \cdot I_{nm} = 48,15 + (2,5 - 1) \cdot 35,8 = 101,85 \text{ A}$$

де $K = 2,5$ – кратність пуску.

По табл. 2 [5] вибираємо тролей:

					ДП 141 2024	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

50×50×5 – сталь, кутник

$$S = 480 \text{ мм}^2$$

$$I_{\text{дон}} = 315 \text{ А}$$

$$R = 0,3 \text{ Ом}$$

Вибрані тролєї перевіряються по допустимих втратах напруги.

По рис. 15 [5] визначаються ΔU при даному значенні $I_{\text{м.п}}$ $\Delta U = 0,2\%$.

Визначаються втрати напруги при живленні крана з кінця тролєїв:

$$\Delta U_{\phi} = \Delta U \cdot \ell = 0,2 \cdot 50 = 10 \text{ В}$$

Втрати напруги в %:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U_{\phi}}{U_n} \cdot 100 = \frac{10}{380} \cdot 100 = 2,6\%$$

$\Delta U_{\text{дон}} = 4 \div 5\%$ для живильних тролєїв

$$\Delta U_{\text{дон}} \geq U_{\phi} \%$$

$$5 \geq 2,6\%$$

При підведенні живлення до тролєїв з кінця, то тролєї по втраті напруги проходять.

Вибір електроустаткування

Вибір магнітоконтролера:

$$I_{\text{н.д}} = \frac{P_n}{\sqrt{3}\eta \cos \varphi U} = \frac{22}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,7 \cdot 0,8} = 59,688 \text{ А}$$

Вибираємо магнітоконтроллер для механізму підйому серії по табл. 3.24 [5]:

ТСА-160

$$I_n = 160 \text{ А}$$

$$I_{\text{дон}} = 700 \text{ А}$$

$$m = 160 \text{ кг}$$

розмір 800×315×1700

Вибір захисної кранової панелі:

$$P_n = P_{n1} + P_{n2} + 2 \cdot P_{n3} = 22 + 4,5 + 2 \cdot 15 = 56,5 \text{ кВт}$$

$$I_{\text{н.д}} = \frac{P_n}{\sqrt{3}\eta \cos \varphi U} = \frac{56,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,7 \cdot 0,8} = 153,4 \text{ А}$$

Вибираємо панель марки: ПЗКБ160ЭТД.660.046.3

Таблиця 24 – Технічні дані кранової панелі

Напруга	Струм	Сумарний струм двигуна	Максимальний комутаційний струм	Число максимальних реле
В	А	А	А	РОЭ 401
380	160	260	1600	8 ШТ

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Вибір захисної апаратури

Вибір реле максимального струму:

$$I_n = 38 A$$

$$I_{пуск} = I_{р1}^0 \cdot I_n = 1,5 \cdot 38 = 57 A$$

$$I_{сп.р} = 1,25 \cdot I_{пуск} = 1,25 \cdot 57 = 71,25 A$$

По табл. 6.2 [5] вибираємо реле - РЭО-401:6ТД 237.004.-7

Межі регулювання $I_{уст} = 33 \div 100 A$.

Вибір пускової апаратури

Вибір лінійного контактора по табл. 6.14 [6]:

Дано:

$$I_{мп} = 101,85 A$$

$$U_n = 380 B$$

Вибираю контактор серії:

$$КТУ - 3A \quad I_n = 125 A$$

$$U_n = 380 B$$

Вибір контакторів для механізму підйому, оскільки потрібен реверс, то вибираємо два контактори одного типу по табл. 6.14 [6]:

$$КТУ - 4A \quad I_n = 250 A$$

$$U_n = 380 B$$

Вибір контакторів прискорення. Контактори вибираються за $I_{пот} = 38 A$ по табл. 6.14 [6]:

$$КТУ - 2A \quad I_n = 63 A$$

$$U_n = 380 B$$

Вибір провідникової продукції

Вибір рубильника по табл. 6.1 [6]:

$$I_{мп} = I_p = 101,85 \quad U = 380 B$$

$$\text{Рубильник Р31} \quad I_n = 100 A$$

Таблиця 25 – Технічні дані рубильника

Номинальний струм	Напруга	Струм динамічної стійкості	Термічної стійкості
A	B	A	$кА^2 \cdot с$
100	380	1000	16

Вибір кабелю вводу:

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Дано:

$$I_{mn} = I_p = 101,85 \text{ A}$$

$$t^0 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$ПВ = 25\%$$

$$I_3 = I_{mp} = 125 \text{ A}$$

$$K_3 = 0,3 \quad \text{табл 2.10[1]}$$

$$I_{доп} = \frac{I_p}{K_t \cdot K_n \cdot K_{ПВ}} = \frac{101,85}{1 \cdot 1 \cdot 1,38} = 73,804 \text{ A}$$

$$\text{де } K_t = 1 \quad \text{табл 1.3.3 ПУЕ}$$

$$K_n = 1 \quad \text{табл 1.3.26}$$

$$K_{ПВ} = 1,38 \quad \text{параг 1.33}$$

$$I_{доп} \frac{I_3 \cdot K_3}{K_t \cdot K_n \cdot K_{ПВ}} = \frac{0,3 \cdot 125}{1 \cdot 1 \cdot 1,38} = 27,17 \text{ A}$$

По табл. 1.3.7. ПУЕ вибираємо кабель марки:

АВВГ-3(1x25+1x16) $I_{доп} = 75 \text{ A}$.

Вибір автомата вводу:

Дано:

$$I_{mn} = I_p = 101,85 \text{ A}$$

$$I_{нук} = 358,12 \text{ A}$$

Визначаю струм спрацювання теплового розчеплювача:

$$I_{mp} \geq I_p \cdot 1,1 = 101,85 \cdot 1,1 = 112,03 \text{ A}$$

Струм спрацювання електромагнітного розчеплювача:

$$I_{сп} \geq I_{нук} \cdot 1,25 = 358,12 \cdot 1,25 = 447,66 \text{ A}$$

По табл. 3.62 [1] вибираю автомат типу:

$$ВА52-37 \quad I_n = 160 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 125 \text{ A}$$

$$I_{сп} = 1250 \text{ A}$$

Вибір кабелю, що живить двигун механізму підйому від тролейв.

Дано:

$$P_n = 22 \text{ кВт}$$

$$I_{см} = 53,2 \text{ A}$$

$$U_n = 380 \text{ A}$$

$$ПВ = 25\%$$

$$I_3 = I_{ycm} = 125 \text{ A}$$

$$t^0 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

					ДП 141 2024	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаю допустимі струми:

$$I_{дон} = \frac{I_n}{K_t \cdot K_n \cdot K_{ПВ}} = \frac{53,2}{1 \cdot 1 \cdot 1,38} = 38,55 \text{ A}$$

$$I_{дон} \frac{I_3 \cdot K_3}{K_t \cdot K_n \cdot K_{ПВ}} = \frac{0,3 \cdot 125}{1 \cdot 1 \cdot 1,38} = 27,17 \text{ A}$$

По табл. 1.3.8 [1] вибираємо кабель:

КГ – 1(4×6)

$$I_{дон} = 45 \text{ A}$$

Вибір гальм

Визначаємо гальмівний момент:

$$M_T = K_3 \cdot \frac{M_{ст1}}{2} = 2 \cdot \frac{460,05}{2} = 460,05 \text{ H} \cdot \text{м}$$

$$\text{де, } K_3 = 2$$

Вибираємо гальма:

$$M_{Топ} \geq M_T = 460,05 \text{ H} \cdot \text{м} \text{ ТКП 550 по табл. 5.5 [5].}$$

Таблиця 26 – Технічні дані гальм

Гальмівний момент		Тип електромагніту	Тягове зусилля	Споживана потужність
ТВ=25%	Н·м	-	Н	Вт
	550	M201	3600	355

Вибираємо реле часу типу РВП-72 з витримкою часу $1 \div 20 \text{ сек}$.

7.2. Опис принципової схеми роботи мостового крану

При включенні рубильника 1QS у силовому колі загоряються лампочки HL1, HL2, HL3 (світлофор), що сигналізують лампи про наявність напруги на лінії.

Після цього замикаємо рубильник 2QS, у колі керування, одержують живлення проміжне реле KL1 і KL2, вони розмикають свої контакти KL1, KL2 і 1KL2, з витримкою на розмикання, а також одержує живлення реле напруги KV і замикає свій контакт KV, після чого одержують живлення котушка динамічного гальмування YB, замикаючи свій силовий контакт YB у силовому колі й розмикає свої контакти 1YB і 2YB в колі керування.

При включенні командоконтролера в перше положення механізму підйому й контактор динамічного гальмування YB втрачає живлення й розмикає свій силовий контакт YB у силовому колі, і замикає контакти 1YB і 2YB у колі керування. Після цього котушка KM1 одержує живлення й замикає свій контакт

										ДП 141 2024	Арк.
											64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

КМ1 у силовому колі й 1КМ1 у колі керування, а 2КМ1 розмикається, після замикання 1КМ1 одержує живлення котушка КМ3 у силовому колі й 1КМ3, а також 2КМ3 у колі керування, при цьому контакт 3КМ3 розмикається.

Після замикання 2КМ3 одержує живлення реле блокування КВ, потім замикається контакт 1КВ із витримкою на замикання, у колі керування. Одночасно в силовому колі замикається контакт КВ, при цьому одержує живлення проміжне реле КЛ4, яка замикає свій контакт КЛ4 у силовому колі.

Далі перемикаємо магнітоконтролер у друге положення, проміжне реле КЛ4 втрачає живлення й розмикає свої контакт КЛ4 в колі, одержує живлення котушка КМ4 і замикає в силовому колі КМ4, тим самим відтинає перший пакет опорів і ротор двигуна починає обертатися, далі розмикається 1КЛ4 у колі керування.

Перемикаємо магнітоконтролер у третє положення КМ5 одержує живлення й замикає контакти КМ5 у силовому колі, тим самим відтинаючи другий пакет опорів, а в колі керування розмикає 1КМ5 і замикає 2КМ5 після чого втрачає живлення КЛ1, замикаючи свій контакт із витримкою на замикання.

Перемикаємо магнітоконтролер у четверте положення, після цього одержує живлення КМ6, відтинаючи третій пакет опорів у силовому колі, а в колі керування розмикає 1КМ6, при цьому втрачає живлення КЛ2 і замикає свої контакти КЛ2 і 1КЛ2, з витримкою на замикання, одержує живлення КМ7 і замикає свій контакт у силовому колі КМ7, тим самим відтинає останній пакет опорів і замикає контакти в колі керування 1КМ7 і 2КМ7, шунтуючи себе. Після чого двигун розганяється й виходить на природню характеристику.

Для захисту від перевантаження від струмів короткого замикання передбачені запобіжники. Для нульового захисту передбачаються магнітні пускачі. Передбачені струмові реле, оскільки кран працює в режимі перевантаження.

					ДП 141 2024	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА (РЗА)

8.1. Загальні вимоги до РЗА

Електроустановки мають бути обладнаними пристроями релейного захисту, призначеними для:

а) автоматичного вимкнення пошкодженого елемента від непошкодженої частини електричної системи (електроустановки), що залишилася, за допомогою вимикачів; якщо пошкодження (наприклад, замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю) безпосередньо не порушує роботу електричної системи, допускається дія релейного захисту тільки на сигнал;

б) реагування на небезпечні, ненормальні режими роботи елементів електричної системи (наприклад, перевантаження, підвищення напруги в обмотці статора гідрогенератора); залежно від режиму роботи та умов експлуатації електроустановки релейний захист має бути виконано з дією на сигнал або на вимкнення тих елементів, які не можна залишати в роботі, бо це може призвести до виникнення пошкодження.

З метою здешевлення електроустановок замість автоматичних вимикачів та релейного захисту слід застосовувати запобіжники або відкриті плавкі уставки, якщо вони:

- можуть бути вибраними з необхідними параметрами (номінальна напруга і струм, номінальний струм вимкання тощо);
- забезпечують необхідну селективність і чутливість;
- не перешкоджають застосуванню автоматики (автоматичне повторне ввімкнення - АПВ, автоматичне ввімкнення резерву - АВР тощо), необхідної за умовами роботи електроустановки.

Під час використання запобіжників або відкритих плавких уставок залежно від рівня несиметрії в неповнофазному режимі та характеру навантаження, що живиться, слід розглядати необхідність установлення на приймальній підстанції захисту від неповнофазного режиму.

Пристрої релейного захисту мають забезпечувати найменший можливий час вимкнення КЗ з метою збереження безперебійної роботи непошкодженої частини системи (стала робота електричної системи і електроустановок споживачів, забезпечення можливості відновлення нормальної роботи шляхом успішної дії АПВ і АВР, самозапуску електродвигунів, втягування в синхронізм тощо) та обмеження зони та ступеня пошкодження елемента.

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			8.Релейний захист та автоматика (РЗА)	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко					66	11
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого єр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Релейний захист, що діє на вимкнення, як правило, має забезпечувати селективність дії, з тим щоб у разі пошкодження будь-якого елемента електроустановки вимикався тільки цей пошкоджений елемент.

Допускається неселективна дія захисту (що виправляється подальшою дією АПВ або АВР):

а) для забезпечення, якщо це необхідно, прискорення вимкнення КЗ;

б) у разі використання спрощених головних електричних схем з віддільниками в колах ліній або трансформаторів, що вимикають пошкоджений елемент у безструмову паузу.

Пристрої релейного захисту з витримками часу, що забезпечують селективність дії, допускається застосовувати, якщо: у разі вимкнення КЗ з витримками часу забезпечується виконання відповідних вимог; захист діє як резервний.

Надійність функціонування релейного захисту (спрацьовування за появи умов на спрацьовування і неспрацьовування за їх відсутності) має бути забезпеченою застосуванням пристроїв, які за своїми параметрами і виконанням відповідають призначенню, а також належним обслуговуванням цих пристроїв.

За необхідності слід використовувати спеціальні заходи підвищення надійності функціонування, зокрема схемне резервування, безперервний або періодичний контроль стану тощо. Треба також враховувати ймовірність помилкових дій обслуговуючого персоналу під час виконання необхідних операцій з релейним захистом.

За наявності релейного захисту, що має кола напруги, слід передбачати пристрої:

- що автоматично виводять захист із дії в разі вимкнення автоматичних вимикачів, перегорання запобіжників та інших порушень кіл напруги (якщо ці порушення можуть призвести до помилкового спрацьовування захисту в нормаль ному режимі), а також тих, що сигналізують про порушення цих кіл;

- що сигналізують про порушення кіл напруги, якщо ці порушення не призводять до помилкового спрацьовування захисту в умовах нормального режиму, але можуть призвести до зайвого спрацьовування в інших умовах (наприклад, у разі КЗ поза захищеною зоною).

