

# ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

**магістр**

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: **Розробка заходів із підвищення надійності електропостачання газоперекачувальної станції**

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМЗ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Палій В.О.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Бабюк С. М.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент   
(підпис) (прізвище та ініціали)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра Електричної інженерії

Освітній рівень магістр

Напрямок підготовки \_\_\_\_\_

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри д.т.н., проф. М.Г. Тарасенко

« 02 » вересня 2019 р.

## **ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ**

Палію Віктору Олексійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розробка заходів із підвищення надійності електропостачання газоперекачувальної станції

Керівник проекту (роботи) Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.

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

Затверджені наказом по університету від « 23 » серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 20 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Генеральний план компресорної станції, однолінійна схема електропостачання мережі 10 кВ, план розташування та параметри електрообладнання компресорної станції, каталожні дані захисного та комутаційного обладнання

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1. Аналітична частина

2. Науково-дослідна частина

3. Технологічна частина

4. Проектно-конструкторська частина

5. Спеціальна частина

6. Обґрунтування економічної ефективності

7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

8. Екологія

Загальні висновки до дипломної роботи

Перелік посилань

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генеральний план газоперекачувальної компресорної станції 1л. ф – А1

2. Принципова однолінійна схема електропостачання мережі 10 кВ газоперекачувальної компресорної станції 1л. ф – А1

3. План-розріз КТП та однолінійна схема електропостачання 1л. ф – А1

4. Схема електропостачання компресорного цеху №2 1л. ф – А1

5. Схема електроосвітлення компресорного цеху №2 1л. ф – А1

6. Принципова схема керування компресором 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

| Розділ  | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата   |                  |
|---|---|----------------|------------------|
|   |   | завдання видав | завдання прийняв |
| Обґрунтування економічної ефективності            | Мельник Л. М. д.е.н., доцент              |                |                  |
| Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | Гурик О. Я. к.т.н., доцент                |                |                  |
|   | Стручок В. С. ст. викл.                   |                |                  |
| Екологія  | Зварич Н. М. к.т.н., доцент               |                |                  |
|   |   |                |                  |

7. Дата видачі завдання **02 вересня 2019 року**

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

| № з/п | Назва етапів дипломного проекту (роботи)          | Термін виконання етапів проекту (роботи) | Примітка |
|-------|---|--|----------|
| 1     | Вступ   | 15.09.2019                               |          |
| 2     | Аналітична частина                                | 25.09.2019                               |          |
| 3     | Науково-дослідна частина                          | 10.10.2019                               |          |
| 4     | Технологічна частина                              | 01.11.2019                               |          |
| 5     | Проектно-конструкторська частина                  | 20.11.2019                               |          |
| 6     | Спеціальна частина                                | 01.12.2019                               |          |
| 7     | Обґрунтування економічної ефективності            | 10.12.2019                               |          |
| 8     | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | 10.12.2019                               |          |
| 9     | Екологія  | 10.12.2019                               |          |
| 10    | Висновки  | 15.12.2019                               |          |
| 11    | Оформлення пояснювальної записки                  | 20.12.2019                               |          |
| 12    | Оформлення графічної частини                      | 20.12.2019                               |          |
|       |   |  |          |
|       |   |  |          |
|       |   |  |          |

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Палій В. О. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) \_\_\_\_\_  
(підпис)

Бабюк С. М. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

**Палій В. О. "Розробка заходів із підвищення надійності електропостачання газоперекачувальної станції" 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.**

Стор.– 115; рис. - 6 табл. - 19; креслень - 6; джерел - 19; додатків - 5.

**Основною метою роботи є розробка та впровадження заходів із підвищення надійності електропостачання газоперекачувальної станції.**

У основній частині пояснювальної записки було виконано проектування компресорної станції для перекачування природного газу. Проведені наступні розрахунки: оптимізація кількості, потужності і розміщення трансформаторних підстанцій і компенсуючих пристроїв; вибір і оптимізація числа стандартних перерізів кабелів; розрахунок струмів КЗ; втрат напруги; техніко-економічний розрахунок; розрахунок релейного захисту трансформаторів КТП; вибір і перевірка основного обладнання.

У спеціальній частині розглянуто автоматизоване регулювання електроприводу компресора.

У організаційно-економічній частині був виконаