

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціалізації «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

на тему: _____

Виконав:

студент III курсу, групи ОЕ-п17

Фроленков Кирило Данилович Прізвище, ім'я, по батькові _____

Керівник: к.т.н., доц. Коцар О.В. _____

Консультанти:

Охорона праці

(назва розділу)

д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль

(назва розділу)

ас. Прокопенко І.Д.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проекті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент (-ка) _____

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

**ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Фроленков Кирило Данилович**

1. Тема проекту «Розгортання смарт-системи контролю, обліку та управління енерговикористанням на об'єкті проектування (з прив'язкою до системи електропостачання, що розробляється)»,

керівник проекту к.т.н., доц. Коцар О.В., затверджені наказом по університету від «21» травня 2020 р. №1131-с

2. Термін здачі студентом закінченого проекту “12” червня 2020 р.

3. Вихідні дані до проекту _____

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

а) електрична частина: - _____

б) охорона праці: - _____

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. _____

2. _____
3. _____
4. _____

6. Консультанти розділів проекту

Релейний захист та автоматика

Розрахунки струмів к.з.

Охорона праці

Нормоконтроль

к.т.н., доц. Калінчик В.П.

доц. Несен Л.І.

д.т.н., проф. Третькова Л.Д.

ас. Прокопенко І.Д.

7. Дата видачі завдання “18” березень 2020 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проекту

студентом _____

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Позначки керівника про виконання завдань
	Розрахунок електричної частини	20.05.- 05.06.20	
	Розрахунок релейної частини		
	Розрахунок струмів короткого замикання		
	Підготовка графічного матеріалу	10.06.- 14.06.20	
	Захист дисертації	17.06.20	

Студент

Керівник проекту

Фроленков К.Д.

Коцар О.В.

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проекту «Розгортання смарт-системи контролю, обліку та управління енерговикористанням на об'єкті проектування (з прив'язкою до системи електропостачання, що розробляється)» складається з 129 сторінок основного матеріалу, налічує 12 рисунків, 29 таблиць, 28 бібліографічних найменувань за переліком посилань, 4 креслення.

Під час виконання дипломного проекту було проведено розрахунок навантажень електромеханічного цеху. Вибрано параметри живильних мереж напругою до 1 кВ та вище 1 кВ, силових трансформаторів, апаратів релейного захисту та автоматики. Проведено розрахунок струмів короткого замикання.

У якості спеціального питання було проведено аналіз питання автоматичних системи контролю і обліку електроенергії і створено дві схеми АСКОЕ в цеху і на ГПП.

Ключові слова: АСКОЕ, електропостачання, споживачі електричної енергії, трансформаторна підстанція, інтелектуалізація, smart grid, модернізація електричних мереж

ABSTRACT

The theme of the diploma project "Deployment of a smart system of control, accounting and management of energy use at the design site (linked to the power supply system under development)" consists of 129 pages of basic material, has 12 figures, 29 tables, 28 bibliographic titles list of links, 4 drawings.

During the implementation of the diploma project, the loads of the electromechanical shop were calculated. The parameters of power supply networks with voltage up to 1 kV and above 1 kV, power transformers, relay protection devices and automation are selected. The calculation of short-circuit currents is carried out.

As a special question the analysis of a question of automatic systems of the control and the account of the electric power was carried out and two schemes of ASKOE in shop and on GPP are created.

Keywords: ASCEM, power supply, electricity consumers, transformer substation, intellectualization, smart grid, modernization of electric networks

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ’ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗА ТЕМОЮ ДИПЛОМУ	11
1.1 АСКОЕ	11
1.2 Історія АСКОЕ	12
1.3 Сучасні АСКОЕ та концепція Smart Grid	13
1.4 Призначення АСКОЕ:	18
1.5 Переваги АСКОЕ	22
1.6 Як влаштована АСКОЕ.....	22
1.7 Архітектура АСКОЕ.....	24
1.7.1 Вимірювальний рівень АСКОЕ.....	25
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА	30
2.1 Умови проектування.....	30
2.1.1 Характеристика та особливості об’єкту проектування	30
2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів	31
2.1.3 Класифікація приміщень об’єкта проектування	31
2.1.4 Характеристика джерела живлення	32
2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі.....	32
2.2 Розрахунок електричних навантажень	33
2.2.1 Визначення розрахункових електричних навантажень цеху промислового підприємства.	33
2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку.....	33
2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів.....	35
2.2.4 Визначення розрахункових навантажень об’єктів цивільного призначення.	45
2.2.4.1 Визначення навантажень в нормальному режимі роботи	47
2.2.4.2 Визначення навантажень в післяаварійному режимі роботи .	49

2.3 Вибір трансформаторів і засоби компенсації реактивної потужності.	50
2.3.1 Вибір схем трансформаторної підстанції.....	50
2.3.2 Вибір конденсаторної батареї.....	50
2.3.2.2 Вибір трансформатора цеху.....	51
2.4 Визначення центра навантаження	52
2.5 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж	53
2.5.1 Вибір схеми розподільчої мереж	53
2.5.2 Обґрунтування встановлення розподільчих пунктів високої напруги.....	54
2.5.3 Розрахунок розподільчих мереж 10 кВ.....	54
2.5.4 Розрахунок перерізу розподільчих мереж 0,4 кВ.....	61
2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі	63
2.6.1 Вибір апаратури живлячої мережі	63
2.6.2 Вибір апаратури розподільчої мережі	63
2.6.3 Вибір трансформаторів струму та напруги.....	64
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання	65
2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі	66
вище 1000В	66
2.7.1.1 Розрахунок базисних величин.....	67
2.7.1.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення	69
2.7.1.3 Розрахунок струмів трифазного КЗ	70
2.7.1.4 Розрахунок струмів однофазного КЗ в електричній мережі 110 кВ.....	74
2.7.1.5 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників за умов КЗ.....	79
2.7.1.5.1 Перевірка вибраних комутаційних апаратів у мережі 110, 10 кВ.....	79
2.7.1.5.2 Перевірка перерізу провідників.....	80

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі нижче 1000 В	82
2.7.2.1 Розрахунок струму трифазного КЗ.....	84
2.7.2.2 Розрахунок струмів короткого замикання для точок К2	86
2.7.2.3 Розрахунок струму однофазного КЗ	88
2.8 Релейний захист та автоматика	94
2.8.1 Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.....	94
2.8.2 Вибір елементів релейного захисту і автоматики	96
2.8.3. Перевірка селективності елементів РЗА.....	96
2.8.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту.....	96
2.9 Організація обліку електричної енергії.....	99
2.10 Економічні характеристики проекту.....	99
2.10.1 Розрахунок вартості поєднання до електричних мереж ОСР... ..	99
2.10.2 Формування загальної специфікації обладнання і матеріалів. ..	99
Висновок 2-го розділу.....	100
3 СМАРТ-СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ НА ОБ'ЄКТІ ПРОЕКТУВАННЯ	101
3.1 Призначення системи.....	101
3.2 Опис системи.....	102
3.2.1 Структура АСКОЕ.	102
3.2.2 Загальна інформація про систему.	103
3.2.3 Функціонування системи.	104
3.3 Вимоги безпеки.....	106
3.4. Монтаж технічних засобів АСКОЕ	107
3.4.1. Монтаж ліній зв'язку.	108
3.4.2 Монтаж АСКОЕ	108
3.4.3. Монтаж кіл електроживлення	109
3.5. Налагодження АСКОЕ	109

3.5.1	Налагодження лічильників електроенергії.....	110
3.5.2.	Налагодження компонент АСКОВ.....	110
	Висновок 3-го розділу	111
4	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СМАРТ-СИСТЕМ КОНТРОЛЮ ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	112
4.1	Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання	112
4.2	Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту.....	114
4.3	Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях .	115
4.4	Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників.....	116
4.5	Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці	117
4.6	Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	119
4.7	Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів	121
4.8	Розрахунок захисту від атмосферних зарядів на електромеханічний цех.....	122
	Висновки 4-го розділу	124
	ВИСНОВОК	125
	ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	126
	ДОДАТОК А.....	129

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ – автоматична система комерційного обліку електроенергії

ВЗ - Вертикальний заземлювач

ВРП - Ввідно-розподільний пристрій

ГПП - Головна понижувальна підстанція

ГДК - Гранично допустима концентрація

ГЗ - Горизонтальний заземлювач

ДБН - Державні будівельні норми

ЕЗЗ - Енергозахисні засоби

ЕУ - Електрична установка

ЕП - Електроприймачі

ЗІЗ - Засоби індивідуального захисту

ЗП - Заземлюючий пристрій

КЗ - Коротке замикання

КТП - Комплектна трансформаторна підстанція

КЛ - Кабельна лінія

НШВЧ - Небезпечні і шкідливі виробничі чинники

ОСР – Оператор системи розподілу

ПЛ - Повітряна лінія

ПУЕ - Правила улаштування електроустановок

ПКРП - Пристрій компенсації реактивної потужності

РП - Розподільний пункт

СКЗ - Струм короткого замикання

ТП - Трансформаторна підстанція

ТП - Трансформаторна підстанція

ЦЖ - Центр живлення

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	9
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

ВСТУП

Одним з головних напрямків енергетичної стратегії України є здатність економіки ефективно використовувати енергетичні ресурси, запобігати нераціональним витратам на внутрішнє енергопостачання та дефіциту паливно-енергетичних балансів на обласному, регіональному та муніципальному рівнях.

Актуальність та особлива значущість цих питань для забезпечення сталого розвитку суспільства в цілому визначають необхідність їх глибокого та детального вивчення на методологічному та практичному рівнях. Перетворення енергії в дорогий продукт ставить якісно нові вимоги до вимірювання та обліку цього продукту.

Впровадження системи, яка поєднала б локальні одиниці вимірювання для створення єдиного вимірювального та інформаційного простору для одноразового, безперервного, автоматичного управління технологічними процесами генерації, транспортування та споживання енергії, а також організації комерційних розрахунків між постачальниками та споживачами.

Використання автоматизованих комерційних систем обліку електроенергії мінімізує участь людини у стадії вимірювання, збору та обробки даних та забезпечує надійну, ефективну та гнучку, адаптовану до різних тарифних систем обліку енергії.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		10

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СМАРТ-СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ НА ОБ'ЄКТІ ПРОЕКТУВАННЯ

1.1 АСКОЕ

Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії створюються з метою формування інформаційного забезпечення завдань розрахунків за електричну енергію, що відпускається та споживається. Головним завданням під час побудови АСКОЕ є забезпечення їхнього функціонування в умовах лібералізованого ринку електричної енергії. При цьому необхідно забезпечити передавання інформації суміжним суб'єктам ринку: електрогенерувальним, електромережевим, енергопостачальним компаніям та споживачам електричної енергії.

Головним завданням АСКОЕ є вимірювання та облік електричної енергії, що дозволяє визначити параметри обліку, які в подальшому застосовуються під час розрахунків за електричну енергію, тому впровадження АСКОЕ є обов'язковою вимогою відповідно до [1] та [2], який накладає серйозні вимоги в частині метрологічного забезпечення АСКОЕ.

Відповідно до [2] АСКОЕ (Автоматизована Система Комерційного Обліку Електричної Енергії) – сукупність об'єднаних в єдину систему локального устаткування збору і обробки даних (ЛУЗОД), засобів обліку, каналів передачі інформації та пристроїв приймання, обробки, відображення та реєстрації інформації.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Фроленков К.Д.			ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СМАРТ-СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ НА ОБ'ЄКТІ	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевірив		Коцар О.В.					11	131
Перевірив						ОЕ-п71		
Перевірив								
Н. Контр		Прокопенко І.Д.						

Автоматизація обліку електроенергії на базі новітнього обладнання та програмного забезпечення забезпечує повний технологічний цикл від збору і аналізу даних з лічильників електроенергії до розрахунків балансів і інтеграції в системи управління підприємством.

Дані, що отримують за допомогою системи, дозволяють знаходити місця у витраті електроенергії і потужності підприємством. У якій би сфері не працювала компанія, економія електроенергії – це економія грошей.

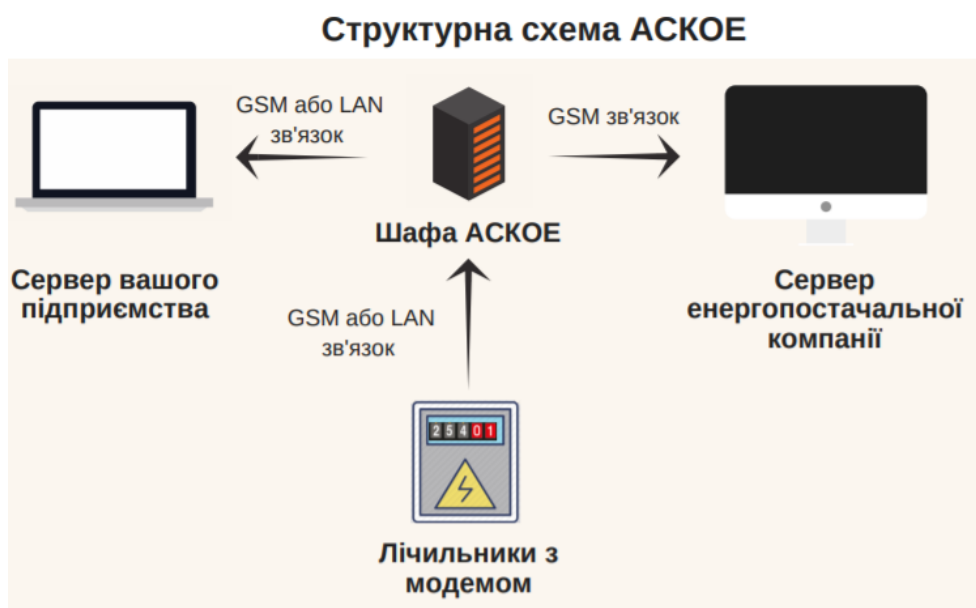


Рисунок 1.1 - структурна схема АСКОЕ

1.2 Історія АСКОЕ

Проблемами автоматизації обліку електроенергії в Радянському Союзі одними з перших почали займатися фахівці Київського політехнічного інституту (КПІ). Група молодих науковців, очолювана Артуром Веніаміновичем Праховником, під керівництвом завідуючого кафедрою електропостачання професора Василя Миколайовича Винославського ще наприкінці 60-х років минулого століття започаткувала розробки в галузі енергозбереження та управління електроспоживанням з використанням локальних пристроїв, на базі яких в подальшому почали створювати перші

автоматизовані системи обліку електроенергії (АСОЕ). Саме науковцями КПІ було обґрунтовано, що головною метою створення АСОЕ є ефективне використання електричної потужності (електроенергії) через формування інформаційного забезпечення завдань управління режимами електроспоживання споживачів, і закладено методологічний базис застосування АСОЕ для управління енерговикористанням [3]. Згодом АСОЕ дістали подальшого розвитку і стали підкласом більш широкого класу автоматизованих систем контролю, обліку та управління енерговикористанням (АСКОЕ).

Ще у 80-х роках минулого століття в розподілених АСКОЕ підприємств електричних мереж та електроенергетичних систем, які впроваджувалися фахівцями КПІ, застосовано передавання даних обліку на великі відстані лініями електропередачі (ЛЕП) із застосуванням каналів високочастотного (ВЧ) зв'язку. З широким розгортанням мереж стільникового зв'язку з'явилася можливість не лише використовувати технології GSM/GPRS, 3G, 4G LTE, а й дистанційно керувати роботою АСКОЕ, зокрема, з метою підвищення їхньої надійності, відновлення функціонування АСКОЕ та розширення їхніх функціональних можливостей, зокрема, забезпечення дистанційного доступу до первинних даних обліку з метою надійної верифікації та валідації даних комерційного обліку електроенергії.

1.3 Сучасні АСКОЕ та концепція Smart Grid

Сучасні АСКОЕ, які створено і впроваджено фахівцями КПІ ім. Ігоря Сікорського, функціонують в автоматичному або автоматизованому режимі (за вибором оператора), метрологічно забезпечені, повною мірою відповідають чинним нормативним вимогам і забезпечують формування інформаційного забезпечення завдань розрахунків за електричну енергію, управління попитом, енергомоніторингу тощо.

Сьогодні фахівцями ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського проводяться наукові дослідження і практичні впровадження та закладається методологічний базис для широкого розгортання та ефективного застосування Smart-систем вимірювання, обліку та управління енерговикористанням, зокрема, в умовах подальшої лібералізації ринку електричної енергії України, маючи на меті в першу чергу підвищення рівня енергоефективності та скорочення шкідливого впливу на довкілля. Власне концепція Smart Grid передбачає розвиток електроенергетичних систем за трьома головними напрямками:

- вдосконалення інфраструктури;
- інформатизацію електричної мережі (накладання на електричну мережу цифрового шару);
- модернізація бізнес-процесів, що робить «розумну» мережу рентабельною. Розвиток АСКОЕ в рамках концепції Smart Grid і перехід до широкого розгортання Smart-систем відбувається саме за цими напрямками.

Передавання даних обліку останнім часом все частіше відбувається з використанням PLC (power line communication) технологій. Протягом короткого часу Smart-системи на базі PLC «пройшли» чималий шлях від використання технології S-FSK (spread-frequency shift keying) до технологій OFDM (orthogonal frequency-division multiplexing), що дозволило суттєво підвищити швидкість та надійність передавання даних електричними мережами. Сьогодні стандарти PRIME та G3-PLC на базі OFDM активно конкурують в Smart-системах, пропонуючи потенційним користувачам нові якості. Зокрема, стандарт PRIME (PoweRline Intelligent Metering Evolution) забезпечує найвищу на сьогодні швидкість передавання даних (до 128 Кбіт/сек) і розглядається в якості базового стандарту передавання даних Smart-мережами. Стандарт G3-PLC характеризується майже вчетверо нижчою швидкістю передавання даних (до 35 Кбіт/сек), але має чимало інших переваг,

зокрема, сумісність з IPv6, можливість передавання даних гальванійно розв'язаними сегментами електричної мережі та подовження сегменту мережі передавання даних без проміжних посилювачів, а також сумісність зі стандартом S-FSK. Останнє забезпечує одночасне функціонування в єдиному сегменті електричної мережі Smart-систем на базі G3-PLC та S-FSK. З метою підвищення надійності передавання даних в сучасних Smart-системах застосовують резервування комунікацій, використовуючи для передавання даних PLC-технології, радіозв'язок (з використанням чарункових мереж) і технологій стільникового зв'язку.

Застосування PLC-технологій відкрило шляхи до запровадження спліт-рішень під час розгортання Smart-систем. Поділ лічильника електричної енергії на вимірювальну та інформаційну частини дозволяє суттєво підвищити точність обліку електроенергії через можливість інсталяції вимірювальної частини безпосередньо в точці комерційного обліку, а інформаційної частини – у споживача.

Комплексне забезпечення точності, повноти, цілісності, достовірності та актуальності даних комерційного обліку електричної енергії може бути реалізовано через впровадження низки організаційно-технічних засобів, зокрема, шляхом:

- забезпечення прозорості та об'єктивності формування даних комерційного обліку, зокрема, поетапне усунення заінтересованих сторін – виробників, трейдерів, електропостачальників і кінцевих споживачів від процедури формування даних комерційного обліку;
- повної автоматизації і формалізації процедури формування даних комерційного обліку засобами Smart-систем, що передбачає в цілком автоматичному режимі: вимірювання та облік електричної енергії, оброблення результатів вимірювань та визначення параметрів обліку, формування та

підтримку цілісності БД обліку, забезпечення їхнього захисту та конфіденційності, безпечне передавання та дистанційне зчитування даних обліку, їхню візуалізацію в зручному для користувача вигляді, документування тощо;

- забезпечення гарантованого оперативного (своєчасного) недискримінаційного автоматизованого доступу всіх заінтересованих сторін до даних комерційного обліку, а також до первинних даних обліку та інших даних, необхідних, зокрема, з метою верифікації і валідації даних комерційного обліку та управління енерговикористанням, відповідно до регламентів ринку електричної енергії;

- побудови комплексної системи захисту та безпеки засобів і даних комерційного обліку на всіх рівнях розподіленої АСКОЕ ринку електричної енергії України. В основу концепції комплексного забезпечення точності, повноти, цілісності, достовірності та актуальності даних комерційного обліку має бути покладено принцип простежуваності результатів обліку на всіх етапах їхнього формування (зокрема, вимірювання, оброблення, зберігання, передавання, агрегування, відображення, документування тощо);

- запровадження обов'язкової для всіх гравців ринку процедури багаторівневої верифікації і валідації даних обліку на всіх етапах їхнього формування. Головною умовою надійної верифікації та валідації даних обліку є забезпечення можливості їхнього визначення на підставі первинних даних обліку шляхом відповідного послідовного застосування на кожній стадії обробки належним чином визначених, узгоджених, формалізованих і затверджених у встановлений спосіб процедур.

Належне функціонування центральної інформаційно-комунікаційної платформи Datahub відповідно до Кодексу комерційного обліку 1 безпосередньо залежатиме від точності, повноти, цілісності, достовірності та

актуальності даних обліку, зокрема необроблених, що має бути забезпечено комплексною системою захисту і безпеки даних обліку та реалізацією процедур їхньої надійної верифікації і валідації, забезпечення недискримінаційного оперативного (своєчасного) автоматизованого доступу заінтересованих сторін до даних обліку на всіх етапах їхнього формування. Це сприятиме ефективному управлінню попитом та прозорим розрахункам на ринку, що врешті решт має призвести до підвищення рівня ефективності енерговикористання та зменшення шкідливого впливу на довкілля.

Smart-лічильники електричної енергії дедалі стають головним засобом комунікацій електроенергетичних компаній та кінцевих споживачів. Сьогодні надважливого значення набувають функції Smart-систем з оперативного (своєчасного) інформування користувачів щодо поточних та інтегральних значень параметрів режимів електроспоживання, ринкових цін і тарифів на електричну енергію, показників (індикаторів) енергоефективності тощо. В умовах подальшої лібералізації ринку однією з найзатребуваніших функцій Smart-систем є прогнозування навантаження з метою забезпечення ефективного функціонування гравців ринку, зокрема споживачів, в сегментах ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому та балансуєчому ринках.

Розгортання сучасних Smart-систем має бути предметом усесторонньої оцінки доцільності та аналізу очікуваних результатів. [4] містять мінімальні вимоги щодо функціональності Smart-систем, а також методологію проведення аналізу довгострокових витрат та вигод (cost-benefit analysis /CBA/) під час розгортання Smart-систем, наголошуючи, що рішення щодо розгортання Smart-систем має бути предметом всебічної оцінки та аналізу, зокрема, місцевих (локальних) умов; економічної, енергетичної та інших видів ефективності; чутливості до зовнішніх та соціальних впливів тощо. Рішенню щодо широкого розгортання Smart-систем має передувати детальне вивчення

набутого досвіду, зокрема, результатів впровадження пілотних проектів та найкращих практик.

В рамках імплементації положень третього енергетичного пакету сучасні Smart-системи розглядаються не лише, як технічний засіб обліку електроенергії та контролю електроспоживання, а в першу чергу, як потужний інструмент адресного впливу на енергетичну поведінку кінцевих споживачів з метою зниження рівня енергоспоживання, підвищення ефективності використання електричної енергії та скорочення шкідливого впливу на довкілля. В цьому відношенні національним урядам, у співпраці з бізнесом, громадянськими асоціаціями та іншими заінтересованими сторонами пропонується виявляти і поширювати приклади ефективної практики застосування Smart-аплікацій щодо обліку електроенергії та вживати відповідних заходів з підвищення рівня суспільного усвідомлення, як невід'ємної умови для більш широких дій за підсумками впровадження Smart-технологій. Очікується, що створення набору рекомендованих функціональних вимог дозволить країнам синхронно досягати оптимального рівня економічної ефективності в своїх планах щодо розгортання Smart-систем.

1.4 Призначення АСКОЕ:

- АСКОЕ дозволяє контролювати генерацію, надходження, розподіл, відпустку і споживання електроенергії, проводити оперативно-диспетчерський моніторинг режимів, а також організувати проведення взаєморозрахунків на основі даних, отриманих в системі.
- АСКОЕ забезпечує точною і достовірною інформацією, отриманою шляхом автоматичного вимірювання, збору, обробки, зберігання, подання і документування вимірних параметрів електроенергії.

• АСКОЕ заснована на застосуванні новітніх технологій, які дозволяють підприємству швидко, ефективно і з мінімальними витратами реагувати на будь-які вимоги ринку.

АСКОЕ забезпечує виконання таких функцій:

- збір інформації з первинних датчиків, перетворювачів і лічильників;
- диспетчерський (оперативний) контроль;
- облік енергоресурсів по підприємству в цілому і по підрозділах;
- виявлення і сигналізацію несправностей;
- розрахунок техніко-економічних показників;
- зв'язок з автоматизованою системою управління підприємством;
- обробку інформації від лічильників по інтерфейсів RS485, RS232, CAN, Ethernet, ІРПС;
- забезпечення обчислення всіх необхідних показників енергоспоживання, зміна в процесі експлуатації складу і кількості врахованих параметрів, а також алгоритмів їх обчислень;
- забезпечення настройки і ведення тарифних зон;
- забезпечення протоколювання роботи АСКОЕ;
- параметрування АСКОЕ під конкретну схему обліку енергоресурсів;
- візуалізацію ходу виконання обробки інформації, що надходить і стану допоміжного обладнання;
- ведення журналів обліку обробки даних;
- ведення журналів аварійних ситуацій.

Отримана за допомогою АСКОЕ інформація дозволить вирішувати технічні, економічні і статистичні завдання, зокрема:

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	19
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

- збір інформації з первинних датчиків, перетворювачів і лічильників;
- диспетчерський (оперативний) контроль;
- облік енергоресурсів по підприємству в цілому і по підрозділах;
- виявлення і сигналізацію несправностей;
- розрахунок техніко-економічних показників;
- зв'язок з автоматизованою системою управління підприємством;
- забезпечення обчислення всіх необхідних показників енергоспоживання, зміна в процесі експлуатації складу і кількості врахованих параметрів, а також алгоритмів їх обчислень;
- забезпечення настройки і ведення тарифних зон;
- забезпечення протоколювання роботи АСКОЕ;
- параметрування АСКОЕ під конкретну схему обліку енергоресурсів;
- візуалізацію ходу виконання обробки інформації, що надходить і стану допоміжного обладнання;
- ведення журналів обліку обробки даних;
- ведення журналів аварійних ситуацій.
- підвищити точність, достовірність, повноту і оперативність отримання інформації про кількість і інших параметрах споживаної енергії;
- скоротити великі витрати часу на збір і обробку даних;
- здійснювати оперативний контроль і аналіз режимів споживання електроенергії;
- оптимізувати потоки електричної енергії;
- обґрунтовано планувати споживання електроенергії;

- створити банки статистичних даних про енергоспоживання на підприємстві, визначити пікові періоди і основні джерела втрат, на основі чого організувати заходи щодо економії електроенергії;

- за рахунок зниження втрат електроенергії забезпечити і отримати додатковий прибуток (втрати знижуються не тільки завдяки підвищенню точності і достовірності обліку електроенергії і скорочення часу збору і обробки даних, а й оптимальним використанням основного обладнання шляхом управління піками навантаження, прогнозування і планування енергоспоживання, в тому числі в різних тарифних зонах);

- формувати необхідні звіти про енергоспоживання з можливістю завдання безлічі параметрів (пікова потужність, середня потужність, загальне споживання на місяць, споживання в місяць за тарифними зонами і т.д.) форматів і форм вихідних документів;

- оперативно контролювати технічний стан приладів обліку електроенергії;

- виробляти первинну реєстрацію даних і забезпечувати періодичну передачу даних по каналах GSM / GPRS в диспетчерський центр.

Для побудови системи необхідний наступний мінімальний комплект обладнання та програмного забезпечення:

- лічильник електроенергії, як основне джерело і первинне сховище даних про вимірюваних величинах;

- перетворювач інтерфейсів, як елемент узгодження електричних інтерфейсів лічильника і комп'ютера;

- персональний комп'ютер (ПК)

- програма "EnergyVision" для зчитування і аналізу даних від лічильників;

- канали зв'язку для з'єднання частин системи.

1.5 Переваги АСКОЕ

Можливість перейти до незалежного постачальника електроенергії.

Можливість перегляду даних щодо споживання електричної енергії та потужності в будь-який момент та з будь-якою періодичністю

Можливість здійснення аналізу споживання, прогнозування витрат на електроенергію.

Можливість зберігання та надання інформації щодо споживання електричної енергії та потужності в зручному для аналізу вигляді.

Можливість самостійно контролювати ліміти споживання електричної потужності в години максимального навантаження енергосистеми

Можливість самостійно контролювати ліміти споживання електричної енергії

Можливість самостійно контролювати працездатність точок обліку.

1.6 Як влаштована АСКОЕ

Найчастіше, АСКОЕ – це розширена система ЛУЗОД. Влаштування АСКОЕ можна продемонструвати на прикладі спрощеної структурної схеми, наведеної нижче.

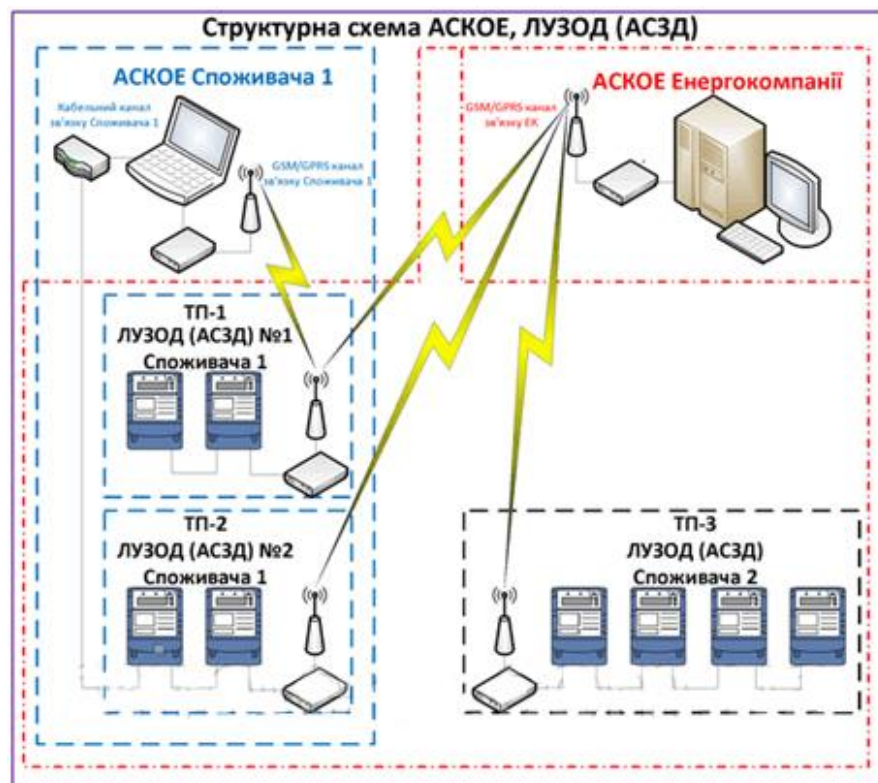


Рисунок 1.2 – Структурна схема АСКОЕ

На структурній схемі можна побачити, що «Споживач 2» має ЛУЗОД з чотирма лічильниками електроенергії, встановлених в ТП-3. Важливо відзначити, що один комплект обладнання ЛУЗОД «Споживача 2» використовується для дистанційного обліку електроенергії по всіх чотирьох лічильників електроенергії ТП-3, які з'єднані між собою цифровим інтерфейсом. Тобто один ЛУЗОД дозволяє підключати і один лічильник і кілька, якщо вони розташовані в межах одного РУ і є можливість прокладки кабельних ліній зв'язку між лічильниками.

Також на структурній схемі АСКОЕ видно, що «Споживач 1» має дві окремих трансформаторних підстанції: ТП-1 і ТП-2, на кожній з яких виконаний монтаж ЛУЗОД.

«Споживач 1», використовуючи існуюче обладнання ЛУЗОД, розширив функціональність системи, встановивши АСКОЕ (АСКОЕ). Причому для дистанційного зчитування даних з ЛУЗОД №1 використовується GSM / GPRS

канал зв'язку, а для дистанційного зчитування даних з ЛУЗОД №2 використовується кабельна лінія зв'язку, що дозволяє знизити витрати на зв'язок і підвищити надійність отримання даних, а в деяких випадках навіть знизити витрати на монтаж АСКОЕ.

Також важливо відзначити, що ЛУЗОД споживачів є складовою частиною існуючої АСКОЕ відповідної енергокомпанії.

1.7 Архітектура АСКОЕ

Архітектура АСКОЕ забезпечує точність, достовірність і одночасність отримання даних про облік електроенергії.

В основу АСКОЕ покладено принципи відкритості архітектури, відкритості комунікацій і розподіленого функціонування.

Це забезпечує незалежність від технічних засобів обліку і систем зв'язку, легку інтеграцію в існуючі системи обробки даних, поетапне розширення АСКОЕ і адаптація до поточних вимог з мінімальними витратами. У той самий час, кожна компонента АСКОЕ забезпечує узгоджений захист даних від несанкціонованого доступу, а також їх безпеку й цілісність.

Архітектура АСКОЕ складається з трьох системних компонентів:

- вимірювального рівня;
- комунікаційного середовища;
- рівня обробки даних і управління використанням енергії.

Вимірювальний рівень містить вимірювальні трансформатори струму і напруги, лічильники електроенергії, пристрої обліку і лінії, що сполучають їх, і канали зв'язку. Результатом роботи даного рівня є значення параметрів споживання енергії, забезпеченої ознаками якості (початкове, достовірне, введене вручну, виправлене і т. ін.), тимчасовими позначками їх отримання.

Комунікаційне середовище забезпечує надійне транспортування інформації між вимірювальним рівнем і рівнем обробки й управління без порушення її достовірності.

Як середовище, що передає, використовуються: телефонні виділені/комутаційні канали, радіоканали, ВЧ-канали, розподільні мережі, оптоволокно, канали надтоальної частоти, канали трекінгового зв'язку, GSM та інші.

Рівень обробки й управління виконує збір, зберігання, обробку облікової інформації, аналіз, планування й управління споживанням електроенергії. На цьому рівні здійснюються взаємозв'язок з енергозабезпечувальною компанією (ЕЗК), інтеграція з іншими програмно-технічними комплексами автоматизації.

1.7.1 Вимірювальний рівень АСКОВ

Засоби вимірювання параметрів електроенергії, вживані в АСКОВ, містить: вимірювальні трансформатори струму і напруги, лічильники електроенергії (разом з вимірювальними трансформаторами утворюють вимірювальну схему) і пристрої обліку.

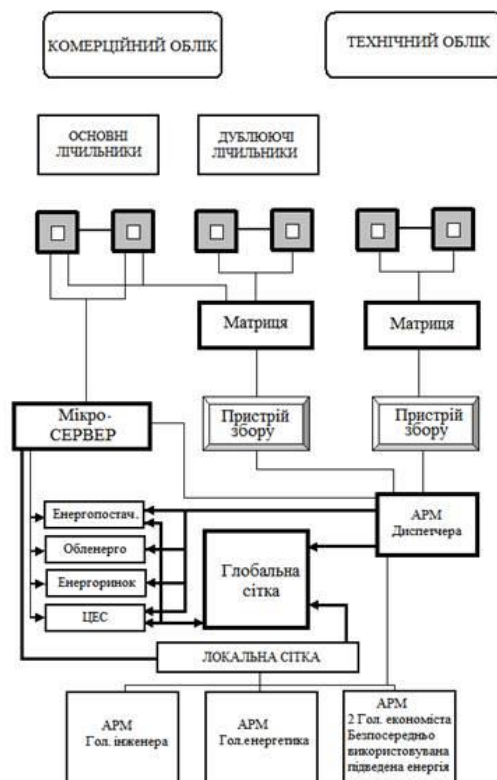


Рисунок 1.3 – структура АСКОЕ

З метою зменшення похибки розсинхронізації на вимірювальному рівні повинні бути передбачені технічні засоби, що забезпечують синхронність виконання вимірювань всіма вимірювальними схемами (рис.1.3).

Для АСКОЕ можуть бути застосовані лічильники електроенергії індукційні з імпульсним виходом або багатофункціональні електронні з послідовним інтерфейсом або імпульсним виходом. Основні вимоги до лічильників наведені в «Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку». При виборі типів і марок лічильників слід брати до уваги вже сформовану в ЕЗК інфраструктуру з обслуговування лічильників, наявність перевірного устаткування, сертифікацію персоналу ЕЗК виробниками лічильників. Це дозволить знизити витрати на установлювання і подальшу їх експлуатацію

Програмне забезпечення є набір взаємодіючих паралельних процесів під керуванням операційної системи реального часу. Основними програмними компонентами є:

- система управління базою даних реального часу - забезпечує надійне і достовірне зберігання даних у темпі вимірювання;

- системний диспетчер - забезпечує синхронізацію ходу внутрішнього годинника з сигналами точного часу і формує тимчасові інтервали, за якими виконуються процедура вимірювання, обробка і зберігання даних;

- ядро розподільної системи, відповідальне за маршрутизацію інформації в розподільних системах обліку й управління;

- блок обліку й управління — реалізує функції обліку й управління відповідно до конфігурації об'єкта і тимчасових інтервалів, які формуються службою часу (рис. 1.4).

Система обліку забезпечує збір даних з первинних приладів обліку (канал обліку КО).

Вторинний об'єкт обліку - група обліку (ГО) - містить зведену інформацію за екранними каналами обліку.

Характеристика об'єкта обліку - параметри вимірювальних трансформаторів, електролічильників, закони групування, договірні значення потужності і енергії, тарифні зони задаються користувачем і можуть бути оперативно змінені в процесі експлуатації.

За всіма каналами обліку (КО) вимірюється, обчислюється і зберігається інформація про таке:

- поточну потужність (за 1, 3, 30 хвилин), плинну потужність (за останніх 30 хвилин);

- споживання за розрахункові періоди (доба, місяць, квартал, календарні дні) з урахуванням тарифних зон;

- потужність (прогноз, фіксація максимумів і перевищень, 30-хвилинні графіки навантаження з мінімальною глибиною зберігання 5 діб).

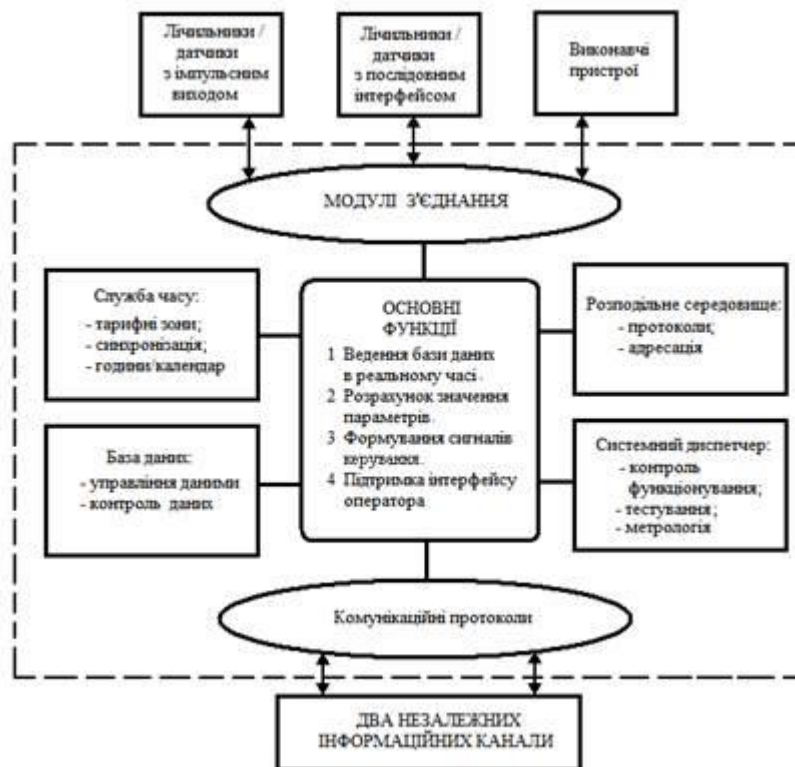


Рис 1.4 - структура програмного забезпечення АСКОЕ

Система обліку повинна реалізувати такі сервісні функції:

- фіксацію запусків, зміни часу, внесення нових значень параметрів, збоїв вимірювальних каналів, ідентифікацію оператора;
- фіксацію тривалості простоїв з коригуванням змісту бази даних при пуску;

підтримку переходу на літній/зимовий час;

- ведення і звірення показань лічильників;
- самодіагностику в процесі роботи;
- виведення параметрів на індикатор у режимі перегляду або стеження.

У базі даних проводяться необхідна обробка отриманої інформації й угруповання споживачів по виробництвах. На підставі отриманих даних

формується відомість про споживання по окремих цехах, виробництвах і підприємстві у цілому.

Різниця планового і фактичного споживань є показником ефективності контролю використання кожного окремо узятото енергоресурсу. Чим менше модуль цього значення, тим точніше проведено планування витрат енергоресурсів і менше відхилення від плану на виробництві. В ідеальному випадку різниця дорівнює нулю (враховуючи похибки вимірювань), а значення планового і фактичного споживань рівні. Якщо значення цієї різниці виходить із знаком «+», це означає, що проаналізований цех перевитрачав встановлений плановий ліміт із споживання енергоресурсів, а якщо із знаком «-» - зекономив.

Такий аналіз проводиться як на рівні окремого узятото цеху (корпусу), так і по всьому підприємству. Ця диференціація дозволяє бачити, у якому саме цеху виникли відхилення від плану. Аналізуючи ці дані, виявляються причини дисбалансу, і проводиться низка заходів щодо попередження таких відхилень в майбутньому.

Автоматизовані системи контролю обліку інших енергоресурсів (газ, теплоенергія, стиснене повітря, технічна та питна вода) за своєю побудовою аналогічні автоматизованій системі контролю обліку електроенергії.

Висновок 1-го розділу

Головним завданням АСКОВ є вимірювання та облік електричної енергії, що дозволяє визначити параметри обліку, які в подальшому застосовуються під час розрахунків за електричну енергію.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		29

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування

Об'єктом проектування являється електромеханічний цех. В цеху є приміщення, де виконуються роботи по обслуговуванню і ремонту різних електромеханічних деталей.

Цех ділиться на декілька приміщень: склад, інструментальна, битовка, вентиляційна камера та основне приміщення з верстатами.

Основне приміщення цеху, обладнане верстатами різного типу такими як: маніпулятори, вентилятори, мостові крани, точильно-шліфувальні, горизонтально-фрезерні, свердлильні, продольно-строгальні верстати, а також токарні напівавтомати.

Робота на підприємстві складає одну робочу зміну (з 08:00-17:00), що включає в себе 1 години на обід.

Споживачі електромеханічного цеху по надійності електропостачання відносяться до третьої категорія.

Ґрунт в районі цеху чорнозем, навколишнє середовище не має агресивних факторів. Цех має розміри 35х45 м.

У зв'язку з великою кількістю обладнання та значною площею всього приміщення необхідна підтримка нормальних умов праці в цеху (відповідна вологість та чистота повітря). Для цього була створена вентиляційна кімната.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Фроленков К.Д.						
Перевірив		Коцар О.В.					30	131
Консульт.						ОЕ-п71		
Консульт.								
Н. Контр		Прокопенко І.Д.						

2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів

Відповідно до [5] є три категорії надійності електропостачання.

Перша категорія споживачів – це споживачі перерва в електропостачанні яких може вплинути життя людей, які до прикладу знаходяться в лікарні, вивести з ладу обладнання на якомусь підприємстві, що призведе до масового браку продукції і буде нести за собою великі економічні втрати. Споживачі повинні бути забезпечені електроенергією від двох незалежних джерел живлення, які можуть резервувати один одного. Перерва в електропостачанні таких споживачів допускається на час автоматичного введення резервного живлення за допомогою автоматики. [5]

Друга категорія споживачів характеризується тим, що перерва в електропостачанні яких може призвести до масового недовідпуску продукції, простою робітників та частини виробництва, що приведе до значних економічних втрат. Споживачів другої категорії рекомендується забезпечувати від двох незалежних джерел живлення, які можуть резервувати один одне. Але перерва в електропостачанні допускається на час, який необхідно для включення резервного живлення діями оперативно-виїзної бригади.[5]

До третьої категорії відносяться споживачі, яких не було включено в першу та другу категорії. Такі споживачі отримують електроенергію від одного джерела живлення і перерва в електропостачанні не перевищує однієї доби.[5]

2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування

Електромеханічний цех за ступенем пожежонебезпеки відноситься до категорії С: негорючі речовини та матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	31
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

променистого тепла, іскор, полум'я; горючих газів, рідини, тверді речовини, які спалюють або утилізують як паливо[6].

За ступенем вибухонебезпечності електромеханічний цех відносять до зони класу 22: простір, у якому вибухонебезпечний пил у завислому стані може з'являтися не часто й існувати недовго або в якому шари вибухонебезпечного пилу можуть існувати й утворювати вибухонебезпечні суміші в разі аварії. Ця зона може включати простір поблизу обладнання, що утримує пил, який може вивільнятися шляхом витoku і формувати пилові утворення.[6]

2.1.4 Характеристика джерела живлення

Даний район міста отримує живлення від 3-х трифазних масляних понижуючих трансформаторів з первинною напругою 10 кВ та вторинною 0,4 кВ. Трансформатори оснащені автоматичними вимикачами на стороні 0,4 кВ та запобіжниками і перемикачами на стороні 10 кВ.

РП отримує електричну енергію від ГПП. До її складу входить два силових трифазних триобмоткових трансформатора ТРДН-25000/110 (додаток А) 110/10/10 кВ, які оснащені вимикачами на низькій на високій стороні. На стороні 10 кВ також встановлений пристрій АВР для забезпечення безперервної роботи споживачів [5].

2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі

В мережах малопотужних підприємств застосовуються напругу 10 кВ, яка в подальшому трансформується в 0,6 або 0,4 кВ. 0,6 кВ доцільно використовувати на підприємствах, де цехові трансформаторні підстанції знаходяться на значній відстані від електроприймачів. Також напругу 0,6 кВ доцільно використовувати в цехах, де є велика питома щільність електричного навантаження та високою концентрацією потужностей. Оскільки об'єкт

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	32
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

проектування не відноситься до таких підприємств, тому доцільно буде використовувати 0,4 кВ.

2.2 Розрахунок електричних навантажень

2.2.1 Визначення розрахункових електричних навантажень цеху промислового підприємства.

Знання електричних навантажень необхідне для вибору і перевірки провідників (шин, кабелів і інших) і трансформаторів на пропускну здатність, а також для розрахунку втрат і відхилень напруги, вибору захисту і компенсуючих пристроїв.

Розрахунки електричних навантажень (ЕН) цеху промислового об'єкту виконують окремо для кожного рівня (вузла) електричної мережі цеху: окремий ЕП, силовий розподільний пункт СП, розподільний щиток освітлення ЩО, розподільна лінія (шинопровід) НН, магістральний шинопровід, шини НН цехової ТП, шини ВН цехової ТП. У проектній практиці України на даний час розрахунок ЕН силових ЕП здійснюють за методом розрахункових коефіцієнтів.

У проектній практиці України на даний час розрахунок ЕН силових ЕП здійснюють за методом розрахункових коефіцієнтів.

2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку

Визначаємо розрахункові навантаження електроприймачів (аркуш 2) згідно [5]

Дані про ЕП електромеханічного цеху представлені в таблиці 2.1

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	33
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 - Дані про ЕП електромеханічного цеху

	Номер на плані	ЕП	K_b	$\cos\varphi$	Номінальна потужність, кВт
СП1	2	Мостові крани, ТВ = 60 %	0,15	0,5	25
	3–8	Маніпулятори	0,22	0,6	3,5
	9,10	Точильно- шліфувальні верстати	0,17	0,55	1,6
	30–32	Горизонтально- фрезерні верстати	0,23	0,55	4,5
	35–38	Вентилятори	0,7	0,8	5,5
СП2	1	Мостовий кран, ТВ=60%	0,15	0,5	25
	11–14, 39-42	Свердлильні верстати	0,2	0,6	4,5
	19–21	Горизонтально – фрезерний верстати	0,23	0,55	4,5
СП3	15, 16, 43, 44	Свердлильні верстати	0,2	0,6	4,5
	17, 18	Горизонтально – фрезерні верстати	0,23	0,55	4,5
	26 – 29	Продольно – строгальні верстати	0,2	0,7	8,8
	22– 25,33,34	Токарні напівавтомати	0,15	0,5	12

2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів

Розрахунок електричних навантажень електромеханічного цеху виконуємо методом розрахункових навантажень (РК) [7]

Номінальна активна потужність групи ЕП розраховується за формулою:

$$P_H = nP_{Hi}, \quad (2.1)$$

де n – кількість ЕП;

P_{Hi} - номінальна потужність електроприймача для маніпуляторів:

$$P_H = 6 \cdot 3,5 = 21,0 \text{ кВт.} \quad (2.2)$$

Визначаємо проміжну активну і реактивну потужності (маніпуляторів)

$$P_{пр} = P_{H\Sigma} \cdot K_v, \quad (2.3)$$

$$Q_{пр} = P_{пр} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.4)$$

де K_v - коефіцієнт використання;

$$P_{пр} = 21 \cdot 0,22 = 4,62 \text{ кВт,}$$

$$Q_{пр} = 4,62 \cdot 1,33 = 6,16 \text{ квар.}$$

Для інших споживачів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.2.

Покажемо розрахунок навантаження для силового пункту 1:

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 25 + 21 + 21 + 3,2 + 13,5 + 22 = 84,7 \text{ кВт.}$$

Сумарна кількість електроприймачів для СП1:

$$n_{\Sigma СП1} = \sum_{i=1}^m n_i, \quad (2.5)$$

$$n_{\Sigma СП1} = 1 + 6 + 2 + 3 + 4 = 16.$$

Серед всіх споживачів СП1 шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\min СП1} = 1,6 \text{ кВт,}$$

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		35

$$P_{\max \text{СП1}} = 25 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{\max \text{СП1}}}{P_{\min \text{СП1}}} = \frac{25}{1,6} = 15,63.$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності для СП1:

$$P_{\text{нСП1}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}}, \quad (2.6)$$

де $\sum P_{\text{пр}}$ - сума активних проміжних потужностей для СП1,

$$P_{\text{нСП1}} = 3,75 + 4,62 + 0,54 + 3,11 + 15,40 = 27,42 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{нСП1}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}i}, \quad (2.7)$$

де $\sum Q_{\text{пр}}$ - сума реактивних проміжних потужностей для СП1.

$$Q_{\text{нСП1}} = 6,5 + 6,16 + 0,83 + 4,71 + 11,55 = 29,75 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

$$K_{\text{в}} = \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{н}\Sigma}}, \quad (2.8)$$

де $P_{\text{н}}$ - сумарна проміжна потужності для СП1;

$P_{\text{н}\Sigma}$ - сумарна номінальна потужність для СП1;

$$K_{\text{вСП1}} = \frac{27,42}{84,7} = 0,32.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n n_i \cdot (p_{\text{н}i})^2} \quad (2.9)$$

де $P_{\text{н max}}$ - максимальна номінальна потужність

$$n_{\text{еСП1}} = \frac{21 + 25 + 3,2 + 13,5 + 22}{6 \cdot 3,5^2 + 1 \cdot 25^2 + 2 \cdot 1,6^2 + 3 \cdot 4,5^2 + 4 \cdot 5,5^2} = 8,1$$

Приймаємо $n_{\text{еСП1}} = 6$.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		36

Визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження згідно [7]:

$$K_{\text{рсп1}} = 1,3$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність для СП1:

$$P_{\text{рсп1}} = P_{\text{псп1}} \cdot K_{\text{рсп1}}, \quad (2.10)$$

де $P_{\text{п}}$ - сумарна проміжна активна потужність для СП1;

$K_{\text{р}}$ - коефіцієнт розрахункового навантаження;

$$P_{\text{рСП1}} = 27,42 \cdot 1,3 = 35,64 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$\text{при } n_e < 10 \quad Q_{\text{р}} = 1,1Q_{\text{пр}};$$

$$\text{при } n_e > 10 \quad Q_{\text{р}} = Q_{\text{пр}}.$$

$$Q_{\text{р}} = 1,1 \cdot Q_{\text{пр}} = 1,1 \cdot 29,75 = 32,72 \text{ квар (так як } n_e = 8 < 10).$$

Повна розрахункова потужність для СП1:

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2}, \quad (2.11)$$

$$S_{\text{рСП1}} = \sqrt{34,55^2 + 32,72^2} = 47,58 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм для СП1:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (2.12)$$

де $S_{\text{р}}$ - повна розрахункова потужність для СП1;

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга;

$$I_{\text{рСП1}} = \frac{47,58}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 68,68 \text{ А.}$$

Для СП2 і СП3 розрахунок проводимо аналогічно і результати зводимо до таблиці 2.2.

Розрахуємо сумарне силове навантаження цеху:

Сумарна кількість електроприймачів

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	37
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i, \quad (2.13)$$

$$n_{\Sigma} = 16 + 12 + 16 = 44.$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 84,7 + 74,5 + 134,2 = 293,4 \text{ кВт.}$$

Серед всіх електроприймачів шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{\min \text{СПІ}} = 1,6 \text{ кВт},$$

$$P_{\max \text{СПІ}} = 25 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{\max \text{СПІ}}}{P_{\min \text{СПІ}}} = \frac{25}{1,6} = 15,63.$$

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності:

$$P_{\text{пЧ}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}}, \quad (2.14)$$

$$P_{\text{пЧ}} = 27,42 + 14,06 + 41,51 = 82,98 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{пЧ}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{прі}}, \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{пЧ}} = 29,75 + 20,81 + 44,51 = 95,06 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання:

$$K_{\text{вЧ}} = \frac{P_{\text{пЧ}}}{P_{\text{нЧ}}}, \quad (2.16)$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_e = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{Hi}}{P_{H \max}}, \quad (2.17)$$

$$n_{\text{еЧ}} = \frac{2 \cdot 293,4}{25} = 23,47.$$

Приймаємо $n_{\text{СПІ}} = 23$.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		38

Визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження згідно [7]:

$$K_p = 0,85.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_{pCH} = P_{\pi} \cdot K_p, \quad (2.19)$$

$$P_{pCH} = 82,98 \cdot 0,85 = 70,54 \text{ кВт.}$$

Визначаємо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{pCH} = K_p \cdot Q_{пр}, \quad (2.20)$$

$$Q_{pCH} = 0,85 \cdot 95,06 = 80,8 \text{ кВт.}$$

Повна розрахункова потужність силового навантаження:

$$S_{pCH} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.21)$$

Розрахунковий струм силового навантаження:

$$I_{pCH} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\pi}}, \quad (2.22)$$

$$I_{pCH} = \frac{107,26}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 154,82 \text{ А.}$$

Для розрахунку освітлення в електромеханічному цеху використовуємо метод коефіцієнта використання.[8]

Потрібний потік ламп в кожному світильнику Φ знаходиться з формули:

$$\Phi = \frac{E_{min} \cdot K_z \cdot F \cdot z}{\eta}; \quad (2.23)$$

де K_z – коефіцієнт запасу;

E_{min} – мінімальна освітленість, лк;

F – площа, приміщення, що освітлюється, m^2 ;

z – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

η – коефіцієнт використання світлового потоку – відношення світлового потоку, який падає на робочу поверхню, до світлового потоку світильників.

Коефіцієнт використання η залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін $\rho_{\text{ст}}$, стелі $\rho_{\text{с}}$, робочої поверхні $\rho_{\text{р}}$, та від показника приміщення i , який враховує співвідношення розмірів приміщення.

Приймаємо:

$$\rho_{\text{ст}} = 0,3$$

$$\rho_{\text{с}} = 0,1$$

$$\rho_{\text{р}} = 0,1$$

Згідно та вище приведених формул та [4], визначаємо:

Коефіцієнт запасу $K_z = 1,8$.

Мінімальна освітленість $E_{\text{min}} = 200$ лк.

Коефіцієнт нерівномірності $z = 1,15$.

Площа приміщення:

$$F = A \cdot B, \quad (2.24)$$

$$F = 45 \cdot 35 = 1575 \text{ м}^2$$

Визначимо показник, який враховує співвідношення розмірів приміщення (індекс приміщення):

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (2.25)$$

$$h = H - h_{\text{с}} - h_{\text{р}}, \quad (2.26)$$

де $H = 10$ м – висота приміщення цеху;

$h_{\text{р}} = 0,8$ м – висота розрахункової поверхні над підлогою згідно норм[9];

$h_{\text{с}} = 0,2$ м – відстань світильників від перекриття;

$$h = 10 - 0,8 - 0,2 = 9 \text{ м.}$$

Тоді:

$$i = \frac{45 \cdot 35}{9 \cdot (45 + 35)} = 2,19;$$

$$\eta = 0,74$$

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	40
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Визначимо світловий потік однієї лампи, необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості, лм:

Нормоване значення освітленості для цеху дорівнює 200 лк. Коефіцієнт мінімальної освітленості $z = 1,15$. Вибираємо значення коефіцієнту запасу $k_3 = 1,8$. згідно [2]

Вибираємо згідно [4] тип та потужність ламп:

тип LED T1-Y-E-128-610, $\Phi_{\text{л}} = 16000$ лм, $P_{\text{л}} = 128$ Вт $U = 220$ В.

Тоді світловий потік:

$$\Phi = \frac{200 \cdot 1,8 \cdot 1575 \cdot 1,15}{0,74} = 881148,65 \text{ лм.}$$

Кількість світильників :

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}}, \quad (2.27)$$

$$N = \frac{881148,65}{16000} = 55,07 \approx 56 \text{ шт.}$$

Вибираємо згідно [9] тип та потужність ламп:

Використовуємо LED T1-Y-E-128-610;

Потужність ламп 128Вт,

Струм 4 А,

$\cos \varphi$ не менше 0,98, тоді $\text{tg} \varphi = 0,2$.

Визначаємо активну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту ($K_{\text{п}} = 0,9$) та коефіцієнті, що враховує додаткові втрати потужності у пускорегулюючій апаратурі $K_{\text{пра}} = 1,25$:

$$P_{\text{осв}} = n P_{\text{л}} K_{\text{п}} K_{\text{пра}}, \quad (2.28)$$

$$P_{\text{осв}} = 56 \cdot 0,128 \cdot 0,9 \cdot 1,25 = 8,06 \text{ кВт.}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (2.29)$$

$$Q_{\text{осв}} = 8,06 \cdot 0,2 = 1,612 \text{ квар.}$$

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	41
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Світильники аварійного освітлення розмістимо рівномірно по всій площі приміщення, значення освітленості при аварійному освітленні для цеху обробки деталей рекомендується брати 5 % від норми робочого освітлення, але не менш як 5 та не більше 30 лк. Для освітлення використаємо лампи розжарення Б 215-225

$$P_{ав} = 0,05P_{осв}, \quad (2.30)$$

$$P_{ав} = 0,05 \cdot 8,06 = 0,403.$$

Розрахуємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{осв} = \sqrt{P_{осв\Sigma}^2 + Q_{осв\Sigma}^2}, \quad (2.31)$$

$$P_{осв\Sigma} = P_{осв} + P_{ав}, \quad (2.32)$$

$$P_{осв\Sigma} = 8,06 + 0,403 = 8,463 \text{ кВт},$$

$$S = \sqrt{8,463^2 + 1,612^2} = 8,61 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.2.

Активна потужність на шинах НН:

$$P_{нн} = P_p + P_{осв}, \quad (2.33)$$

де P_p - сумарну розрахункова активну потужність для всіх СП;

$P_{осв\Sigma}$ - активна потужність освітлювального навантаження;

$$P_{нн} = 70,54 + 8,46 = 79,0 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність на шинах НН:

$$Q_{нн} = Q_p + Q_{осв}, \quad (2.34)$$

де Q_p - сумарну розрахункова реактивна потужність для всіх СП;

$Q_{осв}$ - реактивна потужність освітлювального навантаження;

$$Q_{нн} = 80,8 + 1,61 = 82,41 \text{ квар}.$$

Повна потужність на шинах НН:

$$S_{нн} = \sqrt{P_{нн}^2 + Q_{нн}^2}, \quad (2.35)$$

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		42

де P_{HH} і Q_{HH} - відповідно активна і реактивна потужність на шинах НН;

$$S_{\text{HH}} = \sqrt{79,0^2 + 82,41^2} = 114,16 \text{ кВА.}$$

Втрати в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{тр}} = (0,02 \div 0,03) \cdot S_{\text{HH}} = 0,025 \cdot 114,16 = 2,85 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot S_{\text{HH}} = 0,1 \cdot 114,16 = 11,42 \text{ квар.}$$

Визначаємо потужність на шинах ВН:

$$S_{\text{ВН}} = \sqrt{P_{\text{ВН}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2}, \quad (2.36)$$

де $P_{\text{ВН}}$ і $Q_{\text{ВН}}$ - відповідно активна і реактивна потужність на шинах ВН;

$$P_{\text{ВН}} = P_{\text{HH}} + \Delta P_{\text{тр}} = 79,0 + 2,85 = 81,85 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ВН}} = Q_{\text{HH}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 82,41 + 11,42 = 93,83 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{ВН}} = \sqrt{81,85^2 + 93,83^2} = 124,51 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.2

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		43

Таблиця 2.2 – Навантаження цеху промислового підприємства

Вихідні дані																						
За умовою										Довідникові												
Найменування ЕП	n, од	Номінальна потужність, кВт				P _{н.д. max} / P _{н.д. min}		K _с	cos φ	tgφ	Проміжні потужності			n _{р-од}		K _р	Розрахункові потужності			Розрахунковий струм I _р , А		
		P _{н.д.}	P _{н.д.}	P _{н.д.}	P _{м, кВт}	Q _{м, квар}	n _{р-од}				n _{н-од}	P _{р, кВт}	Q _{р, квар}	S _{р, кВ·А}								
1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19			
Машинування торів	6,00	3,50	21,00					0,22	0,60	1,33	4,62	6,16										
Мостовий кран	1,00	25,00	25,00					0,15	0,50	1,73	3,75	6,50										
Точильно-шліфувальні верстати	2,00	1,60	3,20					0,17	0,55	1,52	0,54	0,83										
Горизонтально-фрезерні верстати	3,00	4,50	13,50					0,23	0,55	1,52	3,11	4,71										
Вентильори	4,00	5,50	22,00					0,70	0,80	0,75	15,40	11,55										
СП1	16,00		84,70	25,00	1,60	15,63		0,32			27,42	29,75	8,10	8,00	1,30	35,64	32,72	48,39	69,84			
Сверлильні верстати	8,00	4,50	36,00					0,20	0,60	1,33	7,20	9,60										
Мостовий кран	1,00	25,00	25,00					0,15	0,50	1,73	3,75	6,50										
Горизонтально-фрезерні верстати	3,00	4,50	13,50					0,23	0,55	1,52	3,11	4,71										
СП2	12,00		74,50	25,00	4,50	5,56		0,19			14,06	20,81	6,55	6,00	1,26	17,71	22,89	28,94	41,77			
Сверлильні верстати	4,00	4,50	18,00					0,20	0,60	1,33	3,60	4,80										
Горизонтально-фрезерні верстати	2,00	4,50	9,00					0,23	0,55	1,52	2,07	3,14										
Токарні напівавтомати	6,00	12,00	72,00					0,40	0,70	1,02	28,80	29,38										
Продольно-строгальні верстати	4,00	8,80	35,20					0,20	0,70	1,02	7,04	7,18										
СП3	16,00		134,20	12,00	4,50	2,67		0,31			41,51	44,51		16,00	1,02	42,34	44,51	61,43	88,67			
Силове навантаження	44,00		293,40	25,00	1,60	15,63		0,28			82,98	95,06	23,47	23,00	0,85	70,54	80,80	107,26	154,82			
Освітлення																8,46	1,61	8,61				
Шини НН																79,00	82,41	114,16				
Втрати в трансформаторі																2,854	11,416					
Шини ВН																81,85	93,83	124,51				

2.2.4 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення.

Визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах міста представлені в таблиці 2.3

Таблиця 2.3- навантаження в електропостачальних системах міст

№	Тип об'єкту	Кількість	Умовне позначення
1	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 2 секції, 128 помешкань	1	В
2	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 3 секції, 60 помешкань	3	Г
3	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 4 секції, 80 помешкань	2	Д
4	Кінотеатр на 1200 місць	1	П
5	Школа на 800 місць з харчоблоком	1	Ф
6	Багатопверховий гараж на 300 місць	1	К

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно [8]:

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9P_{сил}; \quad (2.37)$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв} \operatorname{tg} \varphi_{кв} + 0,9P_{сил} \operatorname{tg} \varphi_{сил} \quad (2.38)$$

де $P_{кв}$ – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{кв} = n_{пит} N_{кв}, \quad (2.39)$$

де $n_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла [10].

$N_{кв}$ – кількість квартир;

$P_{\text{сил}}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{\text{сил}} = K_{\text{п}} \sum_{i=1}^n P_{\text{л}}, \quad (2.40)$$

де $K_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок [10];

$P_{\text{л}}$ – потужність ліфтової установки;

n – кількість ліфтових установок;

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно [9]:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{пит}} N, \quad (2.41)$$

$$Q_{\text{р}} = P_{\text{пит}} N \text{tg} \varphi_{\text{пит}}. \quad (2.42)$$

На рисунку 2.1 зображена схема розміщення житлових, громадських та адміністративних будівель відносно трансформаторних підстанцій.

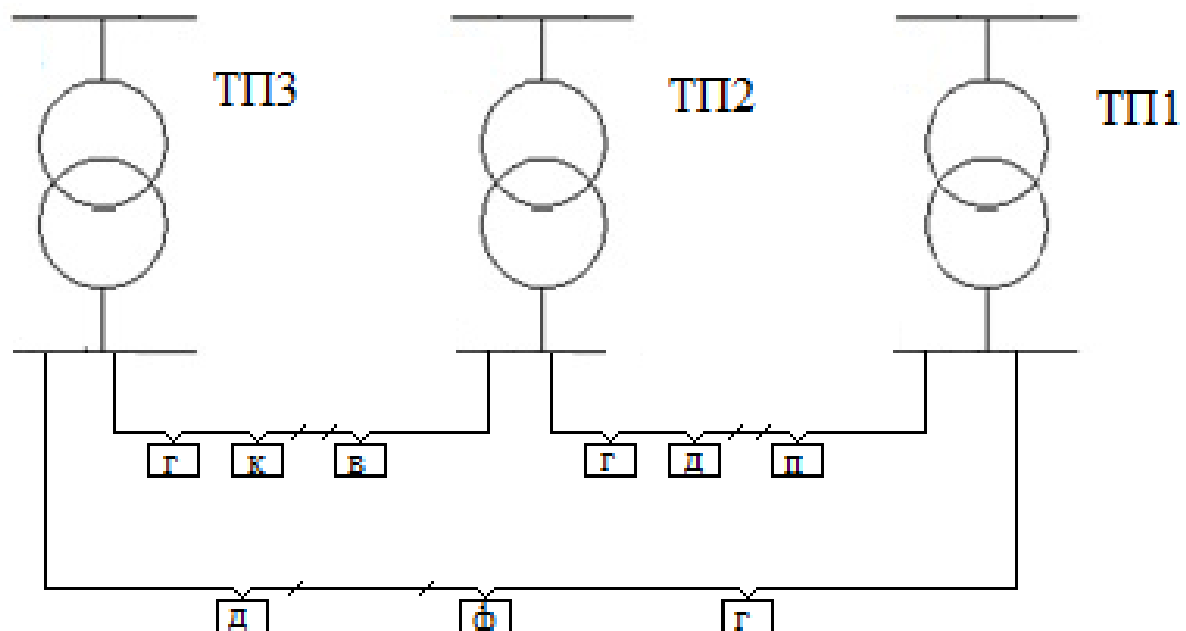


Рисунок 2.1 - Схема живлення будівель

2.2.4.1 Визначення навантажень в нормальному режимі роботи

Житловий будинок В з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань:

$$P_B = 1,52 \cdot 128 + 0,9 \cdot 2 \cdot 0,8 \cdot 15,5 = 216,88 \text{ кВт},$$

$$Q_B = 128 \cdot 1,52 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 15,5 \cdot 0,8 \cdot 1,17 \cdot 2 = 103,94 \text{ квар.}$$

Розрахунки для інших житлових будинків наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Розрахунок потужностей для житлових будинків, нормальний режим

Назва	Умовне позначення	$n_{\text{кв}}$	$P_{\text{пит.кв}}$, кВт/кв	$\text{tg}\varphi_{\text{кв}}$	$n_{\text{л}}$	$P_{\text{ліфт}}$, кВт	$K_{\text{пл}}$	$P_{\text{ж/б}}$, кВт	$\text{tg}\varphi_{\text{л}}$	$Q_{\text{ж/б}}$, квар
ж/б, газ.пл, 2с, 16п	В	128	1,52	0,4	2	15,5	0,8	216,88	1,17	103,94
ж/б, газ.пл, 3с, 5п	Г	60	1,14	0,43	-	-	-	68,4	-	29,41
ж/б, газ. пл, 4с, 5п	Д	80	1,07	0,29	-	-	-	85,60	-	36,81

Багатоповерховий гараж К:

$$P_K = 0,22 \cdot 300 = 66 \text{ кВт},$$

$$Q_K = 66 \cdot 0,57 = 37,62 \text{ квар.}$$

Розрахунок інших суспільних об'єктів зведемо у таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 - Розрахунок потужностей суспільних споживачів для нормального режиму:

Назва	Умовне позначення	n	$P_{\text{пит.сусп}}$, кВт/м	$P_{\text{сусп.}}$, кВт	$\text{tg}\varphi$	$Q_{\text{сусп.}}$, квар
Багатоповерховий гараж на 300 місць	К	300	0,22	66	0,57	37,62
Кінотеатр на 1200 місць	П	1200	0,15	180	0,43	77,4
Школа на 800 учнів з харчоблоком	Ф	800	0,25	200	0,33	66

У випадку сумісного електропостачання різних об'єктів, розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P_{\text{макс}} + \sum_{i=1}^n P_i \cdot K_{\text{сум } i}, \quad (2.43)$$

$$Q_{\text{ТП}} = Q_{\text{макс}} + \sum_{i=1}^n Q_i \cdot K_{\text{сум } i}, \quad (2.44)$$

де $P_{\text{макс}}$ – найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, які живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_i – розрахункове навантаження решти будівель $i = 1, \dots, n$;

$K_{\text{сум } i}$ – коефіцієнт участі у максимумі, який відображає якою долею навантаження i -го житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні;

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначимо розрахункове навантаження ТП:

ТПЗ (Г, К, Д):

Для ТПЗ можна об'єднати будинки Г і Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{\text{Г+Д}} = 0,94 \cdot 140 = 131,60 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Г+Д}} = 0,94 \cdot 140 \cdot 0,43 = 56,59 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ТПЗ}} = 131,6 + 0,5 \cdot 66 = 164,60 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТПЗ}} = 56,59 + 0,5 \cdot 37,62 = 75,4 \text{ квар.}$$

ТП2 (В, Г, Д):

Для ТП2 можна об'єднати будинки Г і Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{\text{Г+Д}} = 0,94 \cdot 140 = 131,60 \text{ кВт},$$

$$Q_{Г+Д} = 0,94 \cdot 140 \cdot 0,43 = 56,59 \text{ квар.}$$

$$P_{ТП2} = 216,88 + 0,9 \cdot 131,6 = 335,32 \text{ кВт,}$$

$$Q_{ТП2} = 103,94 + 0,9 \cdot 56,59 = 154,87 \text{ квар.}$$

ТП1 (П, Г, Ф):

$$P_{ТП1} = 200 + 0,8 \cdot 180 + 0,4 \cdot 68,4 = 371,16 \text{ кВт,}$$

$$Q_{ТП1} = 66 + 0,8 \cdot 77,4 + 0,4 \cdot 29,41 = 139,68 \text{ квар.}$$

2.2.4.2 Визначення навантажень в післяаварійному режимі роботи

ТП3 (2Г, Д, К, Ф, В):

Для ТП3 можна об'єднати два будинки Г і один Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{2Г+Д} = 0,87 \cdot 200 = 174 \text{ кВт,}$$

$$Q_{2Г+Д} = 0,87 \cdot 200 \cdot 0,43 = 74,82 \text{ квар.}$$

$$P_{ТП3} = 216,88 + 0,9 \cdot 174,0 + 0,7 \cdot 66 + 0,4 \cdot 200 = 499,68 \text{ кВт,}$$

$$Q_{ТП3} = 103,94 + 0,9 \cdot 74,82 + 0,7 \cdot 37,62 + 0,4 \cdot 66 = 224,01 \text{ квар.}$$

ТП2 (2Г, Д, К, В, П):

Для ТП2 можна об'єднати два будинки Г і один Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{2Г+Д} = 0,87 \cdot 200 = 174 \text{ кВт,}$$

$$Q_{2Г+Д} = 0,87 \cdot 200 \cdot 0,43 = 74,82 \text{ квар.}$$

$$P_{ТП2} = 216,88 + 0,9 \cdot 174,0 + 0,9 \cdot 180 + 0,7 \cdot 66 = 581,68 \text{ кВт,}$$

$$Q_{ТП2} = 103,94 + 0,9 \cdot 74,82 + 0,9 \cdot 77,4 + 0,7 \cdot 37,62 = 267,27 \text{ квар.}$$

ТП1 (2Г, 2Д, П, Ф):

Для ТП1 можна об'єднати два будинки Г і два будинки Д, оскільки вони мають однаковий спосіб приготування їжі:

$$P_{2Г+2Д} = 0,82 \cdot 280 = 228,20 \text{ кВт,}$$

$$Q_{2Г+2Д} = 0,82 \cdot 280 \cdot 0,43 = 98,13 \text{ квар.}$$

$$P_{ТП1} = 228,20 + 0,3 \cdot 200 + 0,9 \cdot 180 = 450,20 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТП}} = 98,13 + 0,3 \cdot 66,0 + 0,9 \cdot 77,4 = 187,59 \text{ квар.}$$

Рохрахункові дані записуємо в таблицю 2.6

Таблиця 2.6 – Визначення навантажень в нормальному та в післяаварійному режимах роботи

№ТП	Норм. режим		П/а режим	
	$P_{\text{ТП}}$, кВт	$Q_{\text{ТП}}$, квар	$P_{\text{ТП}}$, кВт	$Q_{\text{ТП}}$, квар
1	371,16	139,68	450,20	187,59
2	335,32	154,87	581,68	267,27
3	164,6	75,4	499,68	224,01

2.3 Вибір трансформаторів і засобі компенсації реактивної потужності.

2.3.1 Вибір схем трансформаторної підстанції

Живлення району здійснюється ГПП з двома трансформаторами ТРДН-25000/10 основні характеристики наведені в таблиці 2.7., а також в додатку А.

Таблиця - 2.7 – Паспортні дані трансформатора ТРДН-25000/110

Тип	$S_{\text{тр max}}$, МВА	Напруга ,кВ			Втрати, кВт		$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
		ВН	НН1	НН2	ХХ	КЗ		
ТРДН – 25000/110	25	115	10,5	10,5	25	120	10,5	0,65

2.3.2 Вибір конденсаторної батареї

Оскільки однією з умов споживання якісної електричної енергії є значення $\cos\phi = 0,95$, то використовуючи цю умову та значення активної та реактивної енергії цеху розрахуємо значення КБ:

					НТУУ.001.7114.014ПЗ			
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата				50

$$\alpha = \cos^{-1} \cdot 0,98 = 11,47^{\circ} \quad (2.45)$$

$$Q_{\text{цех}} = P_{\text{цех}} \cdot \operatorname{tg}(\alpha) \quad (2.46)$$

$$Q_{\text{цех}} = 81,85 \cdot \operatorname{tg}(11,47) = 16,6 \text{ кВАр}$$

$$Q_{\text{кб}} = Q_{\text{цех}} - Q_{\text{цех}} \quad (2.47)$$

де $Q_{\text{цех}}$ – реактивна енергія цеху яка має бути скомпенсована, кВАр

$Q_{\text{кб}}$ – реактивна енергія КБ, кВАр

$$Q_{\text{кб}} = 93,85 - 16,6 = 77,25 \text{ кВАр}$$

Отже, згідно розрахунків для компенсації реактивної енергії потрібна КБ на 77,25 кВАр, але верстати будуть працювати не весь час, то му потрібно обрати інший номінал батареї.

Для цього цеху було обрано конденсаторна установка типу АКУ-0,4-70-10 потужністю 35кВАр. Паспортні дані КУ наведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – паспортні дані конденсаторної установки

Тип конденсаторної установки	Потужність, квар	Номінальний струм, А	Номінал водного запобіжника	Мінімальна ступінь регулювання, квар	Габаритні розміри, мм
АКУ-0,4-70-10	70	101,5	160	5	1200х 800х 300

2.3.2.2 Вибір трансформатора цеху

Знаючи загальне навантаження цеху та номінали конденсаторних батарей, розрахуємо номінал ТП:

$$S_{\text{тр}} = \sqrt{P^2 + (Q_{\text{цех}}^2 - Q_{\text{кб}}^2)} \quad (2.48)$$

$$S_{\text{тр}} = \sqrt{81,85^2 + (93,85^2 - 77,25^2)} = 97,19 \text{ кВА}$$

Для цеху обираємо трансформатор наведений в таблиці 2.9

Таблиця 2.9 – паспортні дані трансформатора цеху.

Номинальна потужність S_n , кВ·А	Номинальна напруга на високій стороні $U_{\text{вн}}$, кВ	Номинальна напруга на низькій стороні $U_{\text{вн}}$, кВ	Потужність короткого замикання P_k , Вт	Потужність холостого ходу $P_{\text{хх}}$, Вт	Напруга короткого замикання U_k , %	Струм холостого ходу $I_{\text{хх}}$, %
160	10	0,4	2650	460	4,5	2

2.4 Визначення центра навантаження

При проектуванні потрібно стоїть питання про розміщення підстанцій на територію цеху. Тому на генеральному плані відображається картограма електричних навантажень, яка складається з декількох кіл.

Радіус кожного кола визначається за формулою:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{\text{р.і.}}}{\pi \cdot m}} \quad (2.49)$$

– розрахункове електричного навантаження підрозділу;

– масштаб, кВт/м² ; приймають відносно найбільшої потужності одного з підрозділів.

У кожному з отриманих кіл виділяють сектори, які відповідають освітлювальному або силовому навантаженню напругою 0,38 кВ.

Величину сектора для силового навантаження знаходять за виразом:

$$\alpha_{\text{с.м.}} = \frac{360 \cdot P_{\text{р.с.о.},38}}{P_{\text{p}\Sigma}} \quad (2.50)$$

$$\alpha_{\text{о.м.}} = \frac{360 \cdot P_{\text{р.о.о.},38}}{P_{\text{p}\Sigma}} \quad (2.51)$$

де α_i – величина сектору (в градусах);

$P_{\text{рсі}}$ та $P_{\text{росі}}$ – величини максимального силового та освітлювального навантаження.

Прогнозований центр електричних навантажень буде визначено як точку, координати якої знаходимо за формулою:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{р.і.}} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{р.і.}}} \quad (2.52)$$

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{р.і.}} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{р.і.}}} \quad (2.53)$$

Де x_i, y_i – координати навантаження об'єкту;

$P_{\text{р.і}}$ – розрахункове навантаження цеху.

$$x = \frac{4 \cdot 14 \cdot 3 + 25 \cdot 3 + \dots + 10 \cdot 3 \cdot 29 + 8 \cdot 4 \cdot 29}{14 \cdot 4 + 25 + \dots + 10 \cdot 3 + 8 \cdot 4} = 18,3$$

$$y = \frac{4 \cdot 14 \cdot 4 + 25 \cdot 10 + \dots + 10 \cdot 3 \cdot 20 + 8 \cdot 4 \cdot 35}{14 \cdot 4 + 25 + \dots + 10 \cdot 3 + 8 \cdot 4} = 21,8$$

Теоретичний центр навантажень механічного цеху має такі координати А (18,3;21,8)

2.5 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж

2.5.1 Вибір схеми розподільчої мереж

Вибір схеми розподільчої мережі Живлення підстанції цеху відбувається від ГПП підприємства за допомогою кабельних та повітряних ліній. В нашому

випадку використовується магістральна схема живлення підстанції. Що в подальшому дозволить підключити додаткові підстанції, в залежності від їх потужності.

2.5.2 Обґрунтування встановлення розподільчих пунктів високої напруги

РП і місце її розташування вибиралося за принципом досягнення менших економічних витрат на провідники для ліній живлення. Доцільно буде встановити один РП, до якого в подальшому можливо буде підключити нові споживачі або збільшити уже наявні потужності. Для живлення РП будуть використані лінії 10 кВ.

2.5.3 Розрахунок розподільчих мереж 10 кВ

Початкові дані для розрахунків наведені у таблицях 2.10 та 2.11

Навантаження розподільчих трансформаторів наведені в таблиці 2.10

Таблиця 2.10 - Навантаження розподільчих трансформаторів

	P , кВт	Q , квар
ТП4	280	65
ТП5	300	60
ТП6	260	50
ТП7	180	40
ТП8	190	40

Зосереджене навантаження на РП наведено в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 - Зосереджене навантаження на РП

P_1 , МВт	2,8
Q_1 , Мвар	0,65
P_2 , МВт	3,0
Q_2 , Мвар	0,6

Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустиму величину, визначену з врахуванням умов прокладки кабельної лінії:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2, \quad (2.54)$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними з врахуванням марки кабелю і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і т.д.);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – поправочний коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів;

Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати фактичного допустимого значення, визначеного з врахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}}, \quad (2.55)$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ, $K_{\text{пер}}=1,3$;

Для КЛ вибраний перетин не може бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмам к.з.

$$F_{\text{кл}}^{\text{min}} = \frac{I_{\Sigma}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \quad (2.56)$$

де $I_{\Sigma}^{(3)}$ - сумарний струм к.з. від енергосистеми з врахуванням наявних в СЕП синхронних двигунів;

$t_{\text{п}}$ – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.);

C – термічний коефіцієнт, $C = 75 \frac{A \cdot c^{0,5}}{\text{мм}^2}$;

Розрахункове навантаження розподільчих ліній 6-10 кВ визначається добутком суми розрахункових навантажень окремих ТП і коефіцієнту $K_{см}$, який враховує суміщення їх максимумів:

$$P_{pc} = K_{см} \sum_{i=1}^n P_{рТПі} \quad (2.57)$$

де $P_{рТПі}$ – розрахункове навантаження ТП;

$K_{см}$ – коефіцієнт суміщення максимумів, обирається згідно [10].

При розрахунках необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

Вибір трансформатора ТП1:

$$P_{ТП4} = 371,36 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП4} = 139,68 \text{ квар},$$

$$S_{ТП4} = \sqrt{371,36^2 + 139,68^2} = 396,76 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатор ТМ 250/10 [12] з наступними паспортними даними які наведені в таблиці 2.13:

Перевірка трансформатора в п/а режимі:

$$S_{n/a} = \sqrt{P_{n/a}^2 + Q_{n/a}^2} = \sqrt{450,2^2 + 187,59^2} = 487,72 \text{ кВА},$$

$$S_{п/а} = 487,72 \text{ кВА} < 1,4 \cdot 400 = 560 \text{ кВА}.$$

Вважаємо, що для ТП4-8 та цехових трансформаторів післяаварійний режим не існує.

Аналогічні розрахунки здійснимо для інших ТП та оберемо трансформатори. Результати занесемо до таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Розподіл навантаження

№ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВ·А	S _{нт} , кВА	P _{п/а} , кВА	Q _{п/а} , квар	S _{п/а} , кВА	1,4 S _{нт} , кВА
1	371,36	139,68	396,76	400	450,2	187,59	487,72	560
2	335,32	154,87	369,36	630	581,68	267,27	640,14	882
3	164,6	75,4	181,05	400	499,68	224,01	547,6	560

Продовження таблиці 2.12

4	280	65	287,45	400	-	-	-	-
5	300	60	305,94	400	-	-	-	-
6	260	50	264,76	400	-	-	-	-
7	180	40	184,39	250	-	-	-	-
8	190	40	194,16	250	-	-	-	-
Цех	81,85	93,83	124,51	160	-	-	-	-
Ін.цех*	81,85	93,83	124,51	160	-	-	-	-

* де $P_{\text{ТПін.цех}}$, $Q_{\text{ТПін.цех}}$ – активне та реактивне навантаження іншого цеху промислового підприємства, для розрахунків приймаємо рівним навантаженню розрахованого цеху у **підрозділі 2.1**;

Отже, для ТП1, ТП3, ТП4, ТП5, ТП6 приймаємо ТМ 400/10 **[12]**, для ТП2 обираємо ТМ 630/10, для ТП7, ТП8 ТМ 250/10, а цеховими трансформаторами обираємо ТМ 160/10. Дані заносимо в таблицю 2.13.

Таблиця 2.13 - паспортні дані трансформаторів:

Трансформатор	S_{HT} , кВА	$\Delta P_{\text{нх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$I_{\text{нх}}$, %	$U_{\text{кз}}$, %
ТМ 630/10	630	1,05	7,6	1,8	5,5
ТМ 400/10	400	0,83	5,5	1,5	4,5
ТМ 250/10	250	0,56	3,7	1,9	4,5
ТМ 160/10	160	0,46	2,65	2	4,5

Розраховуємо втрати потужності в трансформаторах всіх ТП в нормальному та післяаварійному режимах.

Розрахунок здійснимо на прикладі ТП1.

Для нормального режиму:

$$\Delta P_{\text{ТП1}} = \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{ТП1}}}{S_{\text{HT}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{нх}} = 5,5 \cdot \left(\frac{396,76}{400} \right)^2 + 0,83 = 6,24 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП1}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \frac{S_{\text{ТП1}}^2}{S_{\text{HT}}} + \frac{I_{\text{нх}}}{100} S_{\text{HT}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{396,76^2}{400} + \frac{1,5}{100} \cdot 400 = 23,71 \text{ квар.}$$

Аналогічні розрахунки для всіх ТП приведені в таблиці 2.14

Таблиця 2.14 – Розрахунок втрат в трансформаторах ТП

Номер ТП	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$, квар	$\Delta P_{\text{трп/а}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{трп/а}}$, квар
ТП1	6,24	23,71	9	32,76
ТП2	3,66	23,25	8,9	47,11
ТП3	1,96	9,69	11,14	39,73
ТП4	3,67	15,30	-	-
ТП5	4,05	16,53	-	-
ТП6	3,24	13,89	-	-
ТП7	2,57	10,87	-	-
ТП8	2,79	11,54	-	-
ТП _{цех}	2,06	7,56	-	-
ТП _{ін.цех}	2,06	7,56	-	-

$$\Delta P_{\text{ТП1-ТП4}} = \Delta P_{\text{ТП1}} + \Delta P_{\text{ТП2}} + \Delta P_{\text{ТП3}} + \Delta P_{\text{ТП4}}, \quad (2.58)$$

$$\Delta P_{\text{ТП1-ТП4}} = 6,24 + 3,66 + 1,96 + 3,67 = 15,53 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\text{ТП5-ТП8}} = \Delta P_{\text{ТП5}} + \Delta P_{\text{ТП6}} + \Delta P_{\text{ТП7}} + \Delta P_{\text{ТП8}}, \quad (2.59)$$

$$\Delta P_{\text{ТП5-ТП8}} = 4,05 + 3,24 + 2,57 + 2,79 = 12,65 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП1-ТП4}} = \Delta Q_{\text{ТП1}} + \Delta Q_{\text{ТП2}} + \Delta Q_{\text{ТП3}} + \Delta Q_{\text{ТП4}}, \quad (2.60)$$

$$\Delta Q_{\text{ТП1-ТП4}} = 23,71 + 23,25 + 9,69 + 15,3 = 71,95 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП5-ТП8}} = \Delta Q_{\text{ТП5}} + \Delta Q_{\text{ТП6}} + \Delta Q_{\text{ТП7}} + \Delta Q_{\text{ТП8}}, \quad (2.61)$$

$$\Delta Q_{\text{ТП5-ТП8}} = 16,53 + 13,89 + 10,87 + 11,54 = 52,83 \text{ квар.}$$

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в нормальному режимі роботи:

$$P_{\text{Л1}} = K_{\text{см}} \cdot (P_{\text{ТП5}} + P_{\text{ТП6}} + P_{\text{ТП7}} + P_{\text{ТП8}} + \Delta P_{\text{ТП5-ТП8}}), \quad (2.62)$$

$$P_{\text{Л1}} = 0,85 \cdot (300 + 260 + 180 + 190 + 12,65) = 801,25 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1} = K_{см} \cdot (Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ТП7} + Q_{ТП8} + \Delta Q_{ТП5-ТП8}), \quad (2.63)$$

$$Q_{Л1} = 0,85 \cdot (60 + 50 + 40 + 40 + 52,83) = 206,41 \text{ квар},$$

$$S_{Л1} = \sqrt{P_{Л1}^2 + Q_{Л1}^2}, \quad (2.64)$$

$$S_{Л1} = \sqrt{801,25^2 + 206,41^2} = 827,41 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \quad (2.65)$$

$$I_{Л1} = \frac{827,41}{\sqrt{3} \cdot 10} = 47,77 \text{ А}.$$

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в післяаварійному режимі роботи:

$$\Delta P_{ТП1-ТП8}^{п/а} = \Delta P_{ТП1}^{п/а} + \Delta P_{ТП2}^{п/а} + \Delta P_{ТП3}^{п/а} + \Delta P_{ТП4} + \Delta P_{ТП5} + \Delta P_{ТП6} + \Delta P_{ТП7} + \Delta P_{ТП8}, \quad (2.66)$$

$$\Delta P_{ТП1-ТП8}^{п/а} = 9 + 8,9 + 11,4 + 3,67 + 4,05 + 3,24 + 2,57 + 2,79 = 45,62 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{ТП1-ТП8}^{п/а} = \Delta Q_{ТП1}^{п/а} + \Delta Q_{ТП2}^{п/а} + \Delta Q_{ТП3}^{п/а} + \Delta Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП5} + \Delta Q_{ТП6} + \Delta Q_{ТП7} + \Delta Q_{ТП8}, \quad (2.67)$$

$$\Delta Q_{ТП1-ТП8}^{п/а} = 32,76 + 47,11 + 39,73 + 15,3 + 16,53 + 13,89 + 10,87 + 11,54 = 187,73 \text{ квар},$$

$$P_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4} + P_{ТП5} + P_{ТП6} + P_{ТП7} + P_{ТП8} + \Delta P_{ТП1-ТП8}^{п/а}), \quad (2.68)$$

$$P_{Л1п/а} = 0,8 \cdot (371,36 + 335,32 + 164,6 + 280 + 300 + 260 + 180 + 190 + 45,62) = 1701,52 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4} + Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ТП7} + Q_{ТП8} + \Delta Q_{ТП1-ТП8}^{п/а}), \quad (2.69)$$

$$Q_{Л1п/а} = 0,8 \cdot (139,68 + 154,87 + 75,4 + 65 + 60 + 50 + 40 + 40 + 187,73) = 650,14 \text{ квар},$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{P_{Л1п/а}^2 + Q_{Л1п/а}^2}, \quad (2.70)$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{1701,52^2 + 650,14^2} = 1821,5 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{S_{Л1п/а}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \quad (2.71)$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{1821,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 105,16 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель АПВП 3×35 з $I_{\text{доп}} = 119$ А та $r_0=0,868$ Ом/км, $x_0=0,095$ Ом/км [11].

$$I_{\text{Л1п/а}} = 105,16 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 154,7 \text{ А.}$$

Аналогічно для Л2 знайдемо навантаження в нормальному режимі та занесемо результати в таблицю 2.15.

Знайдемо навантаження живлячої лінії Л3 в нормальному режимі:

$$P_{\text{Л3}} = K_{\text{с.м}} \cdot (P_{\text{РП2}} + P_{\text{Л2}} + P_{\text{ТПін.цех}} + \Delta P_{\text{ТПін.цех}}), \quad (2.72)$$

$$P_{\text{Л3}} = 0,8 \cdot (978,59 + 3000 + 81,85 + 2,06) = 3260,56 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Л3}} = K_{\text{с.м}} \cdot (Q_{\text{РП2}} + Q_{\text{Л2}} + Q_{\text{ТПін.цех}} + \Delta Q_{\text{ТПін.цех}}), \quad (2.73)$$

$$Q_{\text{Л3}} = 0,8 \cdot (369,71 + 600 + 93,83 + 7,56) = 905,8 \text{ квар},$$

$$S_{\text{Л3}} = \sqrt{P_{\text{Л3}}^2 + Q_{\text{Л3}}^2}, \quad (2.74)$$

$$S_{\text{Л3}} = \sqrt{3260,56^2 + 905,8^2} = 3384,04 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{Л3}} = \frac{S_{\text{Л3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (2.75)$$

$$I_{\text{Л3}} = \frac{3384,04}{\sqrt{3} \cdot 10} = 195,38 \text{ А.}$$

Навантаження лінії Л3 в післяаварійному режимі буде рівним навантаженню лінії Л4:

$$P_{\text{Л3п/а}} = K_{\text{с.м}} \cdot (P_{\text{ТПцех}} + P_{\text{РП1}} + P_{\text{РП2}} + P_{\text{Л2}} + P_{\text{Л1}} + P_{\text{ТПін.цех}} + \Delta P_{\text{ТПцех}} + \Delta P_{\text{ТПін.цех}}), \quad (2.76)$$

$$P_{\text{Л3п/а}} = 0,8 \cdot (790,5 + 978,59 + 2800 + 3000 + 81,85 + 81,85 + 2,06 + 2,06) = 6208,69 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{Л3п/а}} = K_{\text{с.м}} \cdot (Q_{\text{ТПцех}} + Q_{\text{РП1}} + Q_{\text{РП2}} + Q_{\text{Л2}} + Q_{\text{Л1}} + Q_{\text{ТПін.цех}} + \Delta Q_{\text{ТПцех}} + \Delta Q_{\text{ТПін.цех}}), \quad (2.77)$$

$$Q_{\text{Л3п/а}} = 0,8 \cdot (161,5 + 369,71 + 650 + 600 + 93,83 + 93,83 + 7,56 + 7,56) = 1672,04 \text{ квар},$$

$$S_{\text{Л3п/а}} = \sqrt{P_{\text{Л3п/а}}^2 + Q_{\text{Л3п/а}}^2}, \quad (2.78)$$

$$S_{\text{Л3п/а}} = \sqrt{6208,69^2 + 1672,04^2} = 6429,89 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{Л3п/а}} = \frac{S_{\text{Л3п/а}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (2.79)$$

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		60

$$I_{\text{ЛЗп/а}} = \frac{6429,89}{\sqrt{3} \cdot 10} = 371,23 \text{ А.}$$

Приймаємо кабель АПвП 3×185 з $I_{\text{доп}} = 294 \text{ А}$ та $r_0 = 0,164 \text{ Ом/км}$, [11].

$$I_{\text{ЛЗп/а}} = 371,23 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 382,2 \text{ А.}$$

Результати розрахунку струмів ліній наведені в таблиці 2.15

Таблиця 2.15 - Розрахунок струмів та вибір ліній

	Марка	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_p, \text{ А}$	$I_p^{\text{п/а}}, \text{ А}$
Л1	АПвП 3×35	119	47,77	105,16
Л2	АПвП 3×35	119	62,43	105,16
Л3	АПвП 3×185	294	195,38	371,23
Л4	АПвП 3×185	294	175,87	371,23

2.5.4 Розрахунок перерізу розподільчих мереж 0,4 кВ

Кабелі, які підходять до силових пунктів та електроприймачів відповідно, розрахунок струму в нормальному режимі буде проводитись за формулами:

$$I_p = \frac{k_{\text{сум}} \cdot \sum P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (2.80)$$

де P_n - номінальна потужність групи споживачів;

Результати розрахункових струмів та вибрані перерізи, зведемо в єдину таблицю (2.16 та 2.17).

Таблиця 2.16 – Перерізи кабелів та струми, які підходять до силових пунктів

Об`єкт	Марка кабелю, к-ть, переріз жил мм ²	$I_{\text{доп}}$	I_p
СП1	АВВГ 4×16	72	69,84
СП2	АВВГ 4×10	55	41,77
СП3	АВВГ 4×25	93	88,67

Продовження таблиці 2.16

ЩО	АВВГ 4х2,5	26	12,43
----	------------	----	-------

Таблиця 2.17 – Перерізи кабелів та струми, які підходять до групи ЕП

Назва	Потужність групи ЕП, кВт	I_p	$I_{доп}$	Марка кабелю, к-ть, переріз жил мм ²
Маніпулятори	21	13,07	26	АВВГ 4х2,5
Мостові крани	50	24,97	26	АВВГ 4х2,5
Точильно- шліфувальні верстати	3,2	1,66	26	АВВГ 4х2,5
Горизонтально- фрезерні верстати	36	25,3	26	АВВГ 4х2,5
Вентилятори	22	34,22	41	АВВГ 4х6
Свердлильні верстати	54	30,14	34	АВВГ 4х4
Токарні напівавтомати	72	59,97	72	АВВГ 4х16
Продольно стругальні верстати	35,2	14,66	26	АВВГ 4х2,5
Освітлення	8,46	12,43	26	АВВГ 4х2,5

2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі

2.6.1 Вибір апаратури живлячої мережі

Живлення електроенергією ГРП здійснюється двома ПЛ – 110 кВ (АС120), відстань до ГРП складає 20 км. До нього приєднані два трансформатора марки ТРДН – 25000/110 (додаток А)

Зі сторони високої напруги (ВН) трансформаторів знаходяться: два роз'єднувачі типу РГ-110/1000У1; два елегазові вимикачі типу ВЭКТ-110-40/2000У1 паспортні дані наведені в таблиці 2.19

Таблиця 2.18 – Вибір вимикача і роз'єднувача на напругу 110 кВ.

Елемент ЕПС	Параметри елементу	Умова вибору	Каталожні дані
Вимикач ВЭКТ-110-40/2000У1	Номінальна напруга	$U_{\text{ном.у}} \leq U_{\text{ном.а}}$	110 кВ
	Максимальний тривалий струм	$I_{\text{р.у.}} \leq I_{\text{ном.а}}$	2000 А
Роз'єднувач РГ-110/1000У1	Номінальна напруга	$U_{\text{ном.у}} \leq U_{\text{ном.а}}$	110 кВ
	Максимальний тривалий струм	$I_{\text{р.у.}} \leq I_{\text{ном.а}}$	1000 А

2.6.2 Вибір апаратури розподільчої мережі

На стороні 10 кВ було встановлено вакуумні вимикачі типу ВР-10/1600У2
таблиця 2.20

На стороні 0,4 кВ між живлячим трансформатором та шиною було встановлено вимикач типу ВА-88-40, на лінії які ідуть від цеху ВА-88-32 таблиця 2.21.

Таблиця 2.20 – Вибір вимикача на напругу 10 кВ.

Елемент ЕПС	Параметри елементу	Умова вибору	Каталожні дані
Вимикач ВР2-10/1600	Номінальна напруга	$U_{\text{ном.у}} \leq U_{\text{ном.а}}$	10 кВ
	Максимальний тривалий струм	$I_{\text{р.у.}} \leq I_{\text{ном.а}}$	1600 А
	Струм динамічної стійкості	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	51 кА

Таблиця 2.21 – вибір вимикачів на напругу 0,4 кВ[28]

Лінія	Вимикач	Каталожні дані				
		$I_{\text{н}}, \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{В}$	$I_{\text{вим}}, \text{А}$	$I_{\text{у}}, \text{кА}$	$I_{\text{доп}}, \text{кА}$
До ТП	ВА88-40	630	380	6300	35	35
КБ	ВА88 3Р	63		630	25	12,5
ЩО	ВА88-32	32		320		
СП1	ВА88-32	80		800		
СП2	ВА88-32	63		630		
СП3	ВА88-32	100		1000		

2.6.3 Вибір трансформаторів струму та напруги

На стороні навантаження 110 кВ встановлено 2 трансформатори струму типу ТФЗМ-110Б. На стороні навантаження 10 кВ встановлено трансформатори струму типу ТПЛ-10. Табл 2.22

На розподільних пунктах було встановлено 2 трансформатори типу НТМИ-10-66УЗ (вимірювальні трансформатори).

Таблиця 2.22 – трансформатор струму на напругу 110 кВ і 10 кВ

Елемент ЕПС	Параметри елементу	Умова вибору	Каталожні дані
Трансформатор струму ТФЗМ 110Б	Номінальна напруга	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.а}}$	110 кВ
	Максимальний тривалий струм	$I_{\text{р.у}} \leq I_{\text{ном.а}}$	600 А
	Струм динамічної стійкості	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	42 кА
	Тепловий імпульс	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т.с}} t_{\text{т.с}}$	324 кА ² с
Трансформатор струму ТПЛ-10	Номінальна напруга	$U_{\text{ном.у}} \leq U_{\text{ном.а}}$	10 кВ
	Максимальний тривалий струм	$I_{\text{р.у}} \leq I_{\text{ном.а}}$	1500 А
	Струм динамічної стійкості	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	40 кА
	Тепловий імпульс	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т.с}}^2 t_{\text{т.с}}$	1600 кА ² с

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання

Основною причиною порушення нормального режиму роботи систем електропостачання є виникнення короткого замикання (КЗ) в мережі або в елементах електрообладнання внаслідок пошкодження ізоляції або неправильних дій обслуговуючого персоналу. Мета розрахунку струмів КЗ – забезпечення динамічної та термічної стійкості струмоведучих та інших елементів СЕП в аварійних режимах роботи. Методики розрахунків струмів КЗ поділені на два види: вище 1кВ і нижче 1кВ. Розрахунок струмів короткого замикання виконується для найбільш характерних точок, в яких передбачається встановлення апаратів захисту.

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі

вище 1000В

Вихідними даними для розрахунку струмів короткого замикання є прийнята схема електропостачання (лист 1 графічної частини ДП). Складаємо розрахункову схему, яка зображена на рисунку 2.2. Система як джерело живлення задана наступним значенням потужності: $S_c = \infty$ та $U_c = \text{const} = 115$ кВ, $X_c = 0$ Ом/км.

Вихідні дані розрахункової схеми:

- Т1: ТРДН-25000/110; $S_{\text{HT}}=25$ МВА; $U_{\text{BH}}=115$ кВ; $U_{\text{HH1}}=10,5$ кВ; $\Delta P_{\text{HX}}=25$ кВт; $\Delta P_{\text{K3}}=120$ кВт; $u_{\text{KB-HH}}=10,5\%$; $u_{\text{KC-H}}=30\%$; $I_{\text{HX}}=0,65\%$; з'єднання обмоток: УН/Д/Д.

- повітряна лінія ПЛ1 АС-120, $l=20$ км, $X_{01}=0,427$ Ом/км, $R_{01}=0,249$ Ом/км $X_{0\text{ПЛ1}}=3,5X_{01}$ Ом/км, $R_{0\text{ПЛ1}}=3,5R_{01}$ Ом/км;

- кабельна лінія КЛ1: АПвП 3х185, $l=1,4$ км, $X_{01}=0,082$ Ом/км, $R_{01}=0,164$ Ом/км;

- кабельна лінія КЛ2: АПвП 3х35, $l=2$ км, $X_{01}=0,079$ Ом/км, $R_{01}=0,206$ Ом/км;

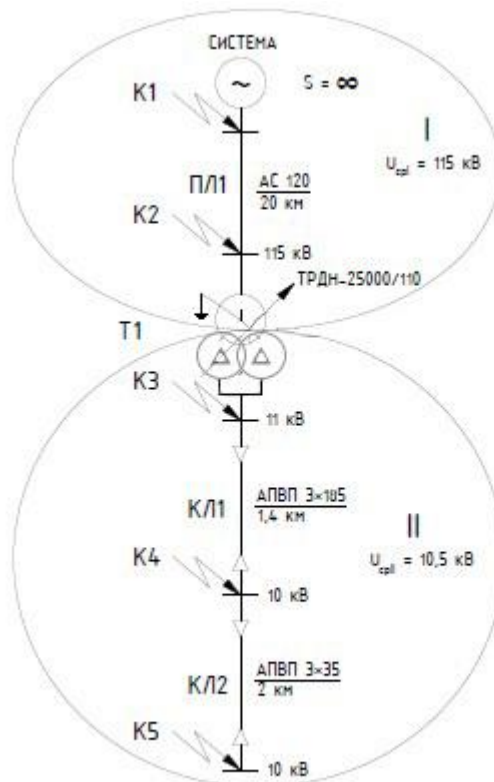


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема

2.7.1.1 Розрахунок базисних величин

Розраховуємо опори елементів схеми заміщення у відносних базисних одиницях. За базисну потужність приймаємо $S_6 = 100$ МВА, за базисну напругу приймаємо $U_{61} = 115$ кВ, $U_{62} = 10,5$ кВ.

Базисний струм на j -ій ступені напруги визначається за формулою:

$$I_{6j} = \frac{S_{6j}}{\sqrt{3}U_{6j}} \quad (2.81)$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}$$

За основну ступінь приймаємо першу ступінь напруги, всі параметри елементів електричної мережі будемо приводити до основної ступені.

Базисний опір на j-ій ступені напруги визначається за формулою:

$$Z_{6i} = \frac{U_{6i}^2}{S_6} \quad (2.82)$$

$$Z_{61} = \frac{115^2}{100} = 132.25 \text{ Ом},$$

$$Z_{63} = \frac{10,5^2}{100} = 1,103 \text{ Ом}.$$

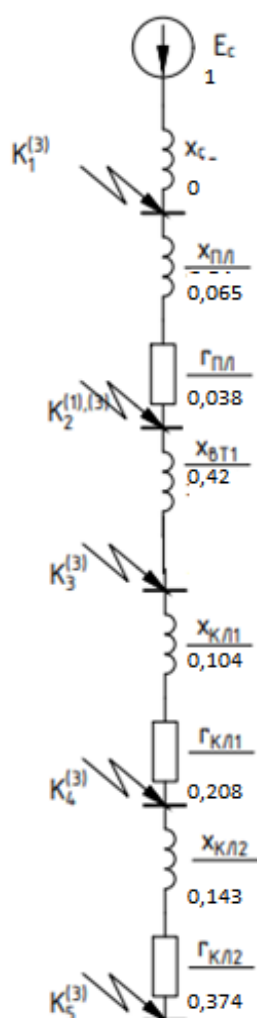


Рисунок 2.3 – Схема заміщення

2.7.1.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення

По розрахунковій схемі складають схему заміщення, що наведена на рисунку 2.3, у яку вносять опори всіх елементів, що знаходяться між джерелом живлення й місцями КЗ.

Розрахуємо ЕРС системи за формулою:

$$E_{c*б} = U_c \cdot \frac{1}{U_{б1}} \quad (2.83)$$

$$E_{c*б} = 115 \cdot \frac{1}{115} = 1$$

$$X_{c*б} = 0.$$

Активний та реактивний опори лінії розраховуються наступним чином:

$$R_{кл*бi} = r_0 \cdot l \frac{1}{Z_{бi}}, \quad (2.84)$$

$$X_{кл*бi} = x_0 \cdot l \frac{1}{Z_{бi}}. \quad (2.85)$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори ПЛ1

$$R_{ПЛ1*б} = 0,198 \cdot 10 \cdot \frac{1}{132,25} = 0,015,$$

$$X_{ПЛ1*б} = 0,42 \cdot 10 \cdot \frac{1}{135,25} = 0,032.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ2

$$R_{кл2*б} = 0,206 \cdot 2 \frac{1}{1,103} = 0,374,$$

$$X_{\text{КЛ2}*6} = 0,079 \cdot 2 \frac{1}{1,103} = 0,143$$

Аналогічні розрахунки інших ПЛ та КЛ заносимо до таблиці 2.22

Таблиця 2.22 – Опори ПЛ та КЛ

Лінія	$R_{\text{Л}*6}$	$X_{\text{Л}*6}$
ПЛ1	0,038	0,065
КЛ1	0,208	0,104
КЛ2	0,374	0,143

Опір трансформатора Т1 розрахуємо за формулами

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{H}}} \cdot \frac{1}{Z_{\text{Б1}}}, \quad (2.86)$$

$$X_{\text{T}*6} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} \cdot \frac{1}{132,25} = 0,42$$

2.7.1.3 Розрахунок струмів трифазного КЗ

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ. На рисунку 2.4 показана еквівалентна СЗ для і-ої точки КЗ.

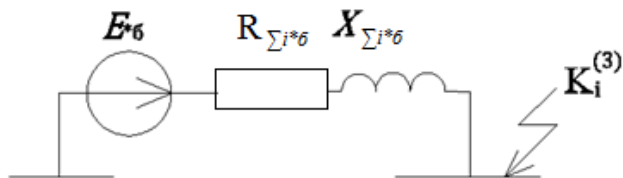


Рисунок 2.4 – Еквівалентна схема заміщення

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К1 розрахуємо за формулами:

$$X_{\Sigma 2*6} = X_{c*6} + X_{пл1*6} = 0 + 0,065 = 0,065,$$

$$R_{\Sigma 2*6} = R_{пл1*6} = 0,038$$

Розрахунки сумарних опорів для всіх точок зведемо в таблицю 2.40

Враховуючи велику електричну віддаленість точок КЗ від системи, періодична складова струму КЗ приймається незатухаючою і визначається за формулою:

$$I_i'' = I_{it} = I_{i\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma i*6}^2 + X_{\Sigma i*6}^2}} I_{6j}, \quad (2.87)$$

де $I_i'', I_{it}, I_{i\infty}$ – діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ для i -ої точки КЗ, кА.

Для точки К1:

$$I_2'' = \frac{1}{\sqrt{0,065^2 + 0,038^2}} \cdot 0,502 = 6,716 \text{ кА.}$$

Здійсимо розрахунки діючих значень надперехідного струму трифазного КЗ для всіх точок і зведемо в таблицю 2.40.

Ударний коефіцієнт визначається за формулою

$$k_{уди} = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot r_{\Sigma i*6}}{x_{\Sigma i*6}}}. \quad (2.88)$$

Для точки К2:

$$k_{уд2} = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot 0,038}{0,065}} = 1,16.$$

Здійснимо розрахунки ударних коефіцієнтів для всіх точок та зведемо в таблицю 2.40.

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{уди} = \sqrt{2} \cdot k_{уди} \cdot I_i'' . \quad (2.89)$$

Для точки К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,16 \cdot 6,716 = 11,019 \text{ кА}.$$

Здійснимо розрахунки ударних струмів для всіх точок та зведемо в таблицю 2.40.

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

$$I_{\partial i} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уди} - 1)^2} . \quad (2.90)$$

Для точки К2:

$$I_{\partial 2} = 6,716 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,16 - 1)^2} = 6,886 \text{ кА}.$$

Здійснимо розрахунки найбільших діючих значень повного струму короткого замикання для всіх точок та зведемо в таблицю 2.40.

Розрахуємо постійну часу загасання для точки К2:

$$T_{aki} = \frac{X_i}{\omega r_i} . \quad (2.91)$$

Для КЛ2:

$$T_{ак2} = \frac{0,065}{314 \cdot 0,038} = 0,005.$$

Здійснимо розрахунки постійної часу загасання для всіх КЛ та зведемо в таблицю 2.22

Таблиця 2.22 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка	$R_{\Sigma i*б}$	$X_{\Sigma i*б}$	I'_i , кА	$k_{уді}$	$i_{уді}$, кА	$I_{ді}$, кА
К2	0,038	0,065	6,716	1,16	11,019	6,88
К3	0,038	0,485	11,314	1,78	28,53	16,887
К4	0,246	0,589	8,62	1,269	15,476	59,225
К5	0,619	0,732	5,735	1,07	8,68	5,764

Розрахуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{ki} = I_i'^2 \cdot (T_{aki} + t_{відімк}), \quad (2.92)$$

де, $t_{відімк} = t_3 + t_{вим} = 0,1 + 0,08 = 0,18$ с – час від початку КЗ до його вимикання.

Здійснимо розрахунки теплового імпульсу для всіх КЛ та зведемо в таблицю 2.21

Для КЛ2:

$$B_{ki} = 6,716^2 \cdot (0,005 + 0,18) = 8,794 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Розрахуємо мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C}, \quad (2.93)$$

Для КЛ1:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{8,794} \cdot 10^3}{75} = 39,539 \text{ мм}^2,$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ, $C=75 \text{ А} \cdot \text{с/мм}^2$.

Здійснимо розрахунки мінімального допустимого перерізу для всіх кабельних ліній і зведемо в таблицю 2.23

Таблиця 2.23 – Результати розрахунків

Лінія	$T_{\text{акі}}, \text{с}$	$B_{\text{кі}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$F_{\min}, \text{мм}^2$
К2	0,005	8,794	39,539
К3	0,041	63,015	10,843
К4	0,008	15,967	53,279
К5	0,004	6,104	32,943

2.7.1.4 Розрахунок струмів однофазного КЗ в електричній мережі 110 кВ

Однофазне коротке замикання - коротке замикання на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтраліями силових елементів, при якому з землею з'єднується тільки одна фаза. Для розрахунку однофазного КЗ виникає необхідність складання схем заміщення прямої, зворотної і нульової послідовності. У схемах заміщення

вказується тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричні складові напруги в місці КЗ.

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 110 кВ (т. К2).

Схема заміщення прямої послідовності зображена на рисунку 2.4. Значення опорів такі ж як і для трифазного КЗ.

Розрахуємо еквівалентний опір прямої послідовності:

$$X_{\Sigma 1*6} = X_{c*6} + X_{пл1*6} = 0 + 0,065 = 0,065,$$

$$R_{\Sigma 1*6} = R_{пл1*6} = 0,038$$

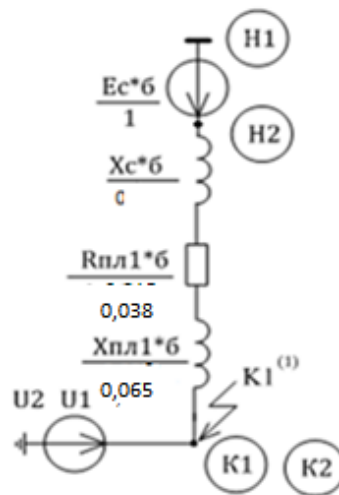


Рисунок 2.4 – СЗ прямої та зворотної послідовності

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої послідовності, тільки без ЕРС.

Розрахуємо еквівалентний опір зворотної послідовності:

$$X_{\Sigma 2*6} = X_{c*6} + X_{пл1*6} = 0 + 0,065 = 0,065,$$

$$R_{\Sigma 2*6} = R_{пл1*6} = 0,038$$

Оскільки схема з'єднання обмоток трансформатора на ЦЖ УН/Д/У, то струм нульової послідовності в мережі 10 кВ буде відсутній. Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.5

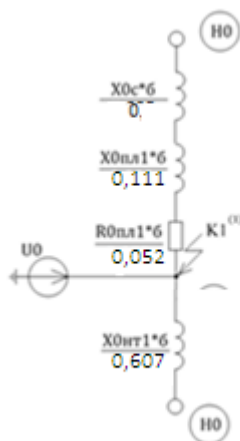


Рисунок 2.5 – СЗ нульової послідовності

Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії, тому розрахуємо їх:

$$X_{0пл1*6} = x_{0.0пл} \cdot l / Z_{61}^2, \quad (2.94)$$

$$R_{0пл1*6} = r_{0.0пл} \cdot l / Z_{61}^2, \quad (2.95)$$

де $x_{0.0пл} = 3,5 \cdot x_0$ - реактивний питомий опір нульової послідовності лінії, Ом/км;

$r_{0.0пл} = 3,5 \cdot r_0$ - активний питомий опір нульової послідовності лінії, Ом/км

Розрахуємо опори ПЛ1:

$$X_{0пл1*6} = 0,427 \cdot 20 \cdot 3,5 / 132,25 = 0,226,$$

$$R_{0пл1*6} = 0,249 \cdot 20 \cdot 3,5 / 132,25 = 0,132.$$

Результуючі опори схеми нульової послідовності:

$$X_{0\Sigma^{*6}} = \frac{X_{0\text{пл1}^*} \cdot X_{0\text{т}^*}}{X_{0\text{пл1}^*} + X_{0\text{т}^*}}, \quad (2.96)$$

$$R_{0\Sigma^{*6}} = \frac{R_{0\text{пл1}^*} \cdot R_{0\text{т}^*}}{R_{0\text{пл1}^*} + R_{0\text{т}^*}}. \quad (2.97)$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$X_{0\Sigma^{*6}} = \frac{0,226 \cdot 0,42}{0,226 + 0,42} = 0,147,$$

$$R_{0\Sigma^{*6}} = \frac{0,132 \cdot 0}{0,132 + 0} = 0.$$

Визначаємо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta X_{\Sigma^{*6}}^{(1)} = X_{2\Sigma^{*6}} + X_{0\Sigma^{*6}}, \quad (2.98)$$

$$\Delta R_{\Sigma^{*6}}^{(1)} = R_{2\Sigma^{*6}} + R_{0\Sigma^{*6}}. \quad (2.99)$$

Підставивши відповідні значення в формули отримаємо:

$$\Delta X_{\Sigma^{*6}}^{(1)} = 0,065 + 0,147 = 0,212,$$

$$\Delta R_{\Sigma^{*6}}^{(1)} = 0,038 + 0 = 0,038.$$

Розраховуємо сумарний опір однофазного КЗ:

$$x_{\Sigma}^{(1)} = x_{\text{рез1}} + \Delta x^{(1)} = 0,065 + 0,212 = 0,276 \text{ Ом},$$

$$r_{\Sigma}^{(1)} = r_{\text{рез1}} + \Delta r^{(1)} = 0,038 + 0,038 = 0,075 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо струм однофазного КЗ в точці К2(пошкодженої фази):

$$I_{K2^*}^{(1)} = \frac{m^{(1)} E_{c^*}}{\sqrt{3} \sqrt{\left(X_{1\Sigma^{*6}} + \Delta X_{\Sigma^{*6}}^{(1)} \right)^2 + \left(R_{1\Sigma^{*6}} + \Delta R_{\Sigma^{*6}}^{(1)} \right)^2}} \cdot I_{\phi 1}. \quad (2.100)$$

Підставивши відповідні значення в формулу отримаємо:

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{3 \cdot 1}{\sqrt{3} \sqrt{(0,038 + 0,038)^2 + (0,065 + 0,212)^2}} \cdot 0,502 = 5,262 \text{ кА.}$$

Визначимо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T_{ak2}^{(1)} = \frac{x_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot r_{\Sigma}^{(1)}} = \frac{0,276}{314 \cdot 0,075} = 0,012 \text{ с.}$$

Розрахуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{уд2} = 1 + e^{\frac{-3,14 \cdot 0,276}{0,075}} = 1,425.$$

Розрахуємо ударний струм:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,425 \cdot 5,262 = 10,603 \text{ кА.}$$

Здійснимо розрахунок найбільшого діючого значення повного струму КЗ за формулою:

$$I_{\partial 2} = 5,262 \cdot \sqrt{1 + 2(1,425 - 1)^2} = 6,138 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{K2}^{(1)} = I_2''^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ak2}^{(1)}), \quad (2.101)$$

де $t_{відімк}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с.

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{вимик} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

$$B_{K2}^{(1)} = 5,262^2 \cdot (0,18 + 0,012) = 5,308 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Результати розрахунків для точки К1 заносимо до таблиці 2.24.

Таблиця 2.24 – Результати розрахунків для точки К2

Точка КЗ	$x_{\Sigma}^{(1)}$	$r_{\Sigma}^{(1)}$	$I''^{(1)},$ кА	$T_{ak}^{(1)},$ с	$k_{уд}^{(1)}$	$i_{уд}^{(1)},$ кА	$I_d^{(1)},$ кА	$B_K^{(1)},$ кА ² ·с
К2 ⁽¹⁾	0,276	0,075	5,262	0,012	1,425	10,603	6,138	5,308

2.7.1.5 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників за умов КЗ

2.7.1.5.1 Перевірка вибраних комутаційних апаратів у мережі 110, 10 кВ

Вибір комутаційних апаратів за умовами нормального режиму проведено в розділі 2.6.

Таблиця 2.25 – Перевірка комутаційних апаратів 110 кВ.

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
кВ	ВЭКТ-110-40/2000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	28,536 кА 11,019 кА	145 кА 80 кА
		Тепловий імпульс	$B_K \leq I_{T.c}^2 t_{T.c}$	63,015 кА ² с	4800 кА ² с

Продовження таблиці 2.25

кВ	Роз'єднувач РГ-110/1000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	28,536 кА 11,019 кА	140 кА 80 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	63,015 кА ² с	1200 кА ² с

Таблиця 2.26 – Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ.

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
кВ	Вимикач ВР2-10/1600- 31,5У3	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	15,476 кА 8,68 кА	51 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	15,967 кА ² с	1200 кА ² с
кВ	Роз'єднувач РВ3-10/630У2	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	15,476 кА 8,68 кА	52 кА 20 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	15,967 кА ² с	1200 кА ² с

2.7.1.5.2 Перевірка перерізу провідників

Перевірка проводиться за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} < F \quad (2.102)$$

де F – переріз вибраного кабеля, мм²;

$F_{\min}$ – мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості, мм².

Величину $F_{\min}$ розраховуємо за формулою:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (2.103)$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ, $C = 75 \text{ А} \cdot \text{с} / \text{мм}^2$ [6].

Для ПЛ1:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{28,287} \cdot 10^3}{75} = 70,914 \text{ мм}^2.$$

Результати розрахунків наводимо у таблиці 2.27.

Таблиця 2.24 – Перевірка перерізів ПЛ і КЛ.

Ділянка	$F_{\text{поч}},$	$B_k,$ кА ² ·с	$F_{\min}, \text{ мм}^2$	$F_{\text{об}}, \text{ мм}^2$
ПЛ 1	120	28,287	70,914	120
КЛ 1	185	15,476	49,786	185
КЛ 2	35	8,68	32,782	35

Висновки:

В ході перевірки вибраних живлячих провідників було встановлено, що всі живлячі провідники відповідають вимогам та пройшли перевірку.

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі нижче 1000

В

Вихідні дані для розрахунків

В електроустановках змінного струму напругою до 1кВ розрахунок струмів КЗ виконують з метою перевірки комутаційних апаратів та струмопроводів на динамічну стійкість та перевірки чутливості. При напрузі до 1кВ навіть незначний опір суттєво впливає на струм КЗ. Тому при розрахунках необхідно враховувати усі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола. Розрахунок струмів КЗ будемо проводити в іменованих одиницях. Параметри елементів розрахункової схеми приводять до ступеню напруги мережі, на якому розглядається точка КЗ

При розрахунках вважаємо, що напруга на високій стороні трансформатора залишається постійною і дорівнює номінальній.

Розрахункова схема зображена на рисунку 2.6

Вихідні дані:

Система: враховуємо струмом КЗ $I_3^{(3)} = 5,735$ кА

Трансформатор: тип ТМ-160/10; $S_H = 160$ кВ·А ; $U_{HH} = 10$ кВ; $U_{HH} = 0,4$ кВ ; $\Delta P_{K3} = 2,65$ кВт ; $u_K = 4,5$ % .

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ [8]: $l_{ш} = 5$ м; метал – Al; $r_{ш.0} = 0,1$ Ом/км; $x_{ш.0} = 0,13$ Ом/км, $S = 80 \times 8$ мм² .

Автоматичні вимикачі вибрані в пункті 2.6 [8] :

QF; тип АВМ 12П, $I_{ном} = 1200$ А. QF₁; тип ВА 88-32, $I_{ном} = 100$ А.

Трансформатор струму ТС [8]: $r_{TC} = 0,2$ мОм, $x_{TC} = 0,05$ мОм.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	82
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Опори котушок включення автоматичних вимикачів [8]:

$$x_{KB.SF} = 0,07 \text{ мОм}; r_{KB.SF} = 0,13 \text{ мОм}.$$

Опори контактів автоматичних вимикачів [8]: $r_{K_{SF}} = 0,14 \text{ мОм}.$

$$R_{б.к} = 0,003 \text{ мОм}$$

- КЛЗ: АВВГ 4х25, $l=0,05 \text{ км}$, $X_{03}=0,0662 \text{ Ом/км}$, $R_{02}=1,28 \text{ Ом/км}$ [7]:

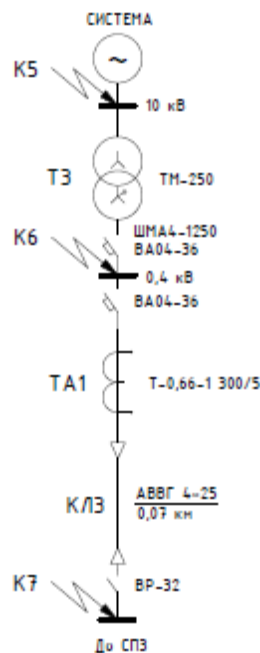


Рисунок 2.6 - Розрахункова схема

Розраховуємо параметри схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_5^{(3)} \cdot U_{BH}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5,735 \cdot 10,5} = 1,53 \text{ мОм}.$$

Опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot (U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{2,65 \cdot (0,4)^2 \cdot 10^6}{160^2} = 16,56 \text{ мОм},$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H},$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{2,65}{160}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{160} = 41,85 \text{ мОм.}$$

Опори шин:

$$r_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ мОм,}$$

$$x_{ш} = x_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ мОм.}$$

Активний та індуктивний опори лінії КЛЗ:

$$r_{клз} = r_{0клз} \cdot l_{клз} \cdot 10^3 = 1,28 \cdot 0,05 \cdot 10^3 = 64 \text{ мОм,}$$

$$x_{клз} = x_{0клз} \cdot l_{0клз} \cdot 10^3 = 0,0662 \cdot 0,05 \cdot 10^3 = 3,31 \text{ мОм.}$$

Активний опір одного болтового контактного з'єднання, згідно [8]:

$$r_{б.к} = 0,003 \text{ мОм.}$$

2.7.2.1 Розрахунок струму трифазного КЗ

Будуємо схему заміщення для визначення струмів КЗ в точках К1 – К2
 рисунок 2.7.

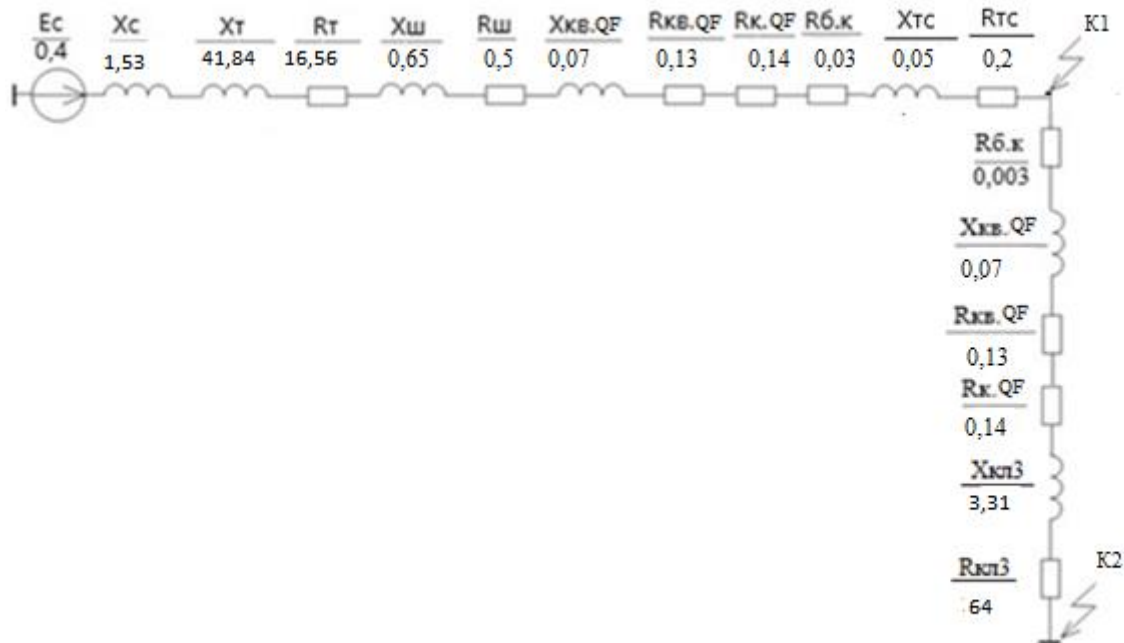


Рисунок 2.7 – Схема заміщення

Еквалентуємо схему заміщення та розраховуємо результуючі опори:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_T + x_{KB.SF} + x_{ш} + x_{TC}, \quad (2.105)$$

$$x_{\Sigma 1} = 1,53 + 41,84 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 44,14 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{KB.SF} + r_T + r_{K.SF} + r_{TC}, \quad (2.106)$$

$$r_{\Sigma 5} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 16,56 + 0,14 + 0,2 = 17,54 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму трифазного КЗ:

$$I_1^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma 1}^2 + r_{\Sigma 1}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{44,14^2 + 17,54^2}} = 5,1 \text{ кА}.$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak1}^{(3)} = \frac{x_{\Sigma 1}}{\omega \cdot r_{\Sigma 1}} = \frac{44,18}{314 \cdot 17,54} = 0,008 \text{ с}.$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{K1}^{(3)} = I_1''^{(3)^2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{ak1}^{(3)}). \quad (2.107)$$

де $t_{\text{відімк}}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

$$B_{K1}^{(3)} = 5,1^2 \cdot (0,18 + 0,008) = 4,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{\text{уд1}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak1}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,008}} = 1,287 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний струм для точки К1:

$$i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}}^{(3)} \cdot I_1''^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,287 \cdot 5,1 = 9,28 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1''^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд1}}^{(3)} - 1)^2}, \quad (2.108)$$

$$I_{y1}^{(3)} = 5,1 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,287 - 1)^2} = 5,506 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку заносимо до таблиці 2.22

2.7.2.2 Розрахунок струмів короткого замикання для точок К2

Еквівалентуємо схему заміщення та розраховуємо результуючі опори:

$$x_{\Sigma 2} = x_c + x_T + x_{\text{кв.SF}} + x_{\text{ш}} + x_{\text{ТС}} + x_{\text{клЗ}}, \quad (2.109)$$

$$x_{\Sigma 2} = 1,53 + 41,84 + 0,07 + 0,65 + 0,05 + 3,31 = 47,45 \text{ мОм,}$$

$$r_{\Sigma 2} = r_{\text{ш}} + 4 \cdot r_{\text{б.к}} + r_{\text{кв.SF}} + r_{\text{т}} + r_{\text{к.SF}} + r_{\text{тс}} + r_{\text{клЗ}}, \quad (2.110)$$

$$r_{\Sigma 2} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 16,56 + 0,4 + 0,2 + 64 = 81,545 \text{ мОм.}$$

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму трифазного КЗ:

$$I_2''^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{нн}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma 2}^2 + r_{\Sigma 2}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{47,45^2 + 81,545^2}} = 2,56 \text{ кА.}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak2}^{(3)} = \frac{x_{\Sigma 2}}{\omega \cdot r_{\Sigma 2}} = \frac{47,45}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 81,545} = 0,0019 \text{ с.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{\text{к2}}^{(3)} = I_2''^{(3)^2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{ak2}^{(3)}). \quad (2.111)$$

де $t_{\text{відімк}}$ – час від початку КЗ до його вимикання, с

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

$$B_{\text{к2}}^{(3)} = 2,56^2 \cdot (0,18 + 0,0019) = 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{\text{уд2}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak2}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0019}} = 1 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний струм для точки К2:

$$i_{\text{уд2}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд2}}^{(3)} \cdot I_2''^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2,56 = 3,65 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y2}^{(3)} = I_2''^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд2}^{(3)} - 1)^2};$$

$$I_{y2}^{(3)} = 2,56 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 2,57 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку заносимо до таблиці 2.27.

2.7.2.3 Розрахунок струму однофазного КЗ

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ в точці К1. Складаємо схему заміщення прямої послідовності, яка зображена на рисунку 2.8.

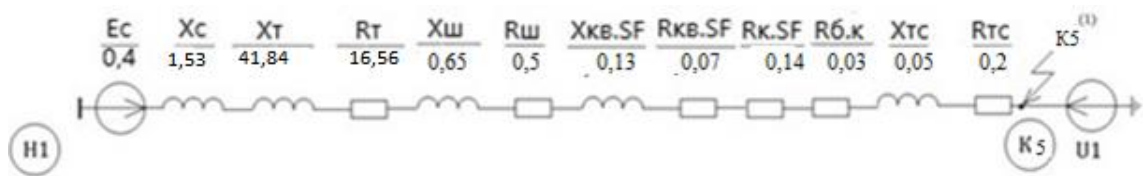


Рисунок 2.8– Схема заміщення прямої послідовності

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_t + x_{кв.SF} + x_{ш} + x_{тс}, \quad (2.112)$$

$$x_{\Sigma 1} = 1,53 + 41,84 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 44,14 \text{ мОм,}$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{кв.SF} + r_t + r_{к.SF} + r_{тс}, \quad (2.113)$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 16,56 + 0,14 + 0,2 = 17,54 \text{ мОм.}$$

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої послідовності, тільки без ЕРС.

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.9



Рисунок 2.9 – Схема заміщення нульової послідовності

Питомі опори нульової послідовності шин:

$$x_{ш.0} = 8,5 \cdot x_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм}, \quad (2.114)$$

$$r_{ш.0} = 10 \cdot r_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо еквівалентні активний та індуктивні опори нульової послідовності для точки К1:

$$x_{\Sigma 0} = (x_{T0} + x_{кв.QF0} + x_{ш.0} + x_{TC0}), \quad (2.115)$$

$$x_{\Sigma 0} = 41,84 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 47,48 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 0} = (r_{T0} + 4 \cdot r_{б.к0} + r_{к.QF0} + r_{кв.QF0} + r_{ш.0} + r_{TC0}), \quad (2.116)$$

$$r_{\Sigma 0} = (16,563 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2) = 22,08 \text{ мОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{HH}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma 1} + r_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 0})^2}} \quad (2.117)$$

де $x_{\Sigma 0}$ та $r_{\Sigma 0}$ – відповідно індуктивний та активний опори схеми заміщення нульової послідовності;

$$I_1''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 17,545 + 22,08)^2 + (2 \cdot 44,14 + 47,48)^2}} = 4,93 \text{ кА}.$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak1}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_{10}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_{10})} = \frac{2 \cdot 44,14 + 47,48}{314 \cdot (2 \cdot 17,545 + 22,08)} = 0,007 \text{ с}.$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{уд1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak1}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,007}} = 1,26.$$

Розраховуємо ударний струм для точки К1:

$$i_{уд1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1}^{(1)} \cdot I_1''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,26 \cdot 4,93 = 8,81 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(1)} = I_1''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд1}^{(1)} - 1)^2}, \quad (2.118)$$

$$I_{y1}^{(1)} = 4,93 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,26 - 1)^2} = 5,27 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(1)} = I_1''^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(1)}), \quad (2.119)$$

де $t_{відімк}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с.

$$t_{відімк} = t_з + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_з = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{вимик} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

$$B_{к1}^{(1)} = 4,93^2 \cdot (0,18 + 0,007) = 4,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ в точці К2. Складаємо схему заміщення прямої послідовності, яка зображена на рисунку 2.10.

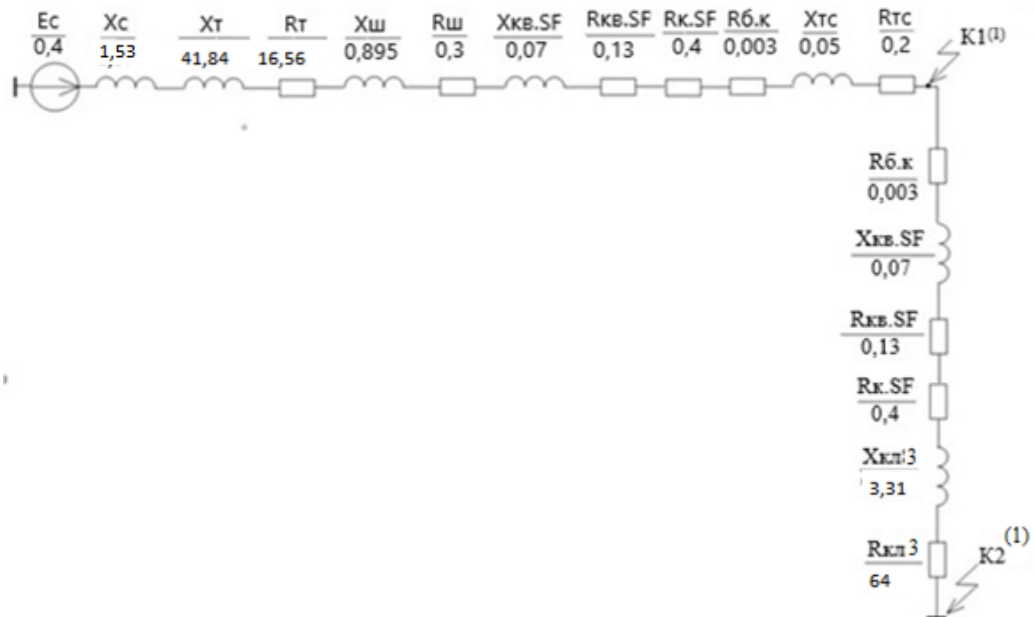


Рисунок 2.10– Схема заміщення прямої послідовності

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_t + x_{кв.SF} + x_{ш} + x_{тс} + x_{кл3}, \quad (2.120)$$

$$x_{\Sigma 1} = 1,53 + 41,841 + 0,07 + 0,65 + 0,05 + 3,31 = 47,45 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{кв.SF} + r_t + r_{к.SF} + r_{тс} + r_{кл3}, \quad (2.121)$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 16,563 + 0,14 + 0,2 + 64 = 81,545 \text{ мОм}.$$

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої послідовності, тільки без ЕРС.

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.11

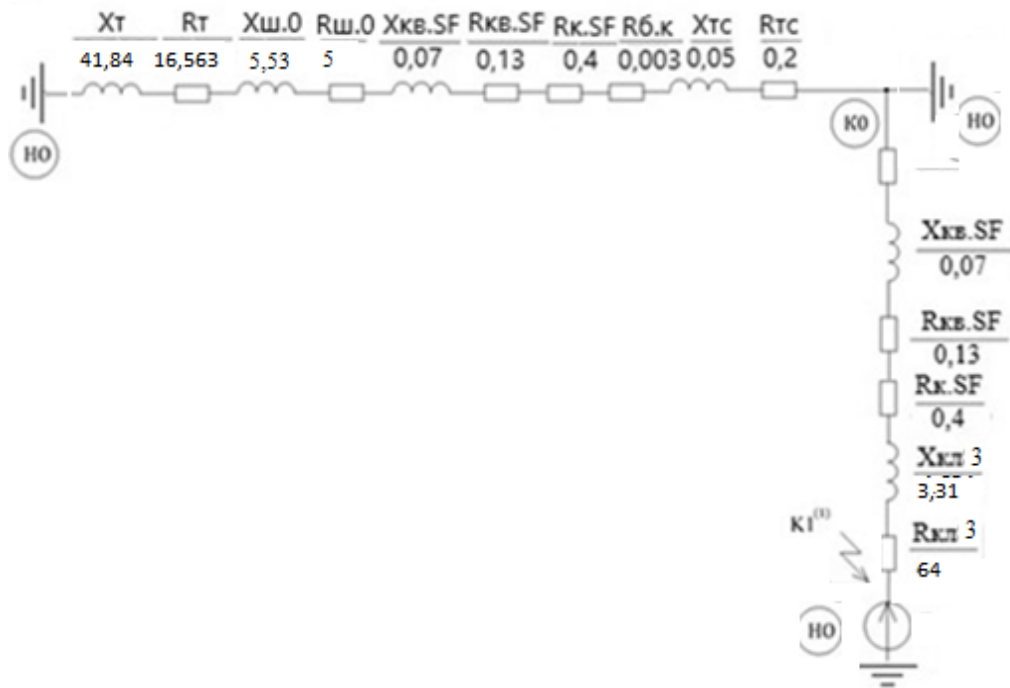


Рисунок 2.11 – Схема заміщення нульової послідовності

Питомі опори нульової послідовності шин:

$$x_{ш.0} = 8,5 \cdot x_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм},$$

$$r_{ш.0} = 10 \cdot r_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм}.$$

Розрахуємо еквівалентні активний та індуктивні опори нульової послідовності для точки К2:

$$x_{\Sigma 0} = (x_{T0} + x_{кв.QF0} + x_{ш.0} + x_{Tc0} + x_{кЛ30}), \quad (2.122)$$

$$x_{\Sigma 0} = 41,84 + 0,07 + 5,53 + 0,05 + 3,31 = 50,796 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 0} = (r_{T0} + 4 \cdot r_{6.к0} + r_{к.QF0} + r_{кв.QF0} + r_{ш.0} + r_{Tc0} + r_{кЛ30}), \quad (2.123)$$

$$r_{\Sigma 0} = (16,563 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 + 64) = 86,08 \text{ мОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{HH}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma 1} + r_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 0})^2}}. \quad (2.124)$$

де $x_{\Sigma 0}$ та $r_{\Sigma 0}$ – відповідно індуктивний та активний опори схеми заміщення нульової послідовності;

$$I_2''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 81,545 + 86,08)^2 + (47,45 + 50,796)^2}} = 3,94 \text{ кА.}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak2}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_{10}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_{10})} = \frac{2 \cdot 47,45 + 50,796}{314 \cdot (2 \cdot 81,545 + 86,08)} = 0,0008 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{уд2}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak2}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0008}} = 1. \quad (2.125)$$

Розраховуємо ударний струм для точки К2:

$$i_{уд2}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2}^{(1)} \cdot I_2''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 3,94 = 5,55 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y2}^{(1)} = I_2''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд2}^{(1)} - 1)^2}, \quad (2.126)$$

$$I_{y2}^{(1)} = 3,94 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 3,94 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{к2}^{(1)} = I_2''^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ak2}^{(1)}), \quad (2.127)$$

де $t_{відімк}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с.

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{вимик} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

$$B_{к2}^{(1)} = 3,94^2 \cdot (0,18 + 0,0008) = 2,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результати всіх розрахунків для мережі нижче 1кВ заносимо до таблиці 2.27.

Таблиця 2.27 – Результати розрахунків для мережі нижче 1 кВ

Точка КЗ	U_i , кВ	$x_{\Sigma i}$, мОм	$r_{\Sigma i}$, мОм	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уди}$	$i_{уди}$, кА	I_{yi} , кА	B_{ki} , кА ² ·с
K1 ⁽³⁾	0,4	44,14	17,545	5,101	0,008	1,287	9,287	5,506	4,89
K1 ⁽¹⁾	0,4	47,48	22,08	2,56	0,007	1,26	8,81	5,27	4,56
K2 ⁽³⁾	0,4	47,45	81,545	2,32	0,0019	1	3,65	2,56	1,2
K2 ⁽¹⁾	0,4	50,796	86,08	3,94	0,0008	1	5,55	3,94	2,81

Висновки:

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Перевірено комутаційні апарати та струмоведучі частини за умов короткого замикання.

2.8 Релейний захист та автоматика

2.8.1 Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.

При протіканні струму короткого замикання (КЗ) елементи системи електропостачання піддаються термічному і динамічному впливу. Для зменшення розмірів ушкодження і запобігання аварій встановлюють сукупність автоматичних пристроїв, названих релейним захистом, які забезпечують із заданим ступенем швидкого відключення ушкодженого елемента або ділянки мережі, якщо дане ушкодження являє собою безпосередню небезпеку для цього кола, пускають в хід сигнальні пристрої, якщо така небезпека відсутня.

Релейний захист окремих елементів ЕПС здійснюється як на оперативному змінному, так і на оперативному постійному струмах. Застосування оперативного постійного струму з джерелом живлення від акумуляторних батарей має бути обґрунтований в кожному окремому випадку. При виконання захисту передбачається резервування, що полягає в забезпеченні дії захисту кожного елемента ЕПС при ушкодженнях на суміжному елементі на випадок відмови захисту вимикача. Окремий резервний захист виконується в тих випадках, коли основний захист однієї ділянки за принципом своєї дії не може виконати функції резервного захисту при ушкодженнях на суміжній ділянці.

У мережах з великим струмом замикання на землю вибирається такий режим нейтралі силових трансформаторів, за якого струми замикання на землю забезпечували б дію захисту при всіх можливих режимах системи.

Вимоги до релейного захисту:

- селективність (релейний захист повинен бути виборчий, тобто відключати високовольтними вимикачами або автоматичними вимикачам. тільки ушкоджену ділянку електричного кола);

- швидкодія (релейний захист повинен мати мінімальний час спрацювання; для збільшення швидкодії допускається невибірковість захисту, що працює в сполученні з пристроями автоматики – автоматичне повторення ввімкнення (АПВ) і автоматичне введення резерву (АВР), що усувають цю невибірковість; за часом дії захисту можна підрозділити на швидкодіючі ($t_{с.з} = 0,1...0,2$ с) і з витримкою часу;

- чутливість (чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості);

- надійність (надійність забезпечується застосуванням високоякісних і надійно працюючих реле та інших апаратів, виконанням більш простих схем захистів з меншою кількістю реле, контактів і кіл, ретельним виконанням

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	95
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

монтажу, постійними спостереженнями та доглядом за захисними пристроями).

2.8.2 Вибір елементів релейного захисту і автоматики

Згідно [5] для трансформаторів передбачаються наступні види захисту:

1. Газовий захист від ушкоджень всередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу, і від зниження рівня масла;
2. Струмова відсічка без витримки часу, установлена з боку живлення і охоплює частину обмотки трансформатора, для захисту від ушкоджень на виводах, а також внутрішніх ушкоджень;
3. Максимальний струмовий захист від струмів, обумовлених перевантаженням з дією на сигнал (передбачений черговий персонал);
4. Максимальний струмовий захист від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми багатозначними короткими замиканнями. Встановлюється з боку основного живлення.
5. Захист від однофазного короткого замикання на землю.

2.8.3. Перевірка селективності елементів РЗА

2.8.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту

Релейний захист був розрахований для схеми, яка зображена на рисунку 2.12.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	96
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

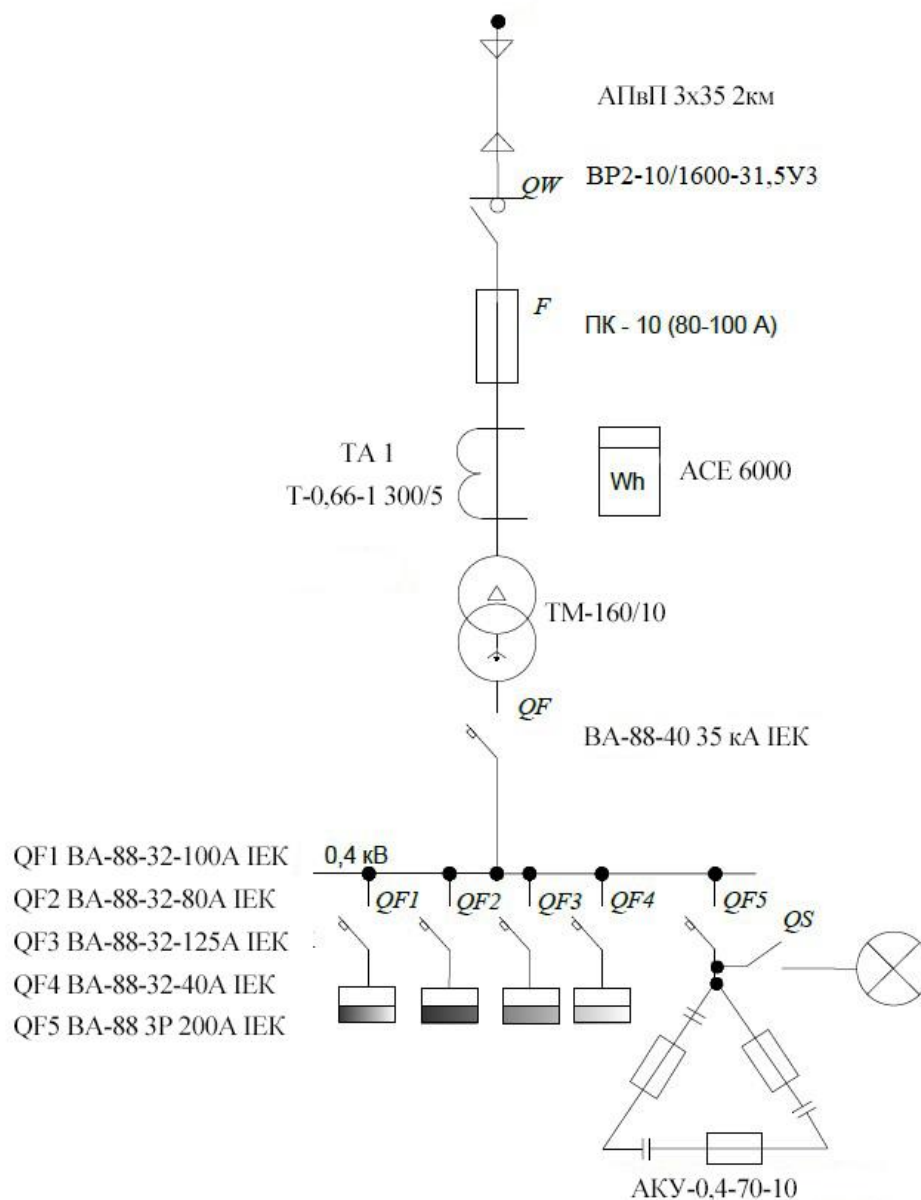


Рисунок 2.12 - Ділянка для розрахунку релейного захисту

Реле захисту розподільних трансформаторів напругою 10/0,4 кВ з'єднують у неповну зірку. Група з'єднання обмоток Δ/Y -.

Схему неповної зірки виконуємо трьома реле типу РТ-80.

Струм спрацьовування струмової відсічки лінії, що живить трансформатори, повинний бути відбудований від кидка струму намагнічування трансформаторів по вираженню

$$I_{c.o.} \geq K_{\text{від}} \cdot I_{\Sigma \text{ тр}} \quad (2.128)$$

і від КЗ на шинах низької напруги трансформаторів по вираженню

$$I_{c.o.} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к max}}^{(3)} \quad (2.129)$$

де $K_{\text{від}}$ - коефіцієнт відбудування, прийнятий рівним 4-5 при миттєвому спрацьовуванні захисту;

$I_{\Sigma \text{ тр}}$ - сумарний номінальний струм трансформаторів, що живляться від лінії, що захищається;

$K_{\text{н}}$ - коефіцієнт, прийнятий рівним 1,5-1,6 для захисту з реле РТ-40 [13].

$I_{\text{к max}}^{(3)}$ - найбільший зі струмів, що проходять у місці установки захисту при трифазних КЗ за трансформаторами у максимальному режимі системи.
[посилання на пункт 2.7]

$$I_{\Sigma \text{ тр}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,23 \text{ А} \quad (2.130)$$

$$I_{c.v.} \geq 5 \cdot 9,23 = 46,19 \text{ А}$$

$$I_{c.v.} \geq 1,5 \cdot 2320 = 3480 \text{ А}$$

Приймаємо струм спрацьовування відсічення $I_{c.v.} = 1005 \text{ А}$. Струм спрацьовування реле відсічки

Визначимо струм спрацювання реле:

$$I_{c.з.} = \frac{I_{\text{спр.з.}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)}}{k_{\text{тс}}} = \frac{3480}{4} = 870 \text{ А} \quad (2.131)$$

де $K_{\text{сх}}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми;

Визначимо коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}^{(2)} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2320 \cdot 1}{870} = 2,3 \geq 1,5 \quad (2.132)$$

Приймаємо реле типу РТ-80 з межами струму спрацьовування 12,5-50 А.

2.9 Організація обліку електричної енергії

Для обліку електричної енергії, яку споживає цех, були встановлені лічильники АСЕ6000 на кожному електроприймачі і на лініях від цеху до ТП. Лічильники були об'єднані в АСКОЕ. Характеристика лічильника наведена в розділі 4.1, таблиця 4.2.

2.10 Економічні характеристики проекту

2.10.1 Розрахунок вартості поєднання до електричних мереж ОСР

Розрахунок вартості підключення на відстані 2 км, спираючись на ставку плати за лінійну частину приєднання на 2020 рік для всіх операторів систем розподілу:[15]:

$$\text{Вартість''} = L \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ} \quad (2.133)$$

$$\text{Вартість''} = 2000 \cdot 0,683 + 204 = 1228,5 \text{ тис. грн}$$

2.10.2 Формування загальної специфікації обладнання і матеріалів

Формулювання виробів, матеріалів та специфікації обладнання, регулюються наступними базовими нормативними документами:

- 1) Склад та зміст проектної документації на будівництво (ДБН А.2.2-3-2014);
- 2) Правила визначення вартості будівництва (ДСТУ Б Д.1.1-1:2013);
- 3) Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів (ДСТУ Б А.2.4-10:2009).

Технічні та економічні розрахунки для проектів електропостачання неможливо виконати без формування загальної специфікації обладнання, виробів та матеріалів. Однак відповідальність за вибір матеріалів повністю покладається на інженера.

Специфікація обладнання, виробів і матеріалів - текстовий проектний документ, який визначає склад обладнання, виробів і матеріалів і призначений для придбання, підготовки та реалізації будівництва.

Висновок 2-го розділу

У цьому розділі була розроблена система електропостачання електромеханічного цеху. Всі кабельні вироби нижче і вище 1 кВ були відібрані та протестовані у всіх режимах роботи. Також вибрані трансформатори 110/10 та 10/0.4. Все комутаційне обладнання на лініях і трансформаторах перевірена відповідно до умов короткого замикання, встановлені всі необхідні засоби релейного захисту.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		100

3 СМАРТ-СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ НА ОБ'ЄКТІ ПРОЕКТУВАННЯ

3.1 Призначення системи

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії АСКОЕ є комплексом технічних, математичних, алгоритмічних і програмних методів і засобів, призначених для комерційного обліку електричної енергії району міста (далі – району) і, окремо, електромеханічного цеху (далі – цеху).

Система виконує наступні функції:

Забезпечення комерційного обліку активної електричної енергії та інтегрованої в часі реактивної потужності в кожній точці обліку у відповідності до Правил роздрібного ринку [3], Кодексу комерційного обліку електричної енергії [2] та Правил улаштування електроустановок [5].

Побудови фактичних добових графіків навантаження під час обліку електроенергії за Правилами ринку та Правилами роздрібного ринку.

Забезпечення комерційного обліку електричної енергії на базі сучасних автоматизованих вимірювально-інформаційних систем (ВІС).

Автоматизації процесу збирання (реєстрації), оброблення, зберігання, передавання, відображення та документування даних комерційного і технічного обліку електроенергії.

Передавання сформованих щоденних звітів у вигляді XML-файлів до АРМ (автоматизоване робоче місце) цеху або ГПП за допомогою електронної пошти.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Смарт-системи контролю, обліку та управління енерговикористанням на об'єкті проекткування	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Фроленков К.Д.						
Перевірив		Коцарь О.В.					101	131
Перевірив						ОЕ-п71		
Перевірив								
Н. Контр		Прокопенко І.Д.						

Передавання (за запитом) до АСКОЕ електропередавальної компанії – оператора системи розподілу (ОСР) облікових даних безпосередньо з первинної бази даних (ПБД) електронних лічильників електроенергії.

Забезпечення енергозбереження та підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів шляхом достовірного обліку електроспоживання цеху та району.

3.2 Опис системи

3.2.1 Структура АСКОЕ.

АСКОЕ цеху та району являє собою трирівневу систему програмно-апаратних засобів вимірювання, визначення, збирання, збереження та передавання даних комерційного обліку електроенергії.

На нижньому рівні (рівень вузлів обліку електроенергії – ВОЕ) АСКОЕ повинна здійснювати вимірювання активної електричної енергії та інтегрованої в часі реактивної потужності, визначати обсяги електричної енергії, що споживається цехом та районом, в кожній точці комерційного обліку електроенергії за кожен 30-хвилинний інтервал доби та інші параметри електроспоживання і зберігати визначені дані обліку в первинній базі даних (ПБД) лічильників.

На середньому рівні (рівень локального устаткування збирання та оброблення даних АСКОЕ) АСКОЕ повинна забезпечувати зчитування первинних даних обліку з ПБД лічильників електричної енергії пристроями збирання та передавання даних (ПЗПД), формування звітів про електроспоживання цеху та району і передавання сформованих звітів у вигляді XML-файлів погодженого формату та текстових файлів-макетів електронною поштою до верхнього рівня АСКОЕ енергопостачальної компанії та ОСР. На середньому рівні АСКОЕ повинна також забезпечувати прямий доступ енергопостачальній компанії до ПБД лічильників електроенергії з боку АСКОЕ ОСР.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	102
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

На верхньому рівні АСКОЕ повинна здійснювати приймання, відображення та документування звітів, що надходять електронною поштою у вигляді XML-файлів погодженого формату та текстових файлів-макетів від АСКОЕ.

Функціонування АСКОЕ нижнього і середнього рівнів АСКОЕ цеху та району повинно здійснюватися безперервно в реальному часі.

До технічних засобів нижнього рівня АСКОЕ відносять багатофункціональні електронні лічильники активної і реактивної електричної енергії типу SL7000 та ACE6000 фірми «Itron».

До технічних засобів середнього рівня АСКОЕ відносять: ПЗПД, адаптери RS485/RS232, GSM-модеми.

До технічних засобів верхнього рівня АСКОЕ відносять, сервери та АРМ фахівців цеху та ГПП з встановленими на них поштовими клієнтами для приймання і перегляду електронної пошти, що надходить від АСКОЕ, та прикладних програм для перегляду вкладених файлів електронної пошти – Excel 2016 для перегляду XML-файлів погодженого формату та Wordpad для перегляду текстових файлів-макетів.

3.2.2 Загальна інформація про систему.

Комерційний облік електроенергії в цеху здійснюється за допомогою сорока дев'яти (49) багатофункціональних електронних лічильників прямого ввімкнення типу ACE6000, які встановлені у приміщенні цеху на панелях обліку, чотири з яких встановлені за межами цеху на стороні 0,4кВ, а також один на конденсаторній батареї.

Облік електроенергії району здійснюється за допомогою восьми (8) лічильників трансформаторного ввімкнення типу SL7000 розташованих в ТП на стороні 10 кВ, а також дванадцяти (12) лічильників трансформаторного ввімкнення, які розташовано в ГПП. Облік електроенергії на стороні 10 кВ здійснюється за триелементною чотирипровідною схемою за допомогою

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	103
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

трьох трансформаторів струму (ТС). Лічильники, які встановлені в ТП району, передають дані за допомогою GSM-модему з інтерфейсом RS485 на GSM-модем ГПП, якій приєднано до ПЗПД.

Лічильники електроенергії, ТН, ТС, їхні вторинні кола та схеми обліку відповідають вимогам [4] та [5], мають чинні терміни повірки та можуть бути застосовані в АСКОЕ.

Шафи АСКОЕ монтуються в цеху, та на ГПП. В кожній шафі АСКОЕ розміщено: ПЗПД, адаптери RS485/RS232, GSM-модеми та джерело безперебійного живлення (ДБЖ).

ПЗПД в цеху має 13 портів типу RS-485, дванадцять з яких забезпечують зчитування інформації з груп по чотири лічильники в цеху, а один – з лічильника, який розташований на приєднанні БСК. Один СОМ-порт виконує функцію передавання облікових даних GSM-модемом. Також, з ПЗПД інформація передається LAN через Switch (топологія мережі – «зірка») до сервера бази даних (БД) АСКОЕ та АРМ.

ПЗПД в ГПП має лише три порти типу RS-485 та два СОМ-порти типу RS-232. Кожний порт типу RS-485 забезпечує зчитування даних обліку з лічильників на ГПП, з першого СОМ-порта зчитуються GSM-модемом дані обліку з лічильників ТП району. Другий СОМ-порт відповідає за передавання облікових даних. ПЗПД ГПП передає інформацію аналогічно ПЗПД цеху до сервера БД АСКОЕ та АРМ ГПП.

Антени GSM-модемів закріплюються зовні шафи АСКОЕ і коаксіальними кабелями приєднуються до GSM-модемів.

Для зв'язку ПЗПД з розрахунковими лічильниками між шафою АСКОЕ та цифровими комунікаційними портами (RS-485) лічильників прокладається кабель типу екранована «кручена пара». В шафі АСКОЕ провідники цього кабелю приєднуються до адаптерів RS485/RS232 і портів типу RS-485.

3.2.3 Функціонування системи.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	104
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Багатофункціональні електронні лічильники електроенергії АСЕ6000 та SL7000:

- здійснюють безперервне вимірювання активної електричної енергії та інтегрованої в часі реактивної потужності в точках комерційного обліку в прямому і зворотному напрямку;
- визначають параметри електроспоживання;
- зберігають визначені дані в ПБД;
- забезпечують доступ до ПБД через цифровий комунікаційний порт.

ПЗПД здійснює:

- зчитування первинних даних обліку комп'ютерною мережею за допомогою адаптера RS485/RS232 і портів типу RS-485 з ПБД багатофункціональних електронних лічильників електроенергії АСЕ6000 за завданням розкладом;
- формування за завданням розкладом звітів про електроспоживання цеху та району у вигляді XML-файлів і текстових файлів-макетів (30917, 30818).
- передавання сформованих звітів за завданням розкладом електронною поштою до цеху, району та до АСКОЕ енергопостачальної компанії та АСКОЕ ОСР;
- прямий доступ до ПБД лічильників з боку та АСКОЕ ОСР.

Адаптер здійснює перетворення електричних сигналів інтерфейсів RS485 в електричні сигнали інтерфейсу RS232.

Модем здійснює модуляцію/демодуляцію цифрових сигналів під час передавання каналами зв'язку або середовищем передавання даних.

АРМ з інсталюваним програмним забезпеченням (надається в цех та на ГПП) за командами оператора забезпечує відображення й документування даних комерційного обліку електроенергії, що надходять електронною поштою від АСКОЕ у вигляді XML-файлів.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	105
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

3.3 Вимоги безпеки

Роботи з впровадження АСКОЕ повинен виконувати персонал, який щорічно проходить перевірку знань з техніки безпеки.

Під час виконання монтажу і пусконаладжувальних робіт необхідно суворо додержуватись всіх вимог, щодо техніки безпеки, які викладено в інструкціях з експлуатації технічних засобів АСКОЕ, а також вимог, які встановлено [5] та [16].

Під час встановлення і монтажу технічних засобів АСКОЕ слід уважно вивчити відповідні розділи інструкцій з монтажу, пуску, регулюванню, обкатці й експлуатації цих технічних засобів.

Приєднання технічних засобів АСКОЕ, які вимагають заземлення, до електричної мережі без попереднього заземлення категорично забороняється. Встановлювати заземлення на технічні засоби АСКОЕ необхідно після відключення кабелю живлення від електричної мережі і перевірення на відсутність напруги на елементах цих технічних засобів.

Якщо для резервного живлення технічних засобів АСКОЕ використовуються пристрої, які містять акумуляторні батареї, під час їхнього використання необхідно дотримуватись вимог п.6.6 [16].

Роботи з монтажу електролічильників безпосереднього ввімкнення допускається виконувати за розпорядженням одному працівнику з групою III [16].

Роботи з монтажу електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, повинні виконувати за нарядом зі зняттям напруги два працівники, один з яких повинен мати групу з електробезпеки не нижчу за IV, а другий групу з електробезпеки не нижчу за III [16]. За наявності в колах електролічильників контактів (блоків), що дозволяють працювати без

розмикання кіл, підключених до вторинних обмоток трансформаторів струму, ці роботи можна виконувати за розпорядженням, не знімаючи напруги зі схеми електролічильника.

Під час ремонту технічних засобів АСКОЕ необхідно дотримуватись запобіжних заходів:

- всі маніпулювання з вузлами (перевірка ланцюгів, пайка, заміна буферних елементів джерел живлення) виконувати за умови вимкнення напруги мережі живлення;
- під час ввімкнення технічних засобів АСКОЕ необхідно застерігатись доторканості до ланцюгів живлення.

Під час ремонту технічних засобів АСКОЕ необхідно дотримуватись вимог по захисту від статичної електрики.

3.4. Монтаж технічних засобів АСКОЕ

Під час виконання монтажних робіт необхідно додержуватись вимог безпеки згідно п.3.3 і чинних нормативних документів з енергобезпеки.

Монтаж лічильника електричної енергії в точці комерційного обліку електроенергії.

Тип нового лічильника, який встановлюється в точці обліку, обов'язково повинен відповідати типу лічильника, який замінюється, і має бути запрограмований таким самим чином.

Монтаж лічильника виконувати згідно його інструкції з монтажу (паспортом, інструкцією з експлуатації), якою має комплектуватись лічильник.

Монтаж кіл напруги і струму лічильника виконувати проводом перерізом, який забезпечує падіння напруги в колах напруги згідно [5] та опір в колах струму згідно паспорта на ТС, але не менш 2,5 мм².

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		107

В разі встановлення лічильника на рухомій частині комірки підстанцій для приєднання кіл напруги і струму та ліній зв'язку використовувати багатожильний провід.

3.4.1. Монтаж ліній зв'язку.

Монтаж лінії зв'язку між лічильником і адаптером, за допомогою якого здійснюється зчитування інформації з лічильника, виконувати кабелем типу S-FTP 5 4x2x0,5.

Прокладання лінії зв'язку виконувати в місцях, які захищені від впливу вологи, агресивного середовища, гризунів. Під час монтажу ліній зв'язку додержуватись правил пожежо- і вибухобезпеки.

Місця і маршрути прокладання лінії зв'язку визначаються виконавцем монтажних робіт виходячи із діючої схеми комунікацій об'єкту автоматизації. Монтаж лінії зв'язку виконувати в кабельних каналах, на естакадах і т.д. Рекомендується лінії зв'язку розміщувати в металевих рукавах або металевій плетінці типу ПМЛ, підключив її в одній точці до заземлюючого контуру. Не допускається прокладати лінії зв'язку поруч з колами управління силовими струмоприймачами.

З'єднання дротів під час монтажу лінії зв'язку виконувати за допомогою клемних коробок, які забезпечують можливість опломбування з'єднань та перешкоджають доступу до з'єднання без порушення цілісності пломби.

3.4.2 Монтаж АСКОЕ

Монтаж пристроїв, що входять до складу АСКОЕ, виконувати згідно їхніх інструкцій з монтажу (паспортом, інструкцій з експлуатації).

Для встановлення пристроїв АСКОЕ використовувати приміщення, яке задовольняє їхнім робочим умовам застосування.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	108
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Під час монтажу пристрої АСКОЕ встановлювати на горизонтальну поверхню або кріпити до вертикальної панелі (стіни). Допускається розміщувати пристрої АСКОЕ в спеціальних шафах, забезпечивши в середині шаф їхні робочі умови застосування.

3.4.3. Монтаж кіл електроживлення

В приміщенні, де встановлені пристрої АСКОЕ, підготувати електрощит, до якого підвести струм напругою 220 В змінного струму від фідера, вільного від імпульсних навантажень, які можуть створюватись пусковими струмами зварювальних апаратів, двигунів або інших потужних електроустановок. Допускається підключати електрощит до мережі освітлення. Електрощитом може бути будь-який типовий щит, який розрахований на відповідну потужність та обладнаний автоматичним вимикачем.

Пристрої АСКОЕ, які вимагають безперебійного живлення, повинні підключатись до електричної мережі через ДБЖ.

Підключення розетки до типового електрощита рекомендується виконувати кабелем марки КРПГ, КРПТН, КРПТ, ШБВЛ або аналогічним перерізом не менш 2,5 мм².

Пристрої АСКОЕ, які вимагають заземлення, повинні бути приєднані до заземлюючого контуру проводом перерізом не менш 4,0 мм² з електричним опором не більш 4,0 Ом. Ввімкнення цих пристроїв АСКОЕ в електромережу без попереднього заземлення забороняється.

3.5. Налагодження АСКОЕ

Пусконаладжувальні роботи виконуються у відповідності з експлуатаційною документацією на АСКОЕ і робочого проекту після завершення монтажних робіт.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	109
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Під час виконання пусконаладжувальних робіт додержуватись вимог безпеки, до відповідних нормативних документах з електробезпеки.

3.5.1 Налагодження лічильників електроенергії

Після монтажу лічильника електроенергії і приєднання його до електричної мережі (безпосередньо або за допомогою вимірювальних трансформаторів) перевірити вірність підключення, вірність чергування фаз, відповідність падіння напруги в колах трансформаторів напруги вимогам ПУЕ (не більш 0.25%) і відповідність електричного опору в колах трансформаторів струму граничним величинам, які наведено в паспорті на трансформатор струму. Після перевірки і усунення невідповідностей лічильник можна вмикати в електричну мережу. Він готовий до застосування.

Багатофункціональні електронні лічильники електроенергії перед використанням повинні бути однаково запрограмовані. Після програмування багатофункціональний електронний лічильник електроенергії готовий до застосування.

3.5.2. Налагодження компонент АСКОЕ

ПЗПД та GSM-модем, які використовуються в АСКОЕ, перед застосуванням повинні бути запрограмовані. Програмування ПЗПД і GSM-модему здійснюється Виконавцем робіт.

Після налагодження структурних компонентів запустити АСКОЕ в комплексне опробування на 72 години. Під час комплексного опробування контролювати виконання АСКОЕ функцій у відповідності з ТЗ. Усунути виявлені невідповідності. В разі необхідності термін комплексного опробування продовжити.

Після завершення комплексного опробування і усунення виявлених недоліків впровадити АСКОЕ в дослідну експлуатацію.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	110
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Висновок 3-го розділу

Завдяки АСКОВЕ цеху та АСКОВЕ ГПП можна контролювати облік електроенергії на кожній сходинці структурної ієрархії. Завдяки цьому були зведені до мінімуму всі непродуктивні витрати енергоресурсів, а процес енергоспоживання став максимально гармонізований з процесом вироблення і розподілу електроенергії.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		111

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СМАРТ-СИСТЕМ КОНТРОЛЮ ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

АСКОЕ – автоматизована система обліку електричної енергії, що складається з засобів вимірювальної техніки, а також з устаткування збору, обробки, збереження та відображення інформації, засобів зв'язку та синхронізації часу, функціонально об'єднаних для забезпечення комерційного обліку електричної енергії. В даному розділі розглянуто охорону праці та пожежну безпеку під час монтажу АСКОВЕ, а саме лічильників АСЕ6000 які встановлюються в електричному цеху на кожному приєднанні до верстата.

4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Таблиця 4.1 – загальна характеристика об'єкту

Найменування	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Лічильник АСЕ 6000 [14]	Згідно проектних рішень та [5] В КРУ	На висоті від 0,8...1,7м	Встановлено в цеху на всіх струмоприймачах	Категорія С

					НТУУ.001.7114.014ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Фроленков К.Д.			ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ СМАРТ-СИСТЕМ КОНТРОЛЮ ОБЛІКУ ТА	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевірив		Третьякова Л.Д.					111	131
Перевірив						ОЕ-п71		
Перевірив								
Н. Контр		Прокопенко І.Д.						

Таблиця 4.2 – Показники технічних характеристик лічильника [14]

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Числове значення показників
АСЕ 6000	Робочий діапазон напруги	Від 3х57,7 В до 3х240/415 В
	Робочий діапазон напруг	Для лічильників прямого включення 5...100 А Для лічильників трансформаторного включення 1...10 А
	Тип підключення	Для лічильників прямого включення клас 1.0 Для лічильників трансформаторного включення 0,5s чи 1.0
	Частота	50 Гц
	Період інтеграції потужності	Програмуємий: 1,2,3,5,10,12,15,20,30,60 хвилин
	Тарифні параметри	8 тарифних ставок 16 моментів переключення на добу 24 добових графіка 12 сезонів Автоматичний перехід на літній/зимній час
	Діапазон робочих температур	-40°С...+60°С

Продовження таблиці 4.2

	Вага	Не більше 1,9 кг
	Габарити	283x174x68 мм

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту

Таблиця 4.3 – послідовність виконання робіт. [17]

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалості	Кількісний склад бригад	Група з електро безпеки
Монтаж систем обліку електричної енергії в приміщенні електроцехової	За допомогою транспорту	В будь який період року 09:00-17:00	2 інженери	ІІІ групи допуску

4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 4.4 – Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показників
Параметри мікроклімату [18]	1) Температура повітря 2) Вологість 3) Швидкість руху повітря 4) Температура внутрішніх поверхонь робочої зони	1) в холодну пору року – 16 – 24 °С; в теплу пору року – 18 – 25 °С 40-60% 2) незалежно від пори року та категорії робіт 3) в холодну пору року – 0,1–0,3 м/с; в теплу пору року – 0,2–0,4 м/с; 4) не повинна виходити більш ніж на 2 °С за межі оптимальних величин температури повітря для даної категорії робіт
Важкість праці [19]	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 10 кг «стоячи», «стоячи зігнувшись» (230...290) (Вт·год) Пб категорія

Продовження таблиці 4.5

Напруженість праці [19]	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	50 % робочого часу 60 % робочого часу 1 зміна, 8 один 20 % робочого час Пб категорія
Шум [19]	Рівень звуку, дБ	До 100 дБ
Пил [19]	Запиленість середовища	<6 мг/м3
Вібрація [19]	-	
Освітлення [20]	Тип освітлення	комбіноване

4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 4.5 – перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга [21]	Від 3х57,7 В до 3х240/415 В	6 В

Продовження таблиці 4.5

Струм [21]	Для лічильників прямого включення 5А...100А Для лічильників трансформаторного включення 1А...10А	0,6 А
Неелектричного походження		
Запиленість Середовища [19]	6 мг/м	2 мг/м
Шум [19]	До 100 Дб2	85 дБ
Важкість [19]	ІІб категорії	
Хімічні речовини [22]	-	-
Оцінка умов праці [19]	Шкідливі ІІІ категорії	

4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Таблиця 4.6 – технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Шкаф монтажний [23]	Клас пиловологозахисту	ІР65
	Клас захисту від ураження струмом	І - наявність робочої ізоляції і елемента заземлення;

Продовження таблиці 4.6

	Клас захисту від ударів і інших механічних впливів	ІК10 - витримує енергію удару в 20 Дж
	Доступ в шафу	Електромеханічне блокування
Заземлення шафи	Встановлено заземлення до заземлюючого контуру	$R_{\text{заз}} = 10 \text{ Ом}$
Організаційні заходи з електробезпеки		
Розміщення плакатів безпеки [23]	Розміщення плакатів безпеки Поблизу ДГУ	«заборонні», «вказівні», «застережні»
Виду дозвільного документу [17]	виконання експлуатаційних робіт	Вказується конкретне завдання, до роботи допускаються працівники з рівнем допуску не нижче III.
Категорія робіт щодо заходів безпеки [17]	Роботи без напруги.	Наряд-допуск на конкретний терміни роботи

4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 4.7 – перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисту органів дихання [24]	Захисту від дрібного пилу і інших домішок	3M FFP1	1 робоча зміна	Під час монтажних робіт
Захист рук [24]	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною CO131. Рукавичкі гумові TC715	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови [24]	Каска	Каска від механічного впливу. G3001 CUV	2 роки	Під час монтажних робіт
Захист очей [24]	Захисту очей від механічних пошкоджень	захисні окуляри Univet 520, маркування лінзи: 2C-1.2 1FT	2 роки	При роботах, пов'язаних з металорізальних обладнанням

Продовження таблиці 4.7

Захист органів слуху [24]	Зниження рівня шуму на 10 дБА	«ДПЕ 30». Поліуретан.	12 місяців	Під час роботи з підвищеним звуковим навантаженням
Захисне взуття [24]	Захист від механічних ушкоджень	AMBER HIGH S3	6 місяців	Під час переміщення вантажів масою до 15 кг
Щиток [24]	Для забезпечення захисту від іскор	НФ–1 "Металург"	2 роки	Під час монтажних робіт

Таблиця 4.8 – перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Захисні пристосування [25]	Ізольюючі килимки, струмовимірвальні кліщі, плакати безпеки, індикатори напруги	Виконання робіт	0,4 – 10 кВ Раз у 24 місяці
Контрольно сигнальні прилади [25]	Ізольовальні кліщі	Накладання муфт, заміна плавких ставок.	0,4-10 Раз у 24 місяці

4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків пожеж і вибухів

Відповідно до норм з пожежної безпеки на об'єкті наведені певині засоби до тушіння пожеж, а також технічні та організаційні засоби – у разі виникнення пожежі або вибуху. Результати вибору наведені у таблиці

Таблиця 4.9 – перелік заходів і засобів з пожежної безпеки.

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Порошковий вогнегасник ВП-9: [27]	Пересувний, тривалість дії – 25 с, довжина струмені $\geq$ 4,5м	Переносний вогнегасник, хороший коефіцієнт ефективності вогнегасника, використовується в приміщеннях з електрообладнанням
Блискавкозахист [26]	Натягнуті дроти(троси) на даху	Матеріал: мідь, найменший переріз 35мм ²
Організаційні		
Організація підготовки працівників підприємств з питань пожежної безпеки	Тип інструктажу: Вступний Первинний Повторний Позаплановий цільовий	Відділ з охорони праці
ЗІЗ		

Продовження таблиці 4.9

Протигаз [27]	ГП-21 з фільтром СО	Площа поля зору 70%, маса не більше 800г, Чіткість голосу при надітому протигазі - не менше 80%.
---------------	---------------------	--

4.8 Розрахунок захисту від атмосферних зарядів на електромеханічний цех

Проводимо розрахунок захисту від атмосферних зарядів для електромеханічного цеху в якому розташована «АСКОЕ цеху».

Очікувана кількість уражень об'єкта блискавкою за рік N визначається за наступними формулами:

-для будівель і споруд прямокутної форми

$$N = [(S + 6 \cdot h_{об}) \cdot (L + 6 \cdot h_{об}) - 7,7 \cdot h_{об}^2] \cdot n \cdot 10^{-6}$$

$$N = [(35 + 6 \cdot 10) \cdot (45 + 6 \cdot 10) - 7,7 \cdot 10^2] \cdot n \cdot 10^{-6} = 0,49$$

де $h_{об}$ – найбільша висота об'єкта, м,

L – довжина об'єкта, м,

S – ширина об'єкта, м,

n – щільність ударів блискавки на 1 км² земної поверхні за рік, визначена за даними метеорологічних спостережень в місці розташування об'єкта, 1/км² рік. Якщо дані спостережень відсутні n може бути приблизно розраховано за формулою

$$n = \frac{6,7 \cdot T_{\text{гр}}}{100} = \frac{6,7 \cdot 80}{100} = 5,36$$

де $T_{\text{гр}}$ - середня тривалість гроз у годинах, визначена за картами інтенсивності грозової діяльності [26] або за середніми багаторічними (не менш 10 років) даними метеостанції, найближчої до місця знаходження об'єкта.

Електромеханічний цех відповідає класу З РБЗ (рівень блискавкозахисту).

[26]

Цех доцільно захищати блискавко приймачами на покрівлі в виді чарунки 35x45 м. Оскільки будівля і є розміром 35 на 45 м то блискавко приймачі потрібні закріпити на краю будівлі. А спуски потрібно поставити вісім штук. Також для III РБЗ – потрібно встановити заземлювач, який складається мінімум з двох вертикальних електродів довжиною не менше ніж 3 м, об'єднаних горизонтальним електродом і відстанню між ними, також, не менше ніж 3 м.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		123

Висновки 4-го розділу

Розглянуто питання охорони праці при експлуатації системи АСКОЕ на прикладі одного лічильника АСЕ6000 який встановлюється в цеху.

Проаналізовано умови праці та шкідливі фактори, такі як: небезпечна напруга до 415 В та струм до 100А. Для забезпечення працівників від удару струму та інших непередбачуваних ситуація було розглянуто технічні та організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт.

Наявність ізоляції, розміщення у спеціальних шафах та наявність засобів індивідуального захисту при експлуатації приладів обліку електроенергії забезпечують електробезпеку працівників які виконують монтаж.

Проведено вибір засобів індивідуального захисту робітників під час виконання робіт, такі як: захист органів дихання, рук, голови, очей, органів слуху, захисне взуття та щиток для забезпечення захисту від іскор. Всі засоби захисту билі обрані для захисту від механічних, електричних ушкоджень.

Для безпеки працівників під час пожежі, було вибрано порошковий вогнегасник ВП-5 який як раз підходить для цеху і має ряд значних переваг. Також для забезпечення органів дихання під час пожежі був обраний протигаз ГП-21 з фільтром СО. Саме основне це те, що працівники повинні проходити інструктаж і дотримуватись усіх правил з пожежної безпеки.

Для електромеханічного цеху з площею 35х45 м. було пораховано захист від атмосферних зарядів і вибрано блискавкозахист який відповідає нормам

[26].

ВИСНОВОК

В дипломному проекті було спроектовано систему електропостачання електромеханічного цеху який входить до складу району місту, були визначені розрахункові навантаження об'єктів проектування, вибрані кабельні лінії які живлять район і цех та вибрано їх переріз. Проведено розрахунок короткого замикання, за для виявлення місць вразливих до струмів КЗ. Розраховано релейний захист.

Спеціальна частина складає з себе проектування АСКОВЕ цеху та ГПП, для подальшого передавання даних на АРМ та сервери цеху, ГПП та до АСКОВЕ ергопостачальної компанії та ОСР. Встановлення лічильників на кожному ЕУ цеху та на кожному ТП району. Визначено які лічильники будуть використовуватись на стороні 10 кВ та 0,4 кВ. Було визначено топологію мережі - «Зірка», та позначено яким чином буде передаватись інформація і де вона буде зберігатись.

Вирішилися питання з охорони праці та пожежної безпеки при монтажу АСКОВЕ в цеху на базі лічильника АСЕ6000. Проведено аналіз умов праці та небезпечно-шкідливих чинників під монтажу лічильників в приміщенні цеху. Представлені варіанти які забезпечують життя працівників від електричних, механічних ушкоджень, а також було розраховано захист від атмосферних розрядів на цех.

					НТУУ.001.7114.014ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		125

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Особливості впровадження технологій smart grid в електроенергетичну галузь України Scientific Journal «ScienceRise». - 2015. - №4/2(9). - С. 27-31.
2. Кодекс комерційного обліку електричної енергії Постанова НКРЕКП 14.03.2018 № 311 (у редакції постанови НКРЕКП від 20.03.2020 № 716)
3. Постанова НКРЕКП «Правила роздрібного ринку електричної енергії» від 14.03.2018 р. № 312. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=15982> (дата звернення: 1.06.2019).
4. Commission Recommendation 2012/148/EU of 9 March 2012 on preparations for the roll-out of smart metering systems // Official Journal of the European Union, 13.03.2012. – L73/9-22.
5. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2018). Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с.
6. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою». Затверджено наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства від 15.06.2016 р. № 158
- 7 ДСТУ-Н В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання підприємств – К.: Мінрегіон, Київ – 2015
- 8 Довідкова книга зі світлотехніки. Айзенберг Ю.Б. (Ред.) 1983 3-е изд. Перераб. И доп. М.: Знак. – 972 стр.: ил. ISBN 5-87789-051-4

9 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : 4 В.2.5-23:2010. – Офіц. вид. – К. : Мінрегіонбуд України, 2010. – 104 с. – Державні будівельні норми України.

10 Электронный каталог ПАО «Завод Южкабель» [Электронный ресурс]: база данных. – Режим доступа: <http://yuzhcable.com.ua/catalog/>

11 Электронный каталог ООО «ЛБЮ-Тех» [Электронный ресурс]: база данных. – Режим доступа: <http://lbu-tech.com.ua/p215230730-svetodiodnyjsvetilnik-128.html>

12. Электронный каталог ПАО «Запоріжтрансформатор» [Электронный ресурс]: база данных. – Режим доступа: <http://www.ztr.com.ua/ru/powertransformers>

13. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил

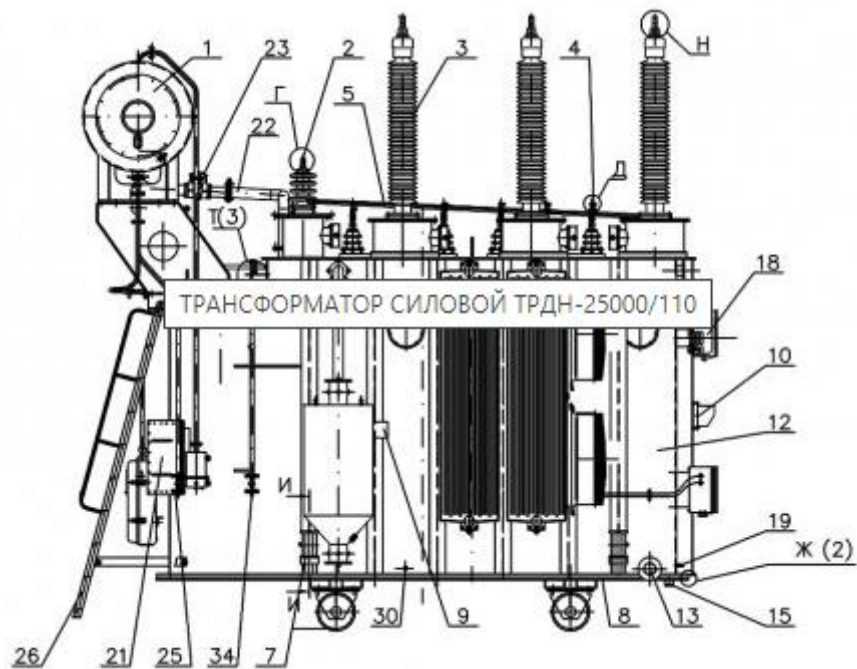
14. «ACE 6000. Многофункциональный счетчик электроэнергии. Краткое описание» PROPRIETARY RIGHTS NOTICE COPYRIGHT © 2005-2009 BY ACTARIS. ALL RIGHTS RESERVED

15. Постанова НКРЕКП від 28.12.2018 № 2069 «Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік», № 2069 від 28.12.2018

16. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів [Електронний ресурс]: Наказа комітету по нагляду за охороною праці від 10.02.1998 – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0093-98> (дата звернення 06.06.2020)

17. ДБН А.3.2-2 Охорона праці і промислова безпека у будівництві
18. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
19. ДСН 3.3.6.037-99 Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу.
20. ДБН Б.2.5.-28-2006 «Природне і штучне освітлення»
21. ДБН А.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці та промислова безпека у будівництві.
22. ПІ 1.9.10-020-1999. Примірня інструкція з охорони праці при роботі з кислотами та їдкими речовинами
23. ДБН 2.09.04-87. Державні будівельні норми. Адміністративні та побутові будівлі.
24. ДСТУ 4676:2006. Засоби індивідуального захисту.
25. НПАОП 40.1-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів
26. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд
27. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні.
28. Електроний каталог автоматичних вимикачів компанії ІЕК [Електроний ресурс]: база даних. – Режим доступу: <http://iek.ua/products/catalog/> (дата звернення 01.06.2020).

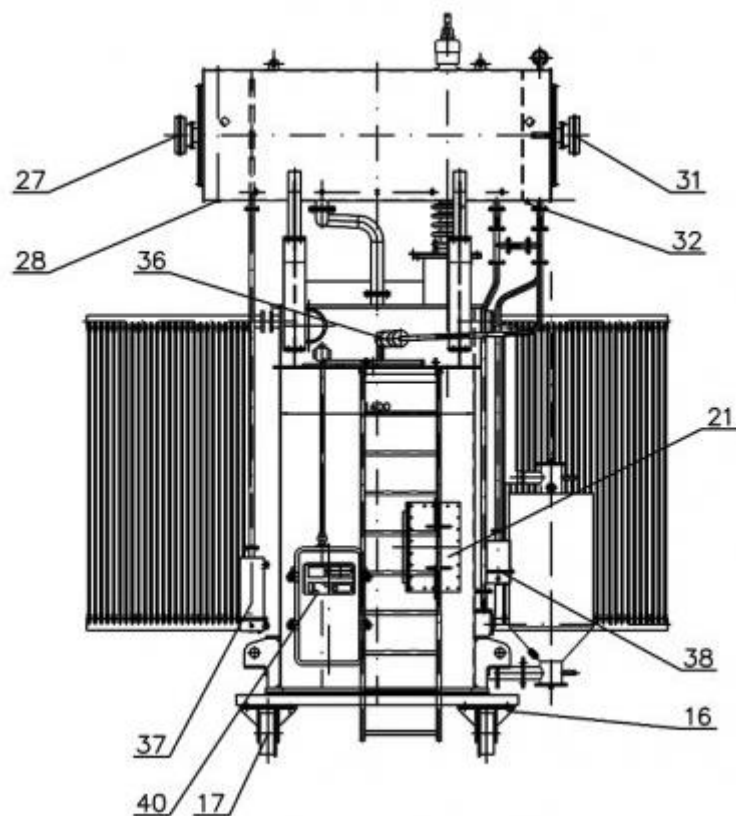
ДОДАТОК А



Вид спереду ТРДН-25000/110

Специфікація:

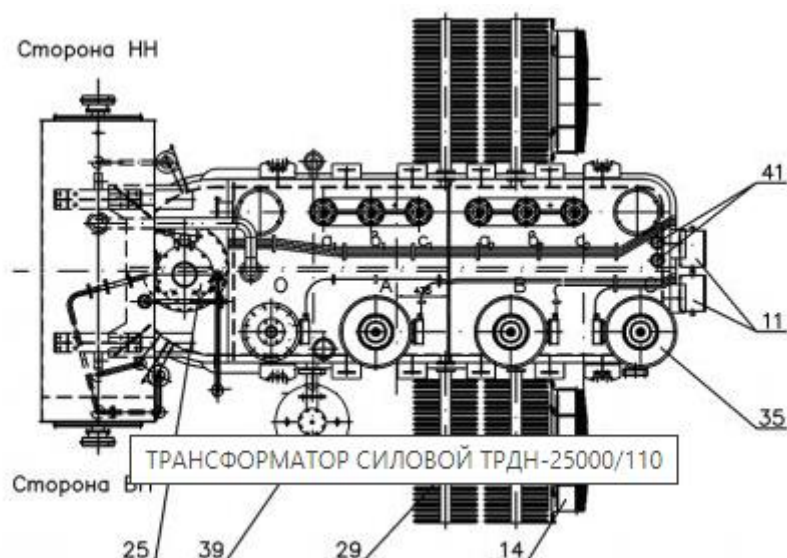
1.Розширювач; 2. Ввід нейтралі ВН 3. Ввід ВН; 4. Ввод НН; 5.Труба для відводу газу із установок трансформаторів струму; 7. Скоба для строплень при підйомі трансформатора; 8. Кришка бака; 9.Табличка трансформатора; 10.Термометр манометричний (сигналізуючий); 12.Бак трансформатора; 13.Затвор поворотний дисковий DN 80 для сливових масел з баки; 15.Поставка для зливу залишкових масел з баку; 18. Запобіжний клапан; 19. Кран для взяття проби масла; 21. Люк для огляду пристрою РПН; 22. Маслопровід; 23. Реле газового трансформатора; 25. Пристрій РПН; 26. Скоба для строплення при підйому кришки. 30. Гвинт заземлення трансформатора; 34. Вентиль DN 25 для доливання масла в розширювальний пристрій РПН.



Вид збоку ТРДН-25000/10

Специфікація:

16. Каретка; 17. Каток. 21. Люк для огляду пристрою РПН; 27. Маслопоказчик трансформатора; 28. Пробка для зливу залишків масел з розширювача трансформатора; 31. Маслопоказчик пристрою РПН; 32. Поставка для слив залишкових масел із розповсюджувального пристрою РПН; 36. Реле захисного пристрою РПН; 37. Повітряноосушувач трансформатора. 38. Повітряноосушувач пристрою РПН; 40. Привод пристрою РПН.



Вид зверху ТРДН-25000/110

Специфікація:

11. Коробка клемна; 14. Крюк для підйому бака; 25. Пристрій РПН; 29. Радіатор; 35. Установка трансформаторів струму ВН. 39. Фільтр термосифонний; 41. Датчик термометра манометричного.

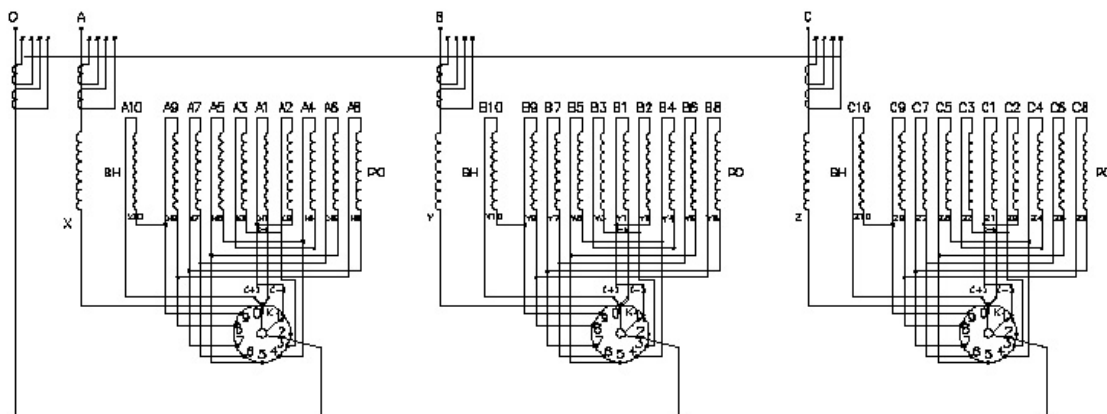


Схема з'єднання обмоток ТРДН-25000/110