Під час встановлення швидкодійного релейного захисту на лініях електропередавання з трубчастими розрядниками має бути передбачатися настроювання її від роботи розрядників, для чого:

- найменший час спрацьовування релейного захисту до моменту подання сигналу на вимкнення має бути більшим за час одноразового спрацьовування розрядників, а саме: близько 0,06-0,08 с;

									ДП 141 2024	Арк.
										67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

- пускові органи захисту, що спрацьовують від імпульсу струму розрядників, повинні мати якнайменший час повернення (близько 0,01 с від моменту зникнення імпульсу).

Для релейних захистів з витримками часу в кожному конкретному випадку слід розглядати доцільність забезпечення дії захисту від початкового значення струму або опору в разі КЗ для унеможливлення відмов спрацьовування захисту (через загасання струмів КЗ у часі, у результаті виникнення коливань, появи дуги в місці пошкодження тощо).

Захисти в електричних мережах 110 кВ і вище повинні мати пристрої, що блокують їх дію під час коливань або асинхронного ходу, якщо в згаданих мережах можливі такі колювання або асинхронний хід, за яких захисти можуть спрацьовувати надмірно.

Допускається застосовувати аналогічні пристрої і для ліній нижче 110 кВ, що зв'язують між собою джерела живлення (виходячи з ймовірності виникнення коливань або асинхронного ходу і можливих наслідків зайвих вимкнень).

Допускається виконувати захист без блокування під час коливань, якщо захист відрегульовано від коливань у часі (витримка часу захисту - близько 1,5-2 с).

Дія релейного захисту має фіксуватися вказівними реле, вбудованими в реле показчиками спрацьовування, лічильниками числа спрацьовувань або іншими пристроями тією мірою, якою це необхідно для обліку й аналізу роботи захистів.

Пристрої, що фіксують дію релейного захисту на вимкнення, слід установлювати так, щоб сигналізувалася дія кожного захисту, а в разі складного захисту - окремих його частин (різні ступені захисту, окремі комплекти захистів від різних видів пошкодження тощо).

На кожному з елементів електроустановки треба передбачати основний захист, призначений для її дії в разі пошкоджень у межах всього захищуваного елемента, з часом, меншим, ніж у інших, установлених на цьому елементі захистів.

Для дії в разі відмов захистів або вимикачів суміжних елементів треба передбачати резервний захист, призначений для забезпечення далекої резервної дії.

Якщо основний захист елемента має абсолютну селективність (наприклад, високочастотний захист, подовжній і поперечний диференціальні захисти), то на цьому елементі має бути встановлено резервний захист, що виконує функції не тільки далекого, а й близького резервування, тобто такого, що діє в разі відмови основного захисту цього елемента або виведення його з роботи. Наприклад, якщо

					ДП 141 2024	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

як основний захист від замикань між фазами застосовано диференціально-фазний захист, то як резервний може бути застосованим триступеневий дистанційний захист.

Якщо основний захист лінії 110 кВ і вище має відносну селективність (наприклад, ступеневі захисти з витримками часу), то:

- окремий резервний захист допускається не передбачати за умови, що далека резервна дія захистів суміжних елементів у разі КЗ на цій лінії забезпечується;
- мають передбачатися заходи щодо забезпечення близького резервування, якщо далеке резервування в разі КЗ на цій лінії не забезпечується.

Для лінії електропередавання 35 кВ і вище з метою підвищення надійності вимкнення пошкодження на початку лінії як додатковий захист можна передбачати струмову відсічку без витримки часу за умови виконання відповідних вимог.

Якщо повне забезпечення далекого резервування пов'язане зі значним ускладненням захисту або технічно неможливе, допускається:

- 1) не резервувати вимкнення КЗ за трансформаторами, на реактованих лініях, лініях 110 кВ і вище за наявності близького резервування, у кінці довгої суміжної ділянки лінії 6-35 кВ;
- 2) мати далеке резервування тільки за видів пошкоджень, що найчастіше трапляються, без урахування нечастих режимів роботи і з урахуванням каскадної дії захисту;
- 3) передбачати неселективну дію захисту в разі КЗ на суміжних елементах (за далекої резервної дії) з можливістю знеструмлення в окремих випадках підстанцій; при цьому слід по можливості забезпечувати виправлення цих неселективних вимкнень дією АПВ або АВР.

Пристрої резервування в разі відмови вимикачів (ПРВВ) мають передбачатися в електроустановках 110-500 кВ. Допускається не передбачати ПРВВ в електроустановках 110-220 кВ за дотримання таких умов:

- 1) забезпечуються необхідна чутливість і допустимі за умовами стійкості часи вимкнення від пристроїв далекого резервування;
- 2) за дії резервних захистів немає втрати додаткових елементів через вимкнення вимикачів, що безпосередньо не примикають до вимикача, що вийшов з ладу (наприклад, відсутні секціоновані шини, лінії з відгалуженням).

На електростанціях з генераторами, що мають безпосереднє охолодження провідників обмоток статорів, для запобігання пошкодженням генераторів у разі відмов вимикачів 110-500 кВ слід передбачати ПРВВ незалежно від інших умов.

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

У разі відмови одного з вимикачів пошкодженого елемента (лінія, трансформатор, шини) електроустановки ПРВВ має діяти на вимкнення вимикачів, суміжних з тим, що відмовив.

Якщо захисти приєднано до виносних трансформаторів струму, то ПРВВ має діяти і в разі КЗ в зоні між цими трансформаторами струму і вимикачем.

Допускається застосовувати спрощені ПРВВ, що діють у разі КЗ з відмовами вимикачів не на всіх елементах (наприклад, тільки в разі КЗ на лініях); за напруги 35-220 кВ, крім того, допускається застосовувати пристрої, що діють лише на вимкнення шиноз'єднувального (секційного) вимикача.

За недостатньої ефективності далекого резервування слід розглядати необхідність підвищення надійності близького резервування на додаток до ПРВВ.

Під час виконання резервного захисту у вигляді окремого комплексу його слід здійснювати, як правило, так, щоб було забезпечено можливість окремої перевірки або ремонту основного або резервного захисту за працюючого елемента. При цьому основний і резервний захисти мають житися, як правило, від різних вторинних обмоток трансформаторів струму.

Живлення основних і резервних захистів ліній електропередавання 220 кВ і вище має здійснюватися, як правило, від різних автоматичних вимикачів оперативного постійного струму.

Оцінювання чутливості основних типів релейних захистів має проводитися за допомогою коефіцієнта чутливості, що визначається:

- для захистів, що реагують на величини, зростаючі в умовах пошкоджень, - як відношення розрахункових значень цих величин (наприклад, струму або напруги) у разі металевих КЗ у межах захищеної зони до параметрів спрацьовування захистів;

- для захистів, що реагують на величини, зменшувані в умовах пошкоджень, як відношення параметрів спрацьовування до розрахункових значень цих величин (наприклад, напруги або опору) в разі металевих КЗ у межах захищеної зони.

Розрахункові значення величин мають установлюватися виходячи з найбільш несприятливих видів пошкодження, але для реально можливого режиму роботи електричної системи.

Під час оцінювання чутливості основних захистів необхідно виходити з того, що мають забезпечуватися такі найменші коефіцієнти їх чутливості:

1. Максимальні струмові захисти з пуском і без пуску напруги, напрямлені і ненапрямлені, а також струмові одноступінчасті напрямлені і ненапрямлені захисти, увімкнені на складові зворотної або нульової послідовностей:

									ДП 141 2024	Арк.
										70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

- для органів струму і напруги - близько 1,5;
- для органів напрямку потужності зворотної та нульової послідовності - близько 2,0 за потужністю і близько 1,5 за струмом і напругою;
- для органа напрямку потужності, увімкненого на повний струм і напругу, не нормується за потужністю і близько 1,5 - за струмом.

Для максимальних струмових захистів трансформаторів з нижчою напругою 0,23-0,4 кВ найменший коефіцієнт чутливості може бути близько 1,5.

2. Ступеневі захисти струму або струму і напруги, напрямлені і ненапрямлені, увімкнуті на повні струми і напругу або на складові нульової послідовності:

- для органів струму і напруги ступеня захисту, призначеного для дії в разі КЗ в кінці захищеної ділянки, без урахування резервної дії - близько 1,5, а за наявності селективного резервного ступеня, що надійно діє, - близько 1,3; за наявності на протилежному кінці лінії окремого захисту шин відповідні коефіцієнти чутливості (близько 1,5 і близько 1,3) для ступеня захисту нульової послідовності допускається забезпечувати в режимі каскадного вимикання;

- для органів напрямку потужності нульової та зворотної послідовності - близько 2,0 за потужністю і близько 1,5 за струмом і напругою;

- для органа напрямку потужності, увімкненого на повний струм і напругу, не нормується за потужністю і близько 1,5 - за струмом.

3. Дистанційні захисти від багатозначних КЗ:

- для пускового органа будь-якого типу і дистанційного органа третього ступеня - близько 1,5;

- для дистанційного органа другого ступеня, призначеного для дії в разі КЗ в кінці захищеної ділянки, без урахування резервної дії - близько 1,5, а за наявності третього ступеня захисту - близько 1,25; для вказаного органа чутливість щодо струму має бути близько 1,3 (щодо струму точної роботи) в разі пошкодження в тій самій точці.

4. Подовжні диференціальні захисти генераторів, трансформаторів, ліній та інших елементів, а також повний диференціальний захист шин - близько 2,0; для струмового пускового органа неповного диференціального дистанційного захисту шин генераторної напруги чутливість має бути близько 2,0, а для першого ступеня неповного диференціального струмового захисту шин генераторної напруги, виведеного у вигляді відсічки, - близько 1,5 (у разі КЗ на шинах).

Для диференціального захисту генераторів і трансформаторів чутливість слід перевіряти в разі КЗ на виводах. При цьому незалежно від значень коефіцієнта чутливості для гідрогенераторів і турбогенераторів з безпосереднім охолодженням

						ДП 141 2024	Арк.
							71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

ням провідників обмоток струм спрацьовування захисту слід приймати меншим за номінальний струм генератора. Для автотрансформаторів і підвищувальних трансформаторів потужністю 63 МВ-А і більше струм спрацьовування без урахування гальмування рекомендовано приймати меншим від номінального (для автотрансформаторів - меншим від струму, що відповідає типовій потужності). Для решти трансформаторів потужністю 25 МВ-А і більше струм спрацьовування без урахування гальмування рекомендовано приймати не більшим ніж 1,5 номінального струму трансформатора.

Допускається знижувати коефіцієнт чутливості для диференціального захисту трансформатора або блока генератор-трансформатор до значення близько 1,5 в таких випадках (у яких забезпечення коефіцієнта чутливості близько 2,0 пов'язане із значним ускладненням захисту або технічно неможливе):

- у разі КЗ на виводах нижчої напруги знижувальних трансформаторів потужністю, меншою ніж 80 МВ-А (визначається з урахуванням регулювання напруги);

- у режимі вмикання трансформатора під напругу, а також для короточасних режимів його роботи (наприклад, у разі вимкнення однієї з живильних сторін).

Для режиму подання напруги на пошкоджені шини вмиканням одного з живильних елементів допускається знижувати коефіцієнт чутливості для диференціального захисту шин до значення близько 1,5.

Зазначений коефіцієнт 1,5 стосується також диференціального захисту трансформатора в разі КЗ за реактором, який встановлено з боку нижчої напруги трансформатора і який входить до зони його диференціального захисту. За наявності інших захистів, що охоплюють реактор і задовольняють вимогам чутливості в разі КЗ за реактором, чутливість диференціального захисту трансформатора в разі КЗ в цій точці допускається не забезпечувати.

5. Поперечні диференціальні напрямлені захисти паралельних ліній:

- для реле струму і реле напруги пускового органа комплектів захисту від міжфазних КЗ і замикань на землю - близько 2,0 за увімкнутих вимикачів з обох боків пошкодженої лінії (у точці однакової чутливості) і близько 1,5 за вимкнутого вимикача з протилежного боку пошкодженої лінії;

- для органа напрямку потужності нульової послідовності - близько 4,0 за потужністю і близько 2,0 за струмом і напругою за увімкнутих вимикачів з обох боків і близько 2,0 - за потужністю та близько 1,5 - за струмом і напругою за вимкнутого вимикача з протилежного боку;

- для органа напрямку потужності, увімкнутого на повний струм і напругу, за потужністю не нормується, а за струмом - близько 2,0 за увімкнутих вимикачів з обох боків та близько 1,5 - за вимкнутого вимикача з протилежного боку.

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

ДП 141 2024

Залежно від конкретних умов має бути застосовано одну з таких схем: з дешунтуванням електромагнітів вимкнення вимикачів, з використанням блоків живлення, з використанням зарядних пристроїв із конденсаторами.

Пристрої релейного захисту, що виводяться з роботи за умовами режиму мережі, селективності дії або з інших причин, повинні мати спеціальні пристосування для виведення їх з роботи оперативним персоналом.

Для забезпечення експлуатаційних перевірок і випробувань у схемах захистів слід передбачати, де це необхідно, випробувальні блоки або вимірювальні затискачі.

					ДП 141 2024	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

9. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ТА ВИМІЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРУБНОМУ ЦЕХУ

9.1. Вибір багатофункціональних електронних лічильників

Лічильники електричної енергії трифазні багатофункціональні Альфа А1800 класів точності 0,1S; 0,2S; 0,5S і 1 трансформаторного і безпосереднього включення призначені для обліку активної і реактивної енергії в колах змінного струму, для розрахунку втрат в силовому трансформаторі та лінії електропередачі, зберігання в профілі навантаження даних про енергоспоживання/видачі і вимірних параметрах мережі, а також для передачі вимірних або розрахованих параметрів при використанні в складі автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) на диспетчерський пункт з контролю, обліку і розподілу електричної енергії.

Лічильник АЛЬФА А1800 призначений для встановлення на перетоки, генерацію, високовольтні підстанції, в розподільні мережі і на промислові підприємства. Виробник: Elster.



Рисунок 9.1. Лічильник АЛЬФА СМАРТ А1810RAL-P4GB-DW-4

					ДП 141 2024			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Рябець Д.О.</i>			9. Організація обліку та вимірювання електричної енергії	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Шестеренко</i>					77	4
<i>Реценз.</i>						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого гр. ЕЛ-4-3		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						

Особливості

АЛЬФА СМАРТ А1810RAL-P4GB-DW-4(A18):

- лічильник Альфа А1800(10);
- безпосереднього включення класу точності 1(R);
- вимірювання активної та реактивної енергії в багатотарифному режимі(A);
- двонаправлені вимірювання(L);
- Графіки навантаження по енергії та графіки параметрів мережі(P4);
- кількість імпульсних каналів - 4(G);
- основний цифровий порт(B);
- додатковий цифровий інтерфейс RS485 (протокол обміну ANSI)(D);
- підсвічування дисплея(W);
- додаткове живлення(4);
- трьохелементний лічильник (чотирипровідна лінія).

Функціональні можливості

Лічильник вимірює кожні 2 величини з 4-х (активна пряма і зворотна, реактивна пряма і зворотна) в багатотарифному режимі «R» або 8 величин в багатотарифному режимі (активна і реактивна в двох напрямках, реактивна по 4 квадрантам) «RA» пам'ять «L» для зберігання даних графіків навантаження і параметрів електромережі (4 графіка з 30-хвилинними інтервалами, глибина зберігання 180 днів), 4 гальванічно розв'язаних реле «P4», цифровий порт «G» з двома інтерфейсами RS-485 або RS-232 і можливість підключення додаткового незалежного цифрового порту з інтерфейсом RS-485 «B» «W», плата для підключення зовнішнього джерела живлення 70-280В підсвічування дисплея «D», трьохелементний лічильник (4-х дротова або 3-х провідна лінія).

Технічні характеристики

Технічні і метрологічні характеристики лічильників А1800 наведені в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1.

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

ДП 141 2024

Технічні і метрологічні характеристики лічильників А1800

Найменування характеристики	Значення
1	2
Клас точності - по активній енергії ДСТУ EN 62053-22 ДСТУ EN 62053-21 - по реактивній енергії ДСТУ EN 62053-23	0,2 S; 0,5 S; 1.0 1,0; 2,0 2,0; 3,0
Номинальні напруги, В	3x57,7/100; 3x220/380; 3x127/220; 3x100; 3x220; 3x380; 3x57,7...230/100...400
Робочий діапазон напруги, В	(0,8 - 1,2) U _{ном}
Номинальна частота мережі (діапазон робочих частот), Гц	50 ± 2 %
Номинальні (максимальні) струми, А	1 (10); 5 (10); 5 (120)
Стартовий струм (чутливість), А, по активній енергії - клас точності 0,2S; 0,5S - клас точності 1 - клас точності 1 (безпосереднє включення)	0,001 · I _{ном} 0,002 · I _{ном} 0,004 · I _{ном}
Стартовий струм (чутливість), А, по реактивній енергії - клас точності 2 - клас точності 2 (безпосереднє включення) - клас точності 3 - клас точності 3 (безпосереднє включення)	0,003 · I _{ном} 0,005 · I _{ном} 0,005 · I _{ном} 0,01 · I _{ном}
Потужність що споживається в колах напруги, мВт (мВ·А), не більше	2 (3,6)
Потужність в колі струму, мВт (мВ·А), не більше - трансформаторне включення (при I _{ном}) - безпосереднє включення (при I _{ном})	2,5 (3,0) 12,5 (15,0)
Розрядність рідинно-кристалічного дисплея	8 розрядів
Кількість тарифних зон	до 4
Допустима основна абсолютна похибка ходу внутрішнього годинника, с/добу, не більше	± 0,5
Термін служби літійової батареї в режимі постійного розряду, років, не менше	10
Швидкість обміну інформацією при зв'язку з лічильником по цифровим інтерфейсам, біт/с	300 - 19200
Діапазон значень сталої лічильника по імпульсному виходу, імп./(кВт·год) [імп./(квар·год)]	100-40000 (задається програмно)
Глибина зберігання даних графіків навантаження для одного каналу з інтервалом 30 хвилин, дні, не менше	1200
Тривалість вихідних імпульсів, мс	20 - 260 (задається програмно)

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 141 2024

Арк.

79

Захист від несанкціонованого доступу:	
- пароль лічильника	Так
- апаратне блокування	Так
- контроль зняття кришки затискачів	Так
Збереження даних в пам'яті, років	30
Самодіагностика лічильника	Так
Ступінь захисту корпусу	IP54
Тип монтажу	внутрішній/зовнішній
Діапазон робочих температур навколишнього повітря, °С	від -40 до +70
Відносна вологість повітря при температурі 25 °С, не більше	98%
Атмосферний тиск	від 60 до 106,7 кПа
Клас зовнішніх механічних умов	M1
Клас зовнішніх електромагнітних умов	E2
Клас захисту	II
Маса, кг, не більше	2,0
габаритні розміри (висота x ширина x товщина), мм, не більше	307 x 170 x 89
Середнє напрацювання до відмови, годин, не менше	120000
Термін служби, років, не менше	30

					ДП 141 2024	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

10.1. Несиметричність напруги

Характеристика несиметричності напруги

Несиметричність напруги - це несиметричність трифазної системи напруг. Характеризується коефіцієнтом зворотної та нульової послідовності. Несиметричність напруги відбувається тільки в трифазній мережі під впливом нерівномірного розподілу навантажень по її фазам [4,6].

Джерелами несиметричності напруги є дугові сталеплавильні печі, тягові підстанції змінного струму, електрозварювальні машини, однофазні електротермічні установки та інші одне фазні, двофазні і несиметричні трифазні споживачі електроенергії, в тому числі побутові. Так, сумарна навантаження окремих підприємств містить 85-90% несиметричного навантаження. А коефіцієнт несиметричності напруги за нульової послідовності (K_{0U}) одного 9-и поверхового житлового будинку може становити 20%, що на шинах трансформаторної підстанції (точці загального приєднання) може зумовити перевищення, нормально допустимі 2%.

Вплив несиметричності напруги на роботу електрообладнання:

- в електричних мережах зростають втрати ЕЕ від додаткових втрат в нульовому проводі;

- однофазні, двофазні споживачі і різні фази трифазних споживачів ЕЕ працюють на різні не номінальних напругах, що викликає ті ж наслідки, як при відхиленні напруги;

- в ЕД, крім негативного впливу не несиметричних напруг, виникають магнітні поля, що обертаються зустрічно обертанню ротора;

- загальний вплив несиметричності напруги на електричні машини, включаючи трансформатори, виливається в значне зниження терміну їх служби.

Наприклад, при тривалій роботі з коефіцієнтом несиметричності по зворотній послідовності $K_{2U} = 2-4\%$, термін служби електричної машини знижується на 10-15%, а якщо вона працює при номінальному навантаженні, термін служби знижується вдвічі.

Тому ГОСТ 13109-97 встановлює значення коефіцієнтів несиметричності напруги по зворотній (K_{2U}) і нульовій (K_{0U}) послідовностей, - нормально

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			9. Організація обліку та вимірювання електричної енергії	Лім.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко					81	4
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого гр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

менших за величиною відповідних складових напруги прямої (основної) послідовності.

Несиметричність трифазної системи напруг виникає в результаті накладення на систему прямої послідовності напруги системи зворотної послідовності, що призводить до змін абсолютних значень фазних і міжфазних напруг (див. рис. 10.2).

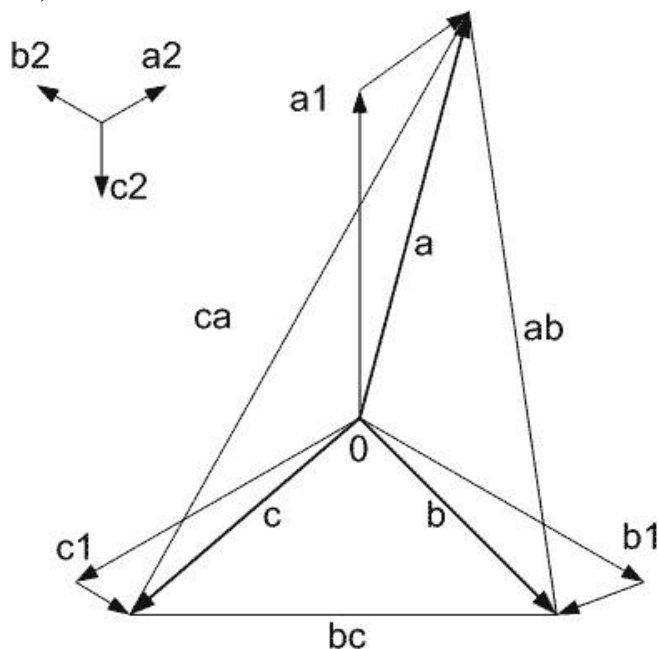


Рисунок 10.2 - Векторна діаграма напруги прямої та зворотної послідовності

Крім несиметричності, що викликається напругою системи зворотної послідовності, може виникати несиметричність від накладення на систему прямої послідовності напруги системи нульової послідовності. В результаті зсуву нейтралі трифазної системи виникає несиметричність фазних напруг при збереженні симетричної системи міжфазних напруг (див. рис. 10.3).

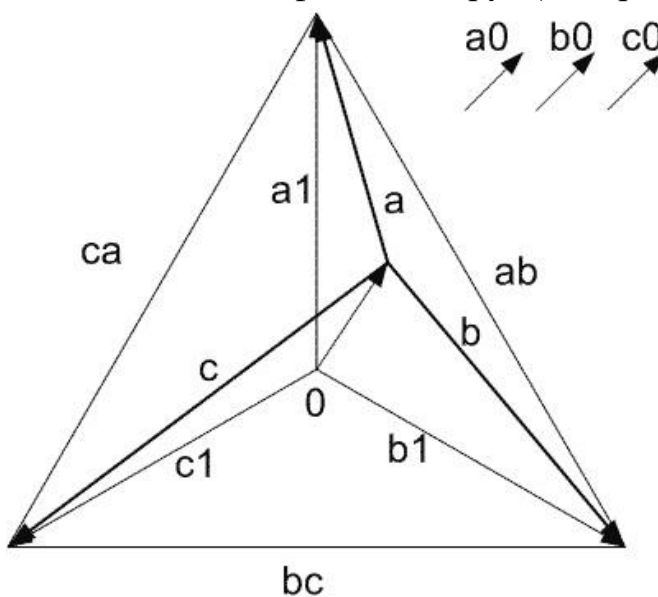


Рисунок 10.3 - Векторна діаграма напруги прямої та нульової послідовності

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

11. ОХОРОНА ПРАЦІ

11.1. Загальні вимоги безпеки і охорони праці в трубному цеху

Охорона праці являє собою діючу на підставі відповідних законодавчих і інших нормативних актів систему, організаційних, технічних, гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів і засобів, що забезпечують безпеку збереження здоров'я та працездатності людини в процесі праці. Забезпечення права працівника на охорону праці встановлює Закон України «Про охорону праці». Право на охорону праці мають всі робітники. Основний принцип охорони праці: пріоритет життя і здоров'я працівника стосовно результатів виробничої діяльності.

Працівник має право на інформацію про стан умов праці на робочих місцях від керівництва підприємства. Всі працівники повинні вчасно проходити навчання, інструктаж, перевірку знань і переатестацію з питань охорони праці. Особи, які не пройшли навчання і перевірку знань по охороні праці до роботи не допускаються.

Організація праці - це система заходів, які забезпечують раціональне використання робочої сили. Вона включає відповідне розміщення людей у процесі виробництва, поділ і кооперацію, методи праці, нормування і стимулювання праці, організацію робочих місць, їхнє обслуговування та необхідні умови праці.

Раціональне улаштування робочого місця враховує наступні фактори:

а) оптимальне планування робочого місця, що забезпечує зручність при виконанні робіт, економію сил і часу робітника, раціональне використання робочих площ, забезпечення безпеки праці. Планування робочого місця складається з урахуванням виду виробництва (лиття, штампування) і застосовуваних знарядь праці;

б) ступінь механізації і автоматизації праці, що значно знижує або

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			11.Охорона праці	Літ.	Арк.	Аркуші
Перевір.		Сірик А.О.					85	12
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого гр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

повністю ліквідує важку фізичну працю;

в) правильний вибір робочої пози (стоячи, сидячи) з можливістю її зміни, що виключає або зводить до мінімуму шкідливий вплив роботи на організм людини.

Руки робітника, що перебуває стоячи або сидячи, роблять рухи в межах деякої зони. Щоб ці рухи були економічними, без зайвої напруги, для рук рекомендується обумовлена робоча зона, у межах якої і варто розміщати органи керування виробничим устаткуванням (наприклад, верстатом);

г) зручне і раціональне розташування матеріалів і інструментів, пристосувань, що виключає зайві мимовільні рухи.

Здорові умови на робочих місцях можуть бути забезпечені при високому рівні механізації і автоматизації цих виробництв.

Порушення норм, пропонованих до змісту робочої зони, не тільки впливає на стомлюваність, але також може викликати професійні захворювання і виробничі травми.

Працівники підприємств зобов'язані дотримувати вимог правил і норм по охороні праці, установлених відповідними законодавчими актами, інструкціями, колективними договорами.

Кожне підприємство щорічно виділяє на охорону праці необхідні засоби, обсяг яких визначається колективним договором.

11.2. Електробезпека

Проектування електричної частини трубного цеху забезпечує:

- безпеку персоналу і устаткування;
- надійність служби;
- вибухо- і пожежобезпеку.

Електрична частина підстанції виконана відповідно до встановлених норм і міжнародних стандартів. Рівень вибухонебезпеки електроустаткування технологічних установок, розміщених у вибухонебезпечних зонах, відповідає вибухонебезпечній зоні класу 22 і пожежонебезпечній зоні класу П-ІІа категорії

									Арк.
									86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 141 2024				

Д. Все силове електроустаткування і освітлювальні прилади вибрані відповідно до умов середовища, у якій воно буде експлуатуватися, і класифікацією проєктованих об'єктів по вибухо- і пожежонебезпеці.

Проєктом передбачене виконання захисних заходів електробезпеки в повному обсязі, передбаченому ПУЕ [4].

Основним засобом захисту обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом є захисне заземлення або занулення.

На площадках для живлення електроспоживачів напругою до 1000 В прийняті чотирьохпровідні мережі змінного струму.

Як захисна міра електробезпеки для всіх електроустановок, що живляться від мереж 400/230 В і 690/400 В з глухозаземленою нейтраллю, приймається захисне "занулення" - навмисне з'єднання корпусів електроустаткування, що нормально не перебувають під напругою, із глухозаземленою нейтраллю живильного трансформатора, тобто з нульовим провідником живильної мережі.

Захисне занулення забезпечує автоматичне відключення ушкодженої фази апаратом захисту на початку аварійної ділянки.

Нульові шини розподільних шаф нульовими провідниками живильних ліній приєднуються до нульових шин РП-0,4кВ і РП-0,69кВ підстанцій. Нульові шини цих розподільних пристроїв з'єднані прямо із глухозаземленою нейтраллю силових трансформаторів підстанцій.

Заземлюючі пристрої для нейтралей силових трансформаторів розміщуються недалеко від підстанції і виконуються у вигляді контуру, що складає з декількох вертикальних електродів і сполучного горизонтального провідника (сталеві смуги). Крім того, для надійності виконуються додаткові заземлення нейтралі трансформатора приєднанням її до штучних заземлюючих пристроїв біля устаткування по території об'єкта.

Для електроустановок напругою 10 кВ виконується захисне заземлення. При цьому мережа заземлення повинна виконуватися з урахуванням додаткових вимог ПУЕ для вибухонебезпечних зон.

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87

Зануленню підлягають металеві корпуси всіх електричних машин, трансформаторів, апаратів і світильників, вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів, металеві корпуси і каркаси розподільних щитів, шаф керування, кабельні конструкції, металеві оболонки і броні силових і контрольних кабелів, сталеві труби електропроводки та ін.

Як заземлюючі пристрої застосовуються горизонтальні і глибинні заземлювачі. Горизонтальні заземлювачі прокладаються в траншеї на глибині від 0,5 до 1,0 м. Глибинні заземлювачі виконуються у вигляді вертикальних електродів, установлених до глибини від 5 до 30 м.

Для будинків з фундаментами виконуються заземлювачі, що вбудовуються у фундамент і виконувани у вигляді замкнутого кільця.

Захист будинків і споруд від прямих ударів блискавки здійснюється встановленими на найвищих конструкціях цих об'єктів або на окремо встановлених опорах блискавкоприймачами. У якості блискавкоприймачів використовуються також металева покрівля будинків і навісів або блискавкоприймальні мережі.

Заземлення всіх технологічних установок і технічних трубопроводів забезпечує також їхній захист від вторинних проявів блискавки і захист від статичної електрики. На всіх протяжних металевих конструкціях і між паралельно прокладеними металевими трубопроводами при їхньому зближенні на відстань менш 10 см установлюються металеві перемички. Захист від високого потенціалу по зовнішніх наземних або підземних комунікаціях здійснюється приєднанням їх на вводах в будинок або спорудження до заземлювача захисту від прямих ударів блискавки.

Заземлюючі провідники підбираються таким чином, щоб вони витримували струм короткого замикання не менше 1сек або протягом максимальної тривалості короткого замикання залежно від того, яка величина більше.

					ДП 141 2024	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для того, щоб забезпечити вимогу по захисту персоналу, по території підстанції, у стратегічних місцях, повинні бути розподілені наступні предмети по безпеці:

- захисні шоломи;
- закрите взуття;
- закритий одяг, рукавички;
- захисні окуляри;
- душові для промивання очей у всіх необхідних місцях;
- протигази;
- ізолюючі дихальні апарати;
- індивідуальні газосигналізатори сірководню H₂S;
- комплект першої медичної допомоги;
- переносні детектори газу.

11.3. Пожежна безпека

Поняття пожежна безпека означає стан об'єкта при якому виключається можливість пожежі, а у випадках її виникнення запобігає вплив на людей небезпечних факторів пожежі і забезпечується захист матеріальних цінностей.

Небезпечним фактором пожежі для людей у трубному цеху є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура повітря і предметів, токсичні продукти горіння, дим, знижена концентрація кисню, обвалення і ушкодження будинків, споруд, установок, а також вибух.

Протипожежні заходи в трубному цеху передбачені застосуванням конструкцій будинків і споруд із регламентованими межами вогнестійкості і горючістю, пристроєм у будинках протипожежних перешкод, заходами щодо забезпечення евакуації людей.

Дотримуються протипожежні розриви між будинками і спорудами, передбачені проїзди пожежних автомашин до будинків і споруд.

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

приміщень і у вимірювальних пристроях трубопроводів для контролю проникнення диму.

Лінійний тепловий детектор використано на небезпечних посудинах і насосах, що розташовуються на відкритій площадці.

Проектовані будинки, спорудження і технологічне устаткування забезпечується інженерно-технічними засобами пожежного захисту:

- системами водяного пожежогасіння з гідрантами;
- автоматичними установками водяного пожежогасіння кабельних приміщень;
- пересувними установками пінного пожежогасіння;
- автоматичними установками газового пожежогасіння;
- ручними вогнегасниками;
- автоматичними установками пожежної сигналізації.

Пожежні гідранти води встановлюються по всіх технологічних ділянках із зберігання на відстані максимум 50 м один від одного. Гідранти також передбачені на площадках інженерного забезпечення на відстані максимум 100 метрів один від одного. Гідранти підключаються до кільцевого трубопроводу пожежної води діаметром 150 мм з інтегральним клапаном, що відтинає, і пристроєм, що самоосушується, для запобігання замерзання. Всі гідранти встановлюються в колодязях з ущільнювальною кришкою, кожний гідрант комплектується шафою з допоміжним устаткуванням.

Шафи пожежного гідранту містять шланговий стояк, пожежні шланги, дві розпилюючі насадки і ключ шлангового з'єднання.

До початку експлуатації об'єкти (будинки, споруди, приміщення, технологічні установки) повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння. До первинних засобів пожежогасіння відносяться:

- вогнегасники;

					ДП 141 2024	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- пожежний інвентар (покривала з негорючого теплоізоляційного полотна, грубововняної тканини або повсті, ящики з піском, бочки з водою, пожежні відра, совкові лопати);
- пожежний інструмент (гаки, ломи, сокири тощо).

Засоби пожежогасіння фарбують у сигнальний червоний колір, а надписи на них виконують контрастним білим кольором.

Первинні засоби пожежогасіння - це портативні вогнегасники та засоби, які зазвичай знаходяться поруч з місцем можливої пожежі. Їх використовують для швидкого приглушення невеликої пожежі до прибуття пожежних служб. Первинні засоби пожежогасіння можуть бути різних типів, наприклад:

- Вуглекислий газ (CO₂) - використовується для гасіння електроустаткування та пожеж рідин.
- Порошок - ефективний для гасіння різних типів пожеж.
- Піна - використовується для гасіння пожежі рідин та твердих речовин.
- Вода - використовується для гасіння пожеж твердих речовин.



Рисунок 11.1. Первинні засоби пожежогасіння

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 141 2024

Арк.

92

11.4. Розрахунок блискавкозахисту і заземлюючого пристрою ТП

Відкриті розподільні пристрої (ВРУ) і ПС повинні бути захищені від прямого удару блискавки (ПУБ) відповідно до [4].

Захист від ПУБ може здійснюватися як окремо стоячими блискавковідводами, так і встановленими на конструкціях ВРУ. Останнє рішення є більше економічним, але допускається при певних обмеженнях.

Установка блискавковідводу на конструкції ВРУ-35 кВ допускається при r_e до 500 Ом·м незалежно від площі ЗП, при $750 > r_e > 500$ Ом·м, якщо $S = 10000$ м² і більше.

Від стійок конструкцій ВРУ 35 кВ із блискавковідводами повинне бути забезпечене розтікання струму блискавки по магістралях заземлення в 4-х напрямках. Крім того, повинні бути встановлені 2-3 вертикальних електроди довжиною 3-5 м на відстані не менш довжини електрода від стійки із блискавковідводом.

При установці окремо стоячих блискавковідводів вони повинні мати відособлений заземлювач із опором $R_z \leq 80$ Ом, відстань по землі між заземленнями ПС і блискавковідводу повинне бути не менш 3 м, а відстань по повітрю між блискавковідводом і устаткуванням ПС - не менш 5 м.

Характеристика блискавкозахисту: на шинах підстанції встановлюються обмежувачі перенапруг типу ОПН, а також встановлюють на вводах і наприкінці тросових ділянок. Підходи ПЛ захищають тросами. Якщо підходи екрановані навколишніми будовами, захист блискавковідводами не обов'язковий. Обмежувачі перенапруг приєднують під один роз'єднувач разом із трансформаторами напруги.

На рис. 11.2 показано розташування споруди, яка захищається, і блискавковідводу.

Визначити висоту блискавковідводу при ударі блискавки, якщо $I_m = 150$ кА, опір імпульсного замінника $R_i = 10$ Ом, висота спорудження, що захищається, $h_x = 10$ м, розміри спорудження 6 х 6 м.

По формулі знаходимо:

										Арк.
										93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$U_{\text{макс}} = (150/2) \cdot (10 + \sqrt{100 + 100}) = 1810 \text{ кВ.}$$

Відстань по повітрю повинна бути не менше:

$$S_B = 1810/500 = 3,62 \text{ м.}$$

Відстань у землі:

$$S_3 = 150 \cdot 10 / 300 = 5 \text{ м.}$$

При цих відстанях не відбудеться пробою між блискавковідводом і захищеною спорудою.

Висота блискавковідводу вибирається так, щоб захищена споруда перебувала в захисній зоні блискавковідводу.

Для цього при одиночному блискавковідводі необхідно, щоб:

$$r_x \leq S_B + a = 3,62 + 6 = 9,62 \text{ м,}$$

де a – розмір сторони захищеного об'єкта.

Висота блискавковідводу визначається за формулою:

$$r_x = 1,6h(h - h_x) / (h + h_x),$$

рішенням квадратного рівняння відносно h :

$$h = \frac{1,6hx + r_x}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6hx}{3,2}\right) \cdot \left(\frac{1,6hx}{3,2}\right) + \frac{hx \cdot r_x}{1,6}},$$

приймавши $r_x = 10$ м, при $h_x = 10$ м знаходимо висоту блискавковідводу $h = 19$ м.

Розрахунок заземлюючого пристрою цехової підстанції трубного цеху

Вихідні дані: $U_1 = 6$ кВ; $U_2 = 0,4$ кВ; $I_3 = 24$ А; Грунт: суглинок.

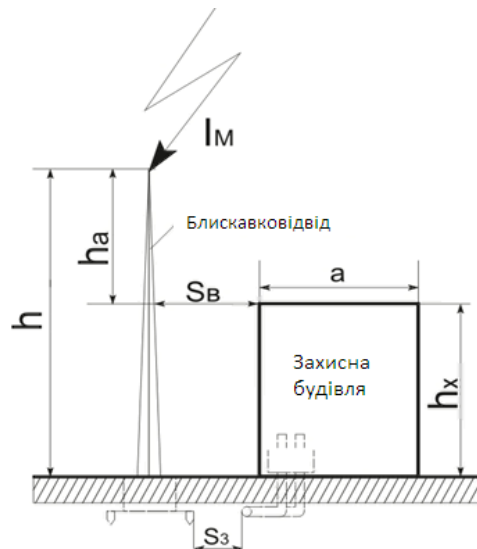


Рисунок 11.2. Розташування захисної споруди і блискавковідводу

										Арк.
										94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 141 2024

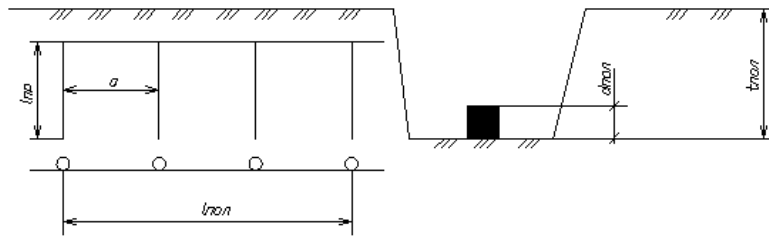


Рисунок 11.3. Принцип виконання заземлення

Задаємося умовами: вид заземлювача – прут діаметром 12 мм; $L_{ст} = 5$ м – довжина стержня; $a = 5$ м – відстань між стержнями; $b \times h = 40 \times 4$ мм – розміри полоси; $t = 70$ см – глибина залягання; розміщення: в ряд.

Підготовчі дані: питомий опір ґрунту - $\rho = 1 \cdot 10^4$ Ом/см.

Згідно [1], при $U_2 = 0.4$ кВ приймаємо опір ЗП рівний $R_{зп} \leq 4$ Ом.

Згідно [1], при $U_1 = 10$ кВ приймаємо опір ЗП рівний $R_{зп} \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{24} = 5,2$ Ом.

$K_c = 2$ – сезонний коефіцієнт.

Визначаємо опір одиночного прутка:

$$R_{оп} = 0,00227 \cdot \rho \cdot K_c = 0,00227 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 2 = 45,4 \text{ Ом.}$$

Кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_{оп} \cdot n_{р.}}{R_{з.у.}} = \frac{45,4}{4} \approx 11 \text{ шт.}$$

Довжина з'єднувальної полоси:

$$L_{пол} = (n - 1)a = (11 - 1) \cdot 5 = 50 \text{ м.}$$

Визначаємо опір полоси:

$$R_{пол} = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_n}{n_{пол} \cdot L_{пол}} \cdot lq \cdot \frac{2 \cdot Ln^2}{L \cdot t_{пол}} = \frac{0,366 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 1,4}{0,47 \cdot 5 \cdot 10^3} \cdot lq \cdot \frac{2 \cdot (5 \cdot 10^3)^2}{0,4 \cdot 70} = 19,4 \text{ Ом.}$$

Опір заземлювача з урахуванням заземлюючої полоси:

$$R_{ст} = \frac{R_{зп} \cdot R_{пол}}{R_{пол} - R_{зп}} = \frac{4 \cdot 19,4}{19,4 - 4} = 5 \text{ Ом.}$$

Визначаємо дійсну кількість прутків:

$$n = \frac{R_{оп}}{R_{ст} \cdot n_{уст}} = \frac{45,4}{0,47 \cdot 5} = 19 \text{ шт.}$$

Уточнена довжина полоси:

					ДП 141 2024	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{пол} = (n-1) \cdot a = (19-1) \cdot 5 = 90 \text{ Ом} .$$

Визначаємо опір полоси:

$$R_{1пол} = \frac{0.366 \cdot \rho \cdot Kn}{n_{пол} \cdot L_{пол}} \cdot lq \cdot \frac{2 \cdot Ln^2}{L \cdot t_{пол}} = \frac{0.366 \cdot 1 \cdot 10^4 \cdot 1.4}{0.47 \cdot 9 \cdot 10^3} \cdot lq \frac{2 \cdot (9 \cdot 10^3)^2}{4 \cdot 70} = 11,5 \text{ Ом} .$$

Опір заземлювача з врахуванням заземлюючої полоси:

$$R_{зу} = \frac{R_{пол} \cdot R_{np}}{R_{пол} + R_{np}} = \frac{11,5 \cdot 5}{11,5 + 5} = 3,5 < 4 \text{ Ом} .$$

Примітка: ЗП розташовані з боку підстанції. Внутрішній контур з'єднаний із зовнішнім не менше як у двох місцях згідно ПУЕ. Все устаткування радіально зануляється.

					ДП 141 2024	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. СПЕЦПИТАННЯ. ІНФОРМАЦІАНА СИСТЕМА ПІДТРИМКИ ОБМІНУ ДАНИМИ З СИСТЕМОЮ ЕНЕРГОРИНКУ УКРАЇНИ

12.1. Передумови впровадження й концепція побудови автоматизованих систем

Автоматизовані системи – це наступний після багатофункціональних електронних лічильників етап в історії розвитку обліку електричної енергії, управління технологічними процесами приймання, передавання, розподілу й споживання електричної енергії.

Упровадження й широке використання автоматизованих систем зумовлені новими вимогами до системи електропостачання в умовах ринкових відносин і зміною пріоритетів наприкінці ХХ століття, коли в Україні відбувався перехід від планової економіки до ринкових відносин між суб'єктами господарювання. Робота в нових економічних умовах показала недосконалість тогочасної системи обліку електричної енергії. Однією з основних причин цього була відсутність достовірного обліку електричної енергії на всіх ділянках і рівнях від її виробників до споживачів. Це зумовлювала відсутність на той час в Україні вітчизняних підприємств із виробництва всіх необхідних приладів вимірювання, засобів збору, передавання та обробки інформації щодо обліку електричної енергії. Намагання окремих компаній і підприємств використовувати прилади іноземного виробництва не привели до корінного вирішення проблеми, тому що це були прилади різних типів і рівнів, а отже вони були неспроможні створити єдину інформаційно-вимірювальну систему.

Електроенергія в нових ринкових умовах у масштабі країни стала стратегічним товаром, від виконання цивілізованих ринкових умов купівлі/продажу якого залежала можливість нормального функціонування всього народного господарства й існування України як самостійної держави. Специфічність цього товару в тому, що його вартість весь час змінюється, оскільки залежить не лише від витрат на її виробництво й передавання, а й від моменту попиту (години доби, дня тижня, пори року).

Вирішення проблеми, як продавати/купувати такий специфічний товар, як електроенергія, на той час уже було відомим і впродовж багатьох десятиліть в інших країнах із ринковими відносинами на практиці себе виправдало. Воно полягало в переході до тарифів реального часу, які дозволяли визначати дійсну ціну електроенергії й оптимізувати її виробництво, постачання та споживання.

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			12.Індивідуальне завдання	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко					97	4
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого єр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

Це було можливим лише за умови централізованого в масштабах усієї держави вдосконалення системи обліку електроенергії й вимагало втручання в цей процес зі сторони держави на найвищому рівні.

Досвід експлуатації енергетичних систем у країнах із ринковими відносинами свідчив про необхідність уведення процедур перевірки точності й достовірності інформації на всіх рівнях і в усіх точках системи обліку електроенергії та обробки даних цього обліку. Це було важливим як із технічного погляду, так і з погляду фінансових і правових відносин між виробниками, постачальниками й споживачами електричної енергії.

У 1995 році Президент України підписав Указ № 282/95 «Про переведення електроенергетики на роботу в умовах ринку» та ухвалив рішення про розроблення галузевої програми й концепції розвитку **автоматизованих систем обліку електроенергії** в умовах ринку.

Згідно з цими документами був створений та існує до цього часу Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) з незалежних акціонерних компаній (державних електричних компаній та державних акціонерних електричних компаній), незалежного регулювального органу (Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України (НКРЕ) та Енергоринку – державного підприємства, що керує ОРЕ, забезпечує погодинний облік електроенергії й установлює погодинні оптові тарифи реального часу).

Ефективність застосування тарифів реального часу значно залежить від додержання двох основних умов:

1) в енергоринку повинна існувати автоматизована система управління в реальному часі, що в мінімальному варіанті повинна містити автоматизовану систему комерційного обліку й контролю виробництва, постачання та споживання електричної енергії й функціонувати в реальному масштабі часу на всьому просторі енергоринку держави;

2) автоматизованих взаєморозрахунків між учасниками енергоринку.

Розроблена «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» [6], згідно з якою висувують підвищені вимоги до системи обліку електроенергії: рівня її автоматизації, точності, надійності, одночасності та цілісності.

Точність системи обліку здебільшого визначають засобами інформаційно-вимірювальної техніки й принципами її використання.

Достовірність подання вимірювальної інформації необхідно досягати завдяки автоматизації процесу одержання даних упродовж всього часу обліку, реєстрації даних, їх дублюванням та обов'язковою верифікацією – комплексом процедур перевірки точності й достовірності інформації.

										Арк.
										98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 141 2024

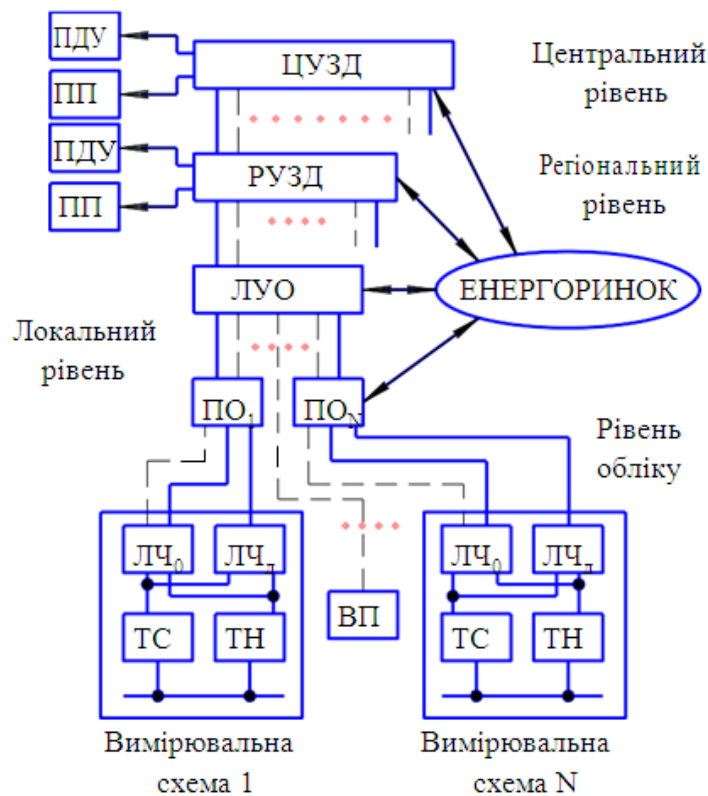


Рисунок 12.1 – Структурна схема багаторівневої системи обліку електроенергії

Прилади обліку повинні мати енергонезалежну пам'ять і годинник реального часу, а також здійснювати формування, обробку й накопичення вимірювальної інформації за різні інтервали часу. На цьому рівні поряд зі збором та обробкою даних передбачена верифікація вимірювальної інформації щодо кожного об'єкта контролю ЛУО, що передбачає не лише перевірку функціонування основного й дублювального лічильників, але й перевірку точності їх показань. Устаткування ЛУО повинне бути орієнтованим на різні типи засобів обліку;

- 3-й рівень – **регіональний** (РЕС, Обленерго), що містить у своєму складі регіональне устаткування збору даних (РУЗД).

На цьому рівні як апаратний базис інтеграції пристроїв обробки даних необхідно використовувати високонадійні вимірювальні засоби, що відповідають сучасним стандартам. Це дозволяє поєднувати їх високі експлуатаційні характеристики з доступністю програмного забезпечення для базового операційного середовища;

АСОЕ НЕК «Укренерго» – ієрархічна система і має локальний, регіональний і центральний рівні.

12.2.1. Локальний рівень автоматизованої системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго»

До локального рівня АСОЕ НЕК «Укренерго» належать підстанції 220–750 кВ. Узагальнена структурна схема АСОЕ локального рівня наведена на рисунку 12.2, а три варіанти функціональних схем АСОЕ цього рівня – на рисунках 12.3–12.5. Характерною особливістю всіх трьох варіантів функціональних схем АСОЕ локального рівня є те, що програмно-технічні засоби локальної АСОЕ утворюють **три підрівні**:

1) **вимірювальний підрівень**, до складу якого належать: вимірювальні трансформатори струму й напруги, вторинні кола вимірювальних трансформаторів, лічильники електричної енергії, пристрої обліку. На цьому підрівні автоматизоване збирання даних вимірювань параметрів електроенергії забезпечується за допомогою двох видів лічильників:

– лічильників, що мають лише імпульсний вихід (переважно лічильників власних потреб підстанцій), первинна база даних яких формується у приладі обліку (графіки навантаження, кількість електроенергії за тарифними зонами тощо). Вони містять лише дані про кількість електроенергії, виміряну лічильниками;

– лічильників, що мають цифровий інтерфейс: петлю струму, RS 485 та інші (основних і дублювальних лічильників комерційних точок обліку), первинна база даних яких формується в самих лічильниках і містить дані про кількість електроенергії; графіки навантаження, параметри електричної мережі, журнал подій тощо;

2) **комунікаційний підрівень**, до якого належать: програмно-технічні засоби автоматизованого збору даних із лічильників (перетворювачі інтерфейсів, мультиплексори, комунікаційний сервер, кабелі тощо);

3) **підрівень опрацювання, подання й передавання інформації**, що

										Арк.
										102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 141 2024

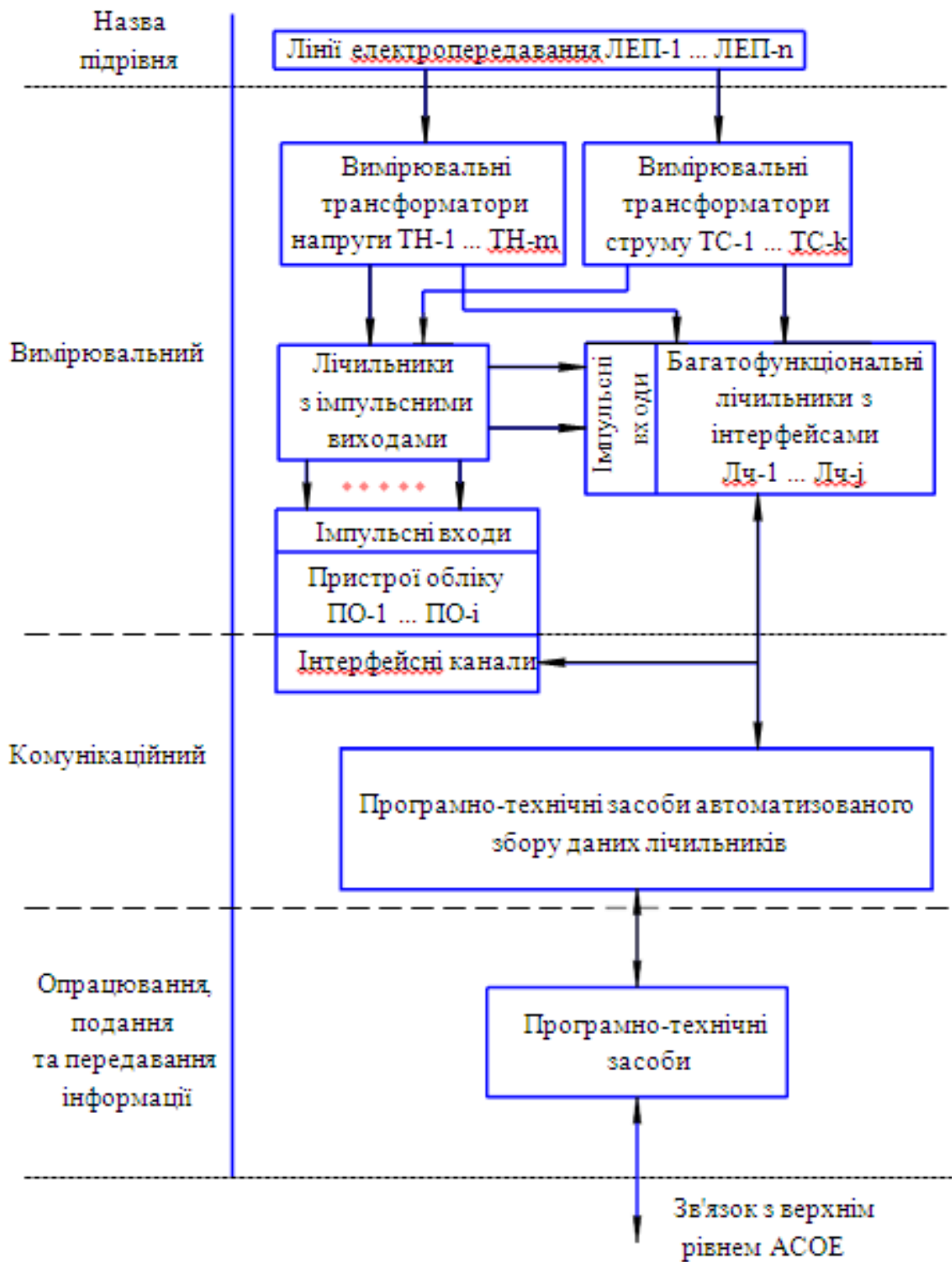


Рисунок 12.2 – Узагальнена структурна схема локальної АСОЕ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

АРМ АСОЕ чергового підстанції локальною обчислювальною мережею (ЛОМ) із використанням корпоративного протоколу:

- одержує й відображає дані бази даних комунікаційного сервера;
- формує та надсилає в базу даних комунікаційного сервера дані ручного вводу, таблиці оперативних перемикачів та інше.

Функціонування ЛОМ підстанції всіх користувачів забезпечує концентратор. Після виходу з ладу комунікаційного сервера автоматизоване збирання даних неможливе, АСОЕ припиняє функціонувати як автоматизована система;

- в АСОЕ, виконаній згідно з варіантом 2 (рис. 12.4), бази даних формуються паралельно в комунікаційному сервері та АРМ АСОЕ чергового підстанції. Для цього АРМ АСОЕ чергового підстанції оснащена мультипортовими картами, до яких підключені лічильники з цифровими інтерфейсами й прилад обліку. АРМ АСОЕ містить додатково програмне забезпечення збирання даних із лічильників, аналогічне комунікаційному серверу. Комунікаційний сервер може бути доповнений програмним забезпеченням, аналогічним АРМ АСОЕ чергового підстанції, і відповідно виконувати функції АРМ.

У разі виходу з ладу комунікаційного сервера автоматизоване збирання даних можливе за допомогою АРМ АСОЕ чергового підстанції, й АСОЕ функціонує як автоматизована система. Аналогічно після виходу з ладу АРМ АСОЕ чергового підстанції його функції може виконувати комунікаційний сервер. Безпосередній доступ до лічильників (збирання даних та ін.) зовнішніми системами, зокрема АСОЕ верхніх рівнів, у такій структурі неможливий;

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		105

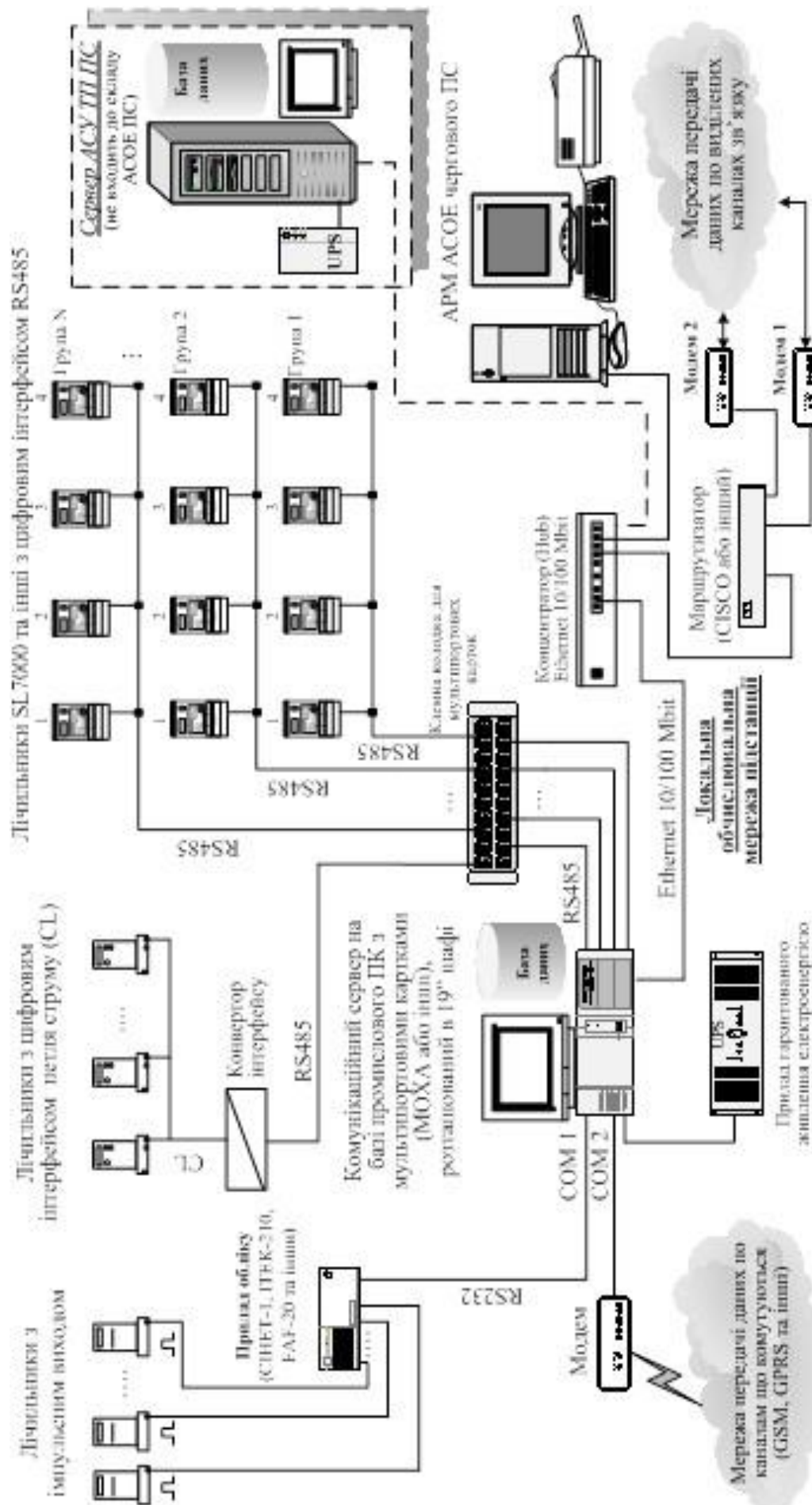


Рис.6.17. Структурна схема локального різня АСОЕ НЕК "Укренерго" для ПС 220 -/- 750 кВ (варіант 1)

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

ДП 141 2024

• в АСОЕ, виконаній згідно з варіантом 3 (рис. 12.5), лічильники з цифровими інтерфейсами та прилад обліку ввімкнені через комунікаційні модулі (serial port server) ЛОМ підстанції. Для лічильників, що мають два цифрові інтерфейси, наприклад SL 7000 – RS 232 і RS 485, можливе включення кожного інтерфейсу до ЛОМ підстанції. Водночас варіанти підключення зовнішніх систем до ЛОМ підстанції можуть бути різними. У локальній АСОЕ варіанту 3 бази даних формуються аналогічно до варіанту 2. ЛОМ підстанції доповнена комутатором, що забезпечує доступ до лічильників із цифровими інтерфейсами та приладу обліку:

- комунікаційного сервера;
- АРМ АСОЕ чергового підстанції;
- зовнішніх систем, зокрема й обладнання суміжного суб'єкта ОРЕ.

У такій структурі в разі виходу з ладу комунікаційного сервера й АРМ АСОЕ чергового підстанції автоматизоване збирання даних можливе.

На локальному рівні АСКОЕ виконують як комерційний, так і технічний обліки електроенергії.

Для комерційного обліку на підстанціях НЕК «Укренерго» використовують лише багатофункціональні лічильники електроенергії, а для технічного – індукційні або електронні, обладнані імпульсними телеметричними виходами, а також пристрої обліку.

Можливе використання багатофункціональних лічильників для приймання імпульсів від лічильників із телеметричними виходами, що ведуть облік споживання електроенергії на власні потреби об'єктів.

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		107

Лічильники SL7000 та інші з цифровим інтерфейсом RS485

Лічильники з цифровим інтерфейсом ледя електрики (CL)

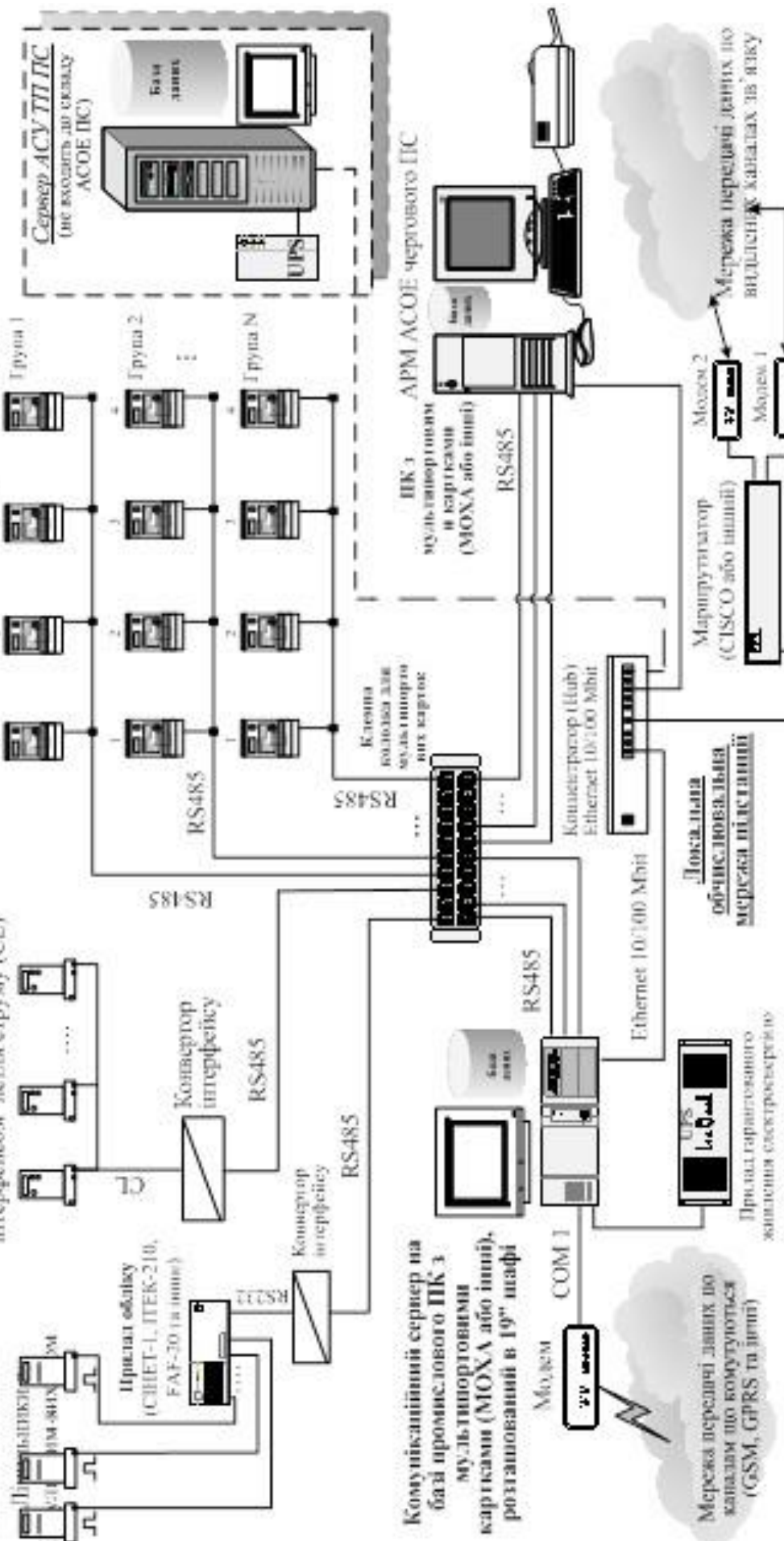


Рис.6.18. Структурна схема локального рішення АСОЕ НЕК "Укренерго" для ПС 220 кВ (варіант 2)

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

ДП 141 2024

Арк.

108

суміжних суб'єктів ОРЕ, сусідніх ЕС і сусідніх держав;

- перевірка достовірності, накопичення, зберігання, ручне введення й обробка інформації;

- формування екранних форм і графіків;

- генерація звітних документів.

12.2.3. Центральний рівень автоматизованої системи обліку електроенергії НЕК «Укренерго»

Центральний рівень АСОЕ НЕК «Укренерго» – це програмно-технічний комплекс, призначений для виконання таких основних функцій:

- збирання оброблених і звітних даних з обліку електричної енергії, що надходять від регіональних АСОЕ та АСОЕ енергосистем суміжних держав, а також первинної інформації щодо міждержавного перетікання електроенергії та іншої інформації за необхідністю;

- довгострокового зберігання інформації;

- перевірки достовірності інформації шляхом проведення балансових розрахунків;

- одержання результативних параметрів обліку електроенергії;

- формування екранних і звітних форм;

- передавання необхідної інформації головному операторові АСОЕ або до системи обліку й розрахування ДП «Енергоринок» та в енергосистеми сусідніх держав.

					ДП 141 2024	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		111

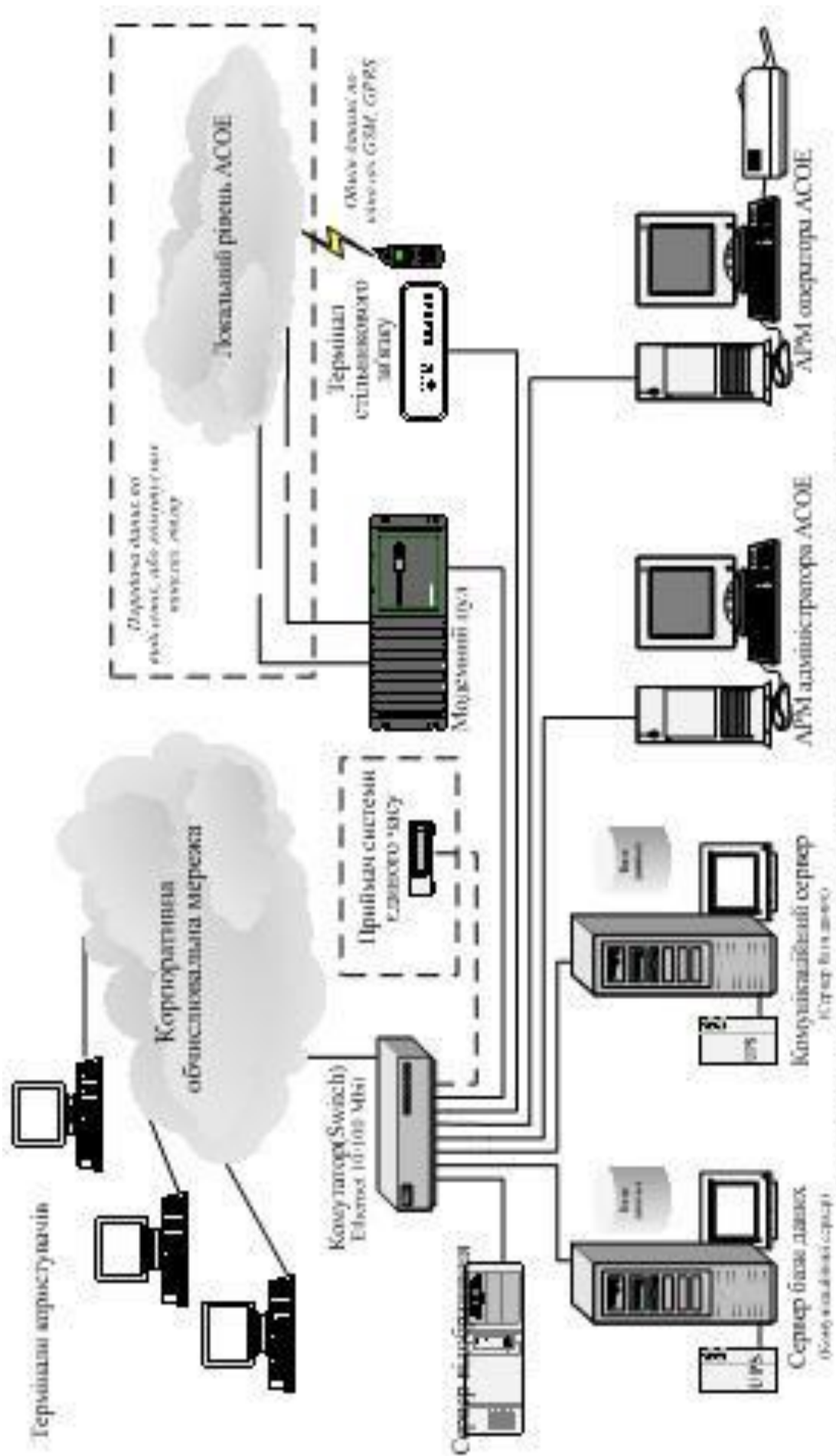


Рис.6.20. Структурна схема регіональної рівня АСОЕ НЕК "Українська"

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 141 2024

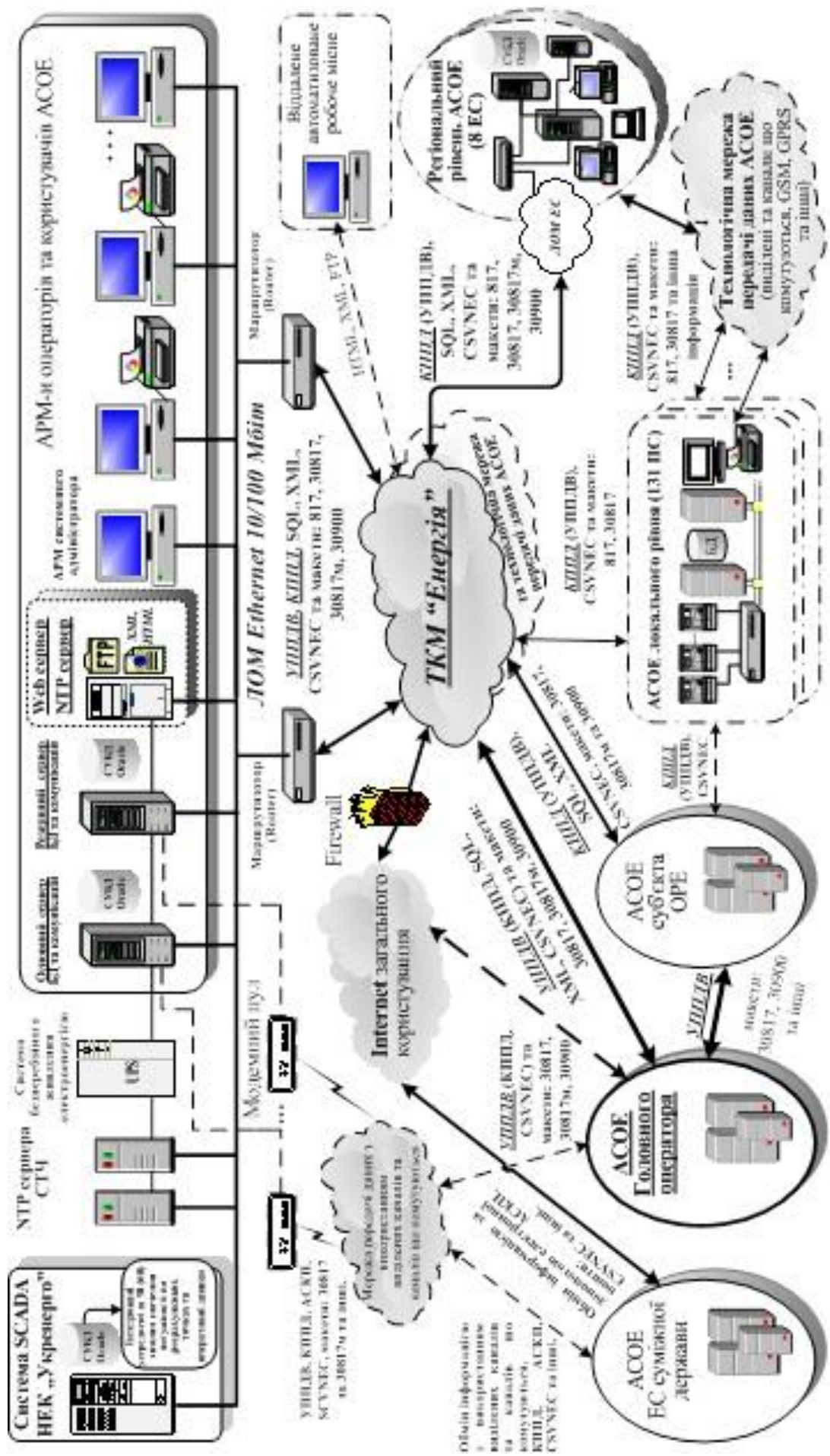


Рис. 6.21. Структурна схема АСОЕ центрального рівня НЕК "Укренерго"

12.3. Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії

12.3.1. Призначення та складові

Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) призначені для функціонування на рівні об'єктів обліку й забезпечують автоматизований облік електричної енергії на основі даних, одержуваних безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів енергії.

АСКОЕ використовують на таких об'єктах:

- електростанціях;
- розподільних та постачальних енергокомпаніях;
- промислових і сільськогосподарських підприємствах;
- у побуті й сфері послуг.

До основних функцій АСКОЕ належать:

- автоматизація процесів збору, передавання й обробки інформації;
- забезпечення розрахункового обліку, контролю параметрів електроспоживання та диспетчерського керування;
- контроль за режимами постачання електричної енергії;
- стеження за споживаною потужністю та втручання в процес розподілу в разі порушення окремими споживачами встановлених обмежень;
- формування архівованих звітів щодо виробництва/споживання електроенергії;
- контроль за споживаною потужністю з 5-хвилинним періодом інтеграції, 30-ти хвилинною ковзною, 30-хвилинною фіксованою періодичностями, прогнозування 30-хвилинної ковзної потужності та енергії на кінець півгодини з 5-хвилинним періодом поновлення;
- щомісячне визначення фактичного небалансу між обсягами виробленої та спожитої електроенергії з метою контролю за точністю засобів обліку електричної енергії й можливим несанкціонованим її споживанням;
- визначення вартості й собівартості виробництва, передавання й розподілу

										Арк.
										115
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 141 2024

електричної енергії;

- зменшення комерційних втрат унаслідок підвищення точності обліку електричної енергії.

Згідно зі структурною схемою на рисунку 12.8 [6] АСКОЕ – багаторівнева система, побудована за ієрархічним принципом, поділена на три рівні й містить три підсистеми:

3) **вимірювальну підсистему нижнього рівня**, призначену для вимірювання й обліку електричної енергії за допомогою лічильників за кожною точкою обліку (на рис. 12.8 ЛЧ1–ЛЧ12) із метою комерційних розрахунків за споживану електроенергію, а також для контролю характеру електроспоживання. У своєму складі вона має вимірювальні комплекси (трансформатори струму, трансформатори напруги й лічильники);

4) **обчислювальну й комутаційну підсистему середнього рівня**, призначену для забезпечення автоматизованого збору, передавання, обробки, накопичення та зберігання даних про параметри потоків електричної енергії й потужності. У своєму складі вона має автоматизовані робочі місця споживачів (на рис. 12.8 АРМ СП № 1 – АРМ СП № 6) і пристрої приймання-передавання даних. На цьому рівні зазвичай у кожного споживача є АРМ групи обліку (АРМ ГО);

5) **інформаційну підсистему верхнього рівня**, призначену для створення єдиного інформаційного простору між окремими суб'єктами енергоринку й між головними службами замовника для організації контролю за виробництвом, розподілом і споживанням електроенергії.

Таким чином, можна зробити висновок, що АСКОЕ – це сукупність інформаційно-вимірювальних пристроїв, з'єднаних між собою лініями зв'язку, що забезпечують можливість збору, передавання й обробки даних, що надходять із нижнього рівня на середній і верхній рівні системи для визначення точного обсягу відпущеної/спожитої електроенергії окремими суб'єктами енергоринку.

										Арк.
										116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

тощо), складання балансів різних рівнів (під'їзду, будинку, фідера, підстанції тощо);

3) керування споживанням електроенергії на рівні окремого споживача (обмеження споживання, відключення/підключення та ін.).

У складі системи SMART IMS три основні частини:

1) датчик електроенергії SMART ElSensor – складова електронного лічильника, що виконує такі функції:

- вимірювання електроенергії та потужності для одного об'єкта споживання (наприклад, квартири) однофазної мережі живлення;
- передавання/приймання інформації через інтерфейс P-Net (4 проводи, прокладені в кабельній шахті під'їзду, наприклад телефонну проводку);
- зберігання інформації в енергонезалежній пам'яті;
- автоматичне відмикання в разі коротких замикань і різниці струмів у фазному й нейтральному проводах (виконання функцій ПЗВ);
- ручне дистанційне відімкнення за несплату, яке виконується за командою оператора з дистанційного пульта;
- програмування норми максимального споживання й відімкнення в разі перевищення цієї норми.

На рисунку 12.9 зображена схема багатоканального лічильника з виходом на P-Net, що може містити до 4 датчиків електроенергії (ДЕ) та здійснювати контроль і керування споживанням електроенергії в чотирьох точках обліку однофазної мережі. Такі лічильники встановлюють у багатоквартирних будинках у поверхових щитках. Дані передають за допомогою магістралі P-Net, функції якої може виконувати телефонний провід, прокладений у шахті під'їзду.

										Арк.
										118
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 141 2024

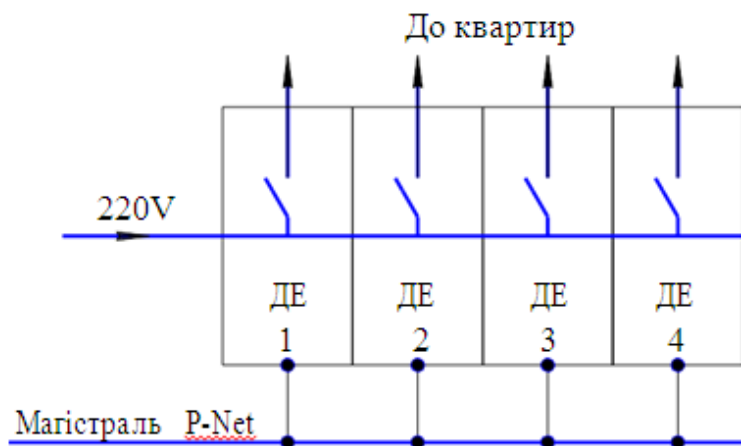


Рисунок 12.9 – Схема багатоканального лічильника з виходом на P-Net

На рисунку 12.10 зображена схема багатоканального лічильника з виходом на PL. Цей лічильник також може містити до 4 датчиків електроенергії. Він так само призначений для здійснення контролю й керування споживанням електроенергії в чотирьох точках обліку однофазної мережі, але встановлюють його в окремих будинках. Такий лічильник можна монтувати на опорах. Дані від нього передають за допомогою електропроводки.

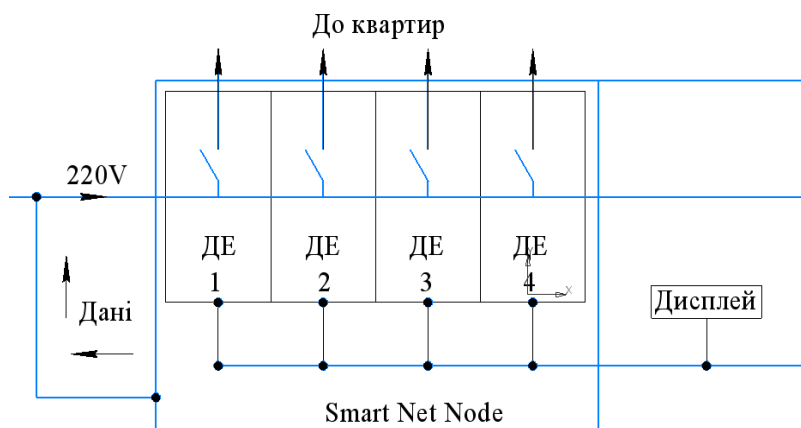


Рисунок 12.10 – Схема багатоканального лічильника з виходом на PL

2) вузол мережі SMART Net Node. Ця частина може входити як до складу терміналу групи споживачів (у багатоквартирних будинках), так і до складу лічильника електроенергії (у приватному секторі). Його головне завдання – збирання даних із датчиків електроенергії та передавання їх далі електропроводкою в межах фідера. Він має інтерфейс для передавання даних

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

електропроводкою (PLC Power line Communication) і процесор для керування всіма операціями.

Основні функції вузла мережі:

- забезпечення збирання й попереднє зберігання первинної облікової та технічної інформації з багатоканальних лічильників. Один вузол мережі може контролювати до 64 датчиків електроенергії;
- забезпечення передавання зібраних даних PL-магістраллю;
- забезпечення можливості зберігання й редагування шестизонної добової тарифікаційної сітки та відповідних тарифікаційних коефіцієнтів;
- формування показників споживання окремо за кожною точкою обліку з урахуванням тарифних зон;
- формування даних про аварійно-технічний стан обладнання системи;
- має енергонезалежну пам'ять і вбудований годинник реального часу;

3) **маршрутизатор SMART Router**, призначений для керування цифровими пакетами даних, що надходять від окремих вузлів мережі, розміщених на фідері, та передавання їх у центр керування. Його підключають до всіх трьох фаз електромережі. Інформаційний зв'язок маршрутизатора з вузлами мережі здійснюють PL-магістралями (електромережею 0,4 кВ). Двосторонній зв'язок між маршрутизатором і центром керування можуть забезпечувати по-різному. Як передавальний пристрій можуть використовувати GSM- або радіопередавач, модем для виділеної або комутованої телефонної лінії тощо.

На рисунку 12.11 зображена схема збирання даних під час контролю споживачів одного фідера трансформаторної підстанції за допомогою системи SMART IMS. Дані від кожного датчика електроенергії (ДЕ) надходять на вузол мережі SMART Net Node. Схемою передбачені певні особливості збирання даних у багатоквартирних і приватних будинках.

У багатоквартирному будинку дані від кожного датчика надходять на вузол мережі (SMART Net Node), конструктивно суміщений із лічильником на першому поверсі. Між вузлом мережі й маршрутизатором існує інформаційний зв'язок

										Арк.
										120
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 141 2024

електропроводкою (PL). Також на першому поверсі розміщений термінал користувачів, що забезпечує доступ кожного споживача (квартири) до будь-якої інформації обліку (наприклад, обсягу спожитої електроенергії за певний період часу), а також керує поданням електроенергії у квартиру, якщо з центру керування не накладені штрафні санкції, скажімо за несвочасну сплату за спожиту електроенергію. Для уникнення можливості доступу сторонніх осіб до одержання інформації або здійснення операцій керування кожний споживач має персональний код (пароль), повідомлений лише йому.

Для підведення балансу споживання електроенергії в багатоквартирному будинку (під'їзді) встановлюють трифазний лічильник, що має інформаційний вихід на електропроводку (PL) для зв'язку з маршрутизатором (SMART Router).

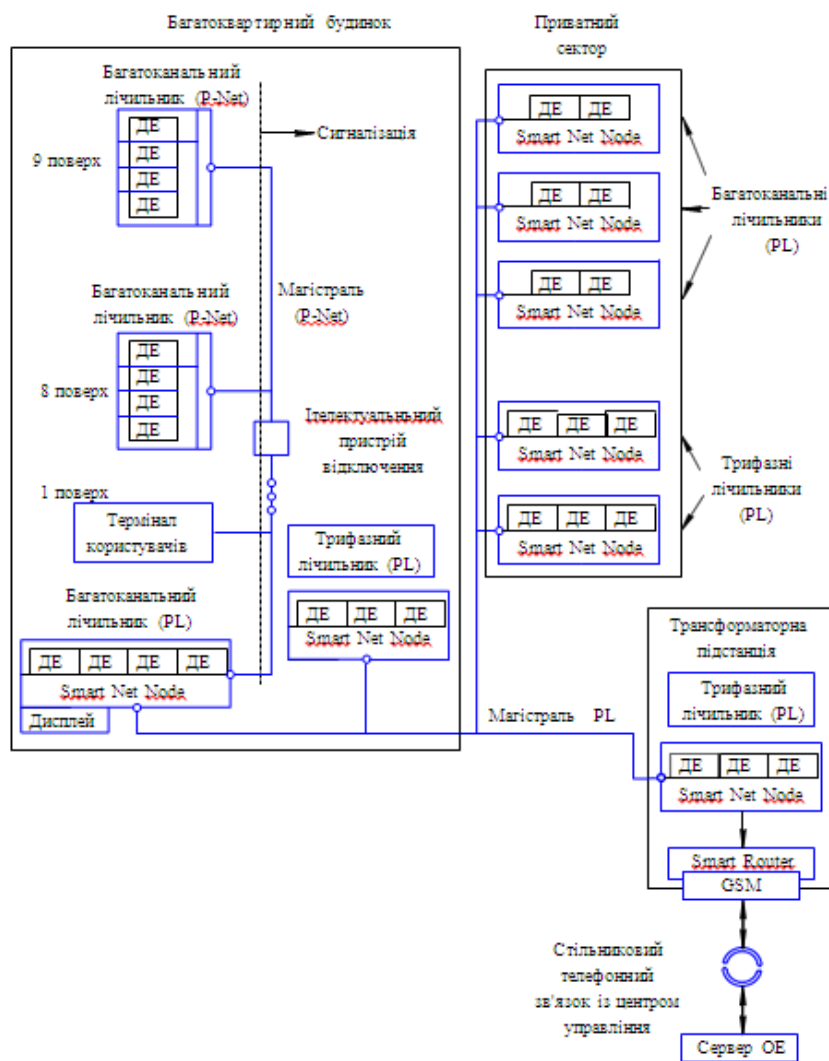


Рисунок 12.11 – Схема збирання даних за допомогою системи SMART IMS

У приватному секторі встановлюють як однофазні, так і трифазні лічильники

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

електроенергії в нормальному й аварійному режимах;

- забезпечення економічного режиму роботи мереж за додержання заданих режимів електропостачання;
- оперативне керування мережею електропостачання.

В АСК ТП зазвичай застосовують децентралізований принцип їх побудови з розподіленим «інтелектом» без проміжних телемеханічних контролерів і суматорів та з використанням як звичайних, так і багатофункціональних електронних лічильників. На рисунку 12.12 наведена структурна схема взаємозв'язків між АСК ТП обленерго з АСК ТП різних рівнів, а на рисунку 12.13 – функціональна схема комплексу технічних засобів енергопередавальної компанії. Згідно з цими схемами АСК ТП – це сукупність автоматизованих інформаційно-вимірювальних підсистем комерційного (АСКОЕ) та технічного (АСТОЕ) обліку електричної енергії промислових підприємств і районів електричних мереж (РЕМ), систем диспетчерського керування (АСДК), протиаварійної та релейної автоматики (АС ПАіРА), керування технологічними процесами підстанцій (АСК ТП ПС), розміщених на об'єктах експлуатації та засобів обробки й передавання вимірювальної інформації, що знаходяться в реєстрі засобів вимірювальної техніки.

Між окремими складовими АСК ТП використовують різні види ліній зв'язку, приклади яких зображені на рисунку 12.12.

Збір, накопичення та первинна обробка інформації відбувається в центрах АСК ТП РЕМ (рис. 12.13), а потім корпоративна СПД передає інформацію на сервер АСК ТП енергопередавальної компанії (ЕПК). Локальна мережа забезпечує зв'язок між сервером АСК ТП ЕПК та автоматизованими робочими місцями таких автоматизованих систем: диспетчерського керування (АСДК), чергового диспетчера, ПАіРА, АСТОЕ, АСКОЕ.

Прикладом АСК ТП підстанцій може бути **система SCADA**, виробництво основних складових частин якої налагоджене в Україні та є позитивний досвід практичного її використання.

АСК ТП **SCADA** (supervisory control and data acquisition) призначена для

					ДП 141 2024	Арк.
						123
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

SCADA підстанції. Згідно з нею пристрої релейного захисту й автоматики та програмовані контролери одержують живлення від мережі 220 В постійного струму, а комп'ютерні засоби – від мережі 220 В (+10/-15 %) змінного струму частотою 50 Гц (± 1 Гц) і лінією 220 В постійного струму від акумуляторних батарей (основне й резервне живлення з АВР).

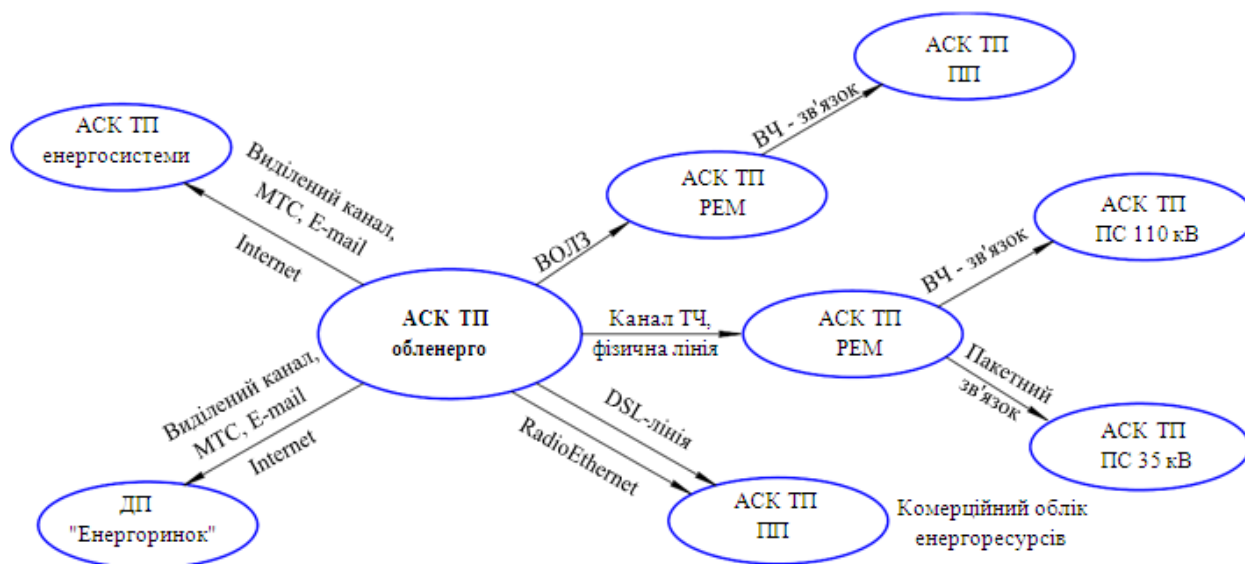


Рисунок 12.12 - Структурна схема зв'язків АСК ТП обленерго

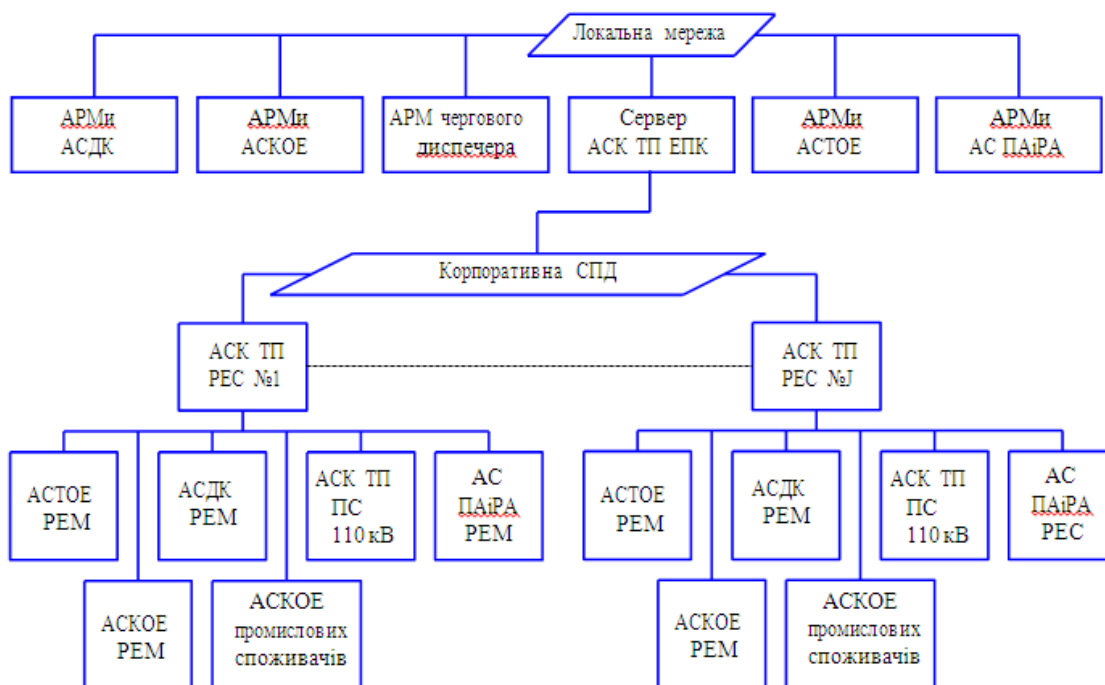


Рисунок 12.13 - Функціональна схема комплексу технічних засобів АСК ТП ЕПК

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

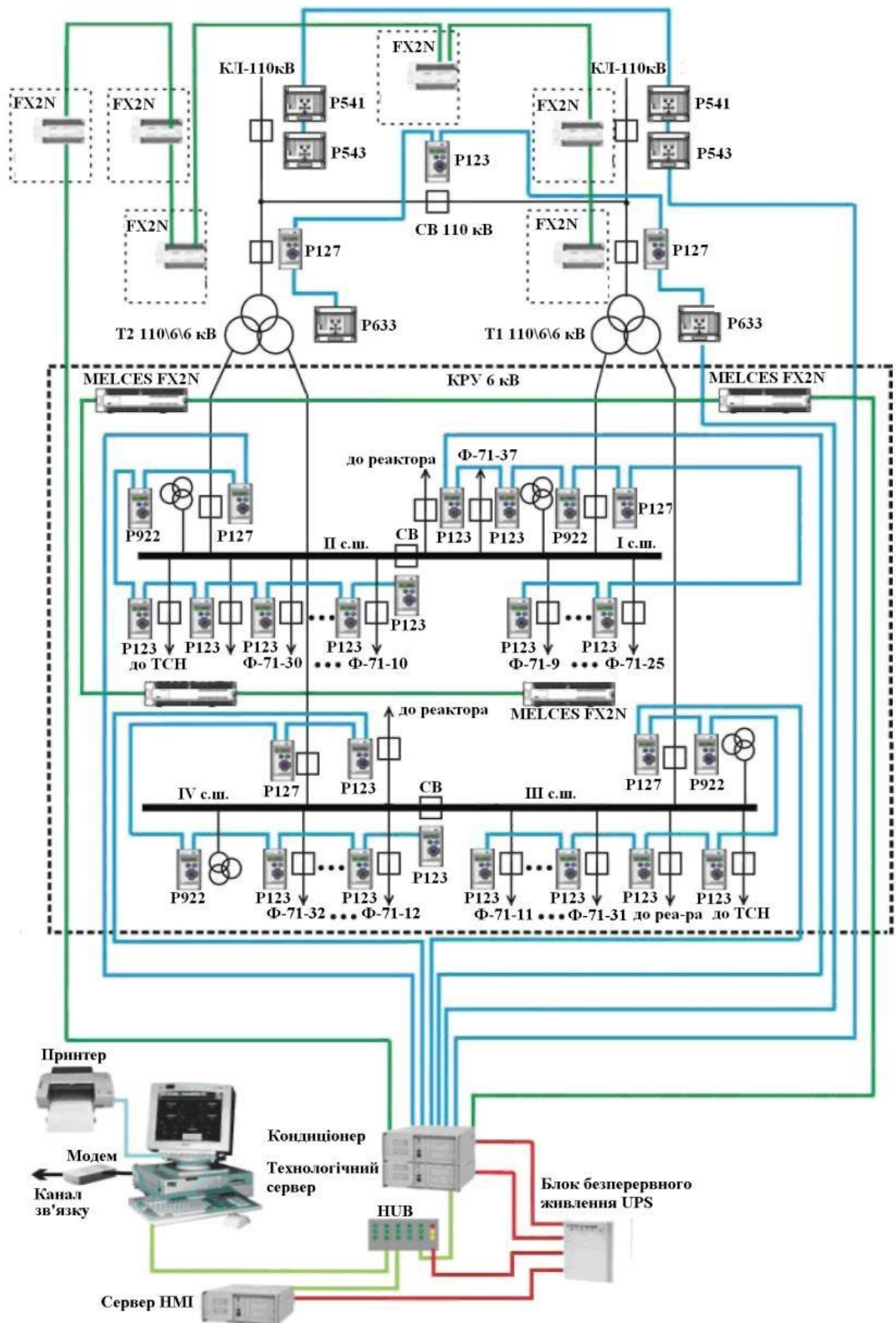


Рисунок 12.14 – Схема організації локальної мережі ACK ТП SCADA підстанції

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ВИСНОВОК

У дипломному проекті виконані розрахунки і вибір основного устаткування трубного цеху ТОВ «УМЗ». В основному розділі розраховані електричні навантаження трубного цеху, потужність компенсуючих пристроїв, втрати трансформаторів, струми короткого замикання, привод мостового крану, а також описані вимоги до РЗА, обліку і вимрювання електричної енергії та її якості.

На основі вище викладеного, цех повинен отримувати живлення від двох незалежних джерел, тобто з різних шин ГПП. Оскільки цех знаходиться на відстані 0,2 км від ГПП, то в ньому передбачена ТП на 6/0,4 кВ, із двома сухими силовими трансформаторами марки ТСЗ-250/6-0,4кВ. Низьковольтна підстанція укомплектована панелями ШНЛ і ШНВ у кількості 7 штук з автоматами ВА. Ввідні й секційні автомати марки ВА83-41 і ВА74-40. Ввід на цехову підстанцію здійснюється кабелем ААБЛу-6-1(3х35) $I_{доп} = 105$ А прокладеним у траншею по одному кабелю на ввід. На високій стороні силового трансформатора встановлені комірки серії КРУ-2. Вони укомплектовані вимикачем навантаження типу ВВТЭ-6/630У2 з електромагнітним приводом ПРА-17, шинним роз'єднувачем типу РВЗ6-630ПУЗ. Споживачі в цеху заживлені від семи ШР.

ШР укомплектовані автоматичними вимикачами серії ВА. Для керування низьковольтними споживачами використовуються магнітні пускачі типу ПМЛ. Усе встаткування заземлене й занулене. Заземлюючий контур розташований з боку підстанції, із двома вводами в цех. Система заземлення типу TN-C-S.

В розділі «Охорона праці» розрахований блискавкозахист та заземлення ГПП, а також виконаний розрахунок пристрою захисного заземлення цехової трансформаторної підстанції. Розглянуті заходи з електробезпеки, пожежної безпеки.

Розглянуто індивідуальне завдання «Інформаційна система підтримки обміну даними з системою енергоринку України».

					ДП 141 2024			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Рябець Д.О.			Висновок	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Шестеренко					127	1
Реценз.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого гр. ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова книга, 2004 р. – 656 с.
2. Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування / Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. – Київ, 2013, - 424 с.
3. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т харч. технол. – К.: НУХТ, 2011. – 319 с.
4. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476.
5. Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2007 р. – 280 с.
6. Василега П.О. Електропостачання: підручник / П.О. Василега. - Суми : Сумський державний університет, 2019. - 521с.
7. Навчальний посібник. Джигирей В. С., Сторожук В. М., Лико Х.І., Туряб Л. В.; За ред. В. Ц. Жидецького. - Львів: Афіша, 2000.
8. Маскальова В.М., Батлук В.А., Кусковець С.Л., Филипчук В.Л. Охорона праці (питання та відповіді). Довідник. – Львів: Магнолія 2006, 2023. – 350 с.
9. Основи охорони праці: Підручник. 21ге видання, доповнене та перероблене. / К. Н. Ткачук, М. О. Халімовський, В. В. Зацарний, Д. В. Зеркалов, Р. В. Сабарно, О. І. Полукаров, В. С. Коз'яков, Л. О. Мітюк. За ред. К. Н. Ткачука і М. О. Халімовського. — К.: Основа, 2006 — 448 с.

					ДП 141 2024			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Рябець Д.О.</i>			Список використаної літератури	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркуші</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Шестеренко</i>					128	1
<i>Реценз.</i>						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого єр. ЕЛ-4-3		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Балюта С.М.</i>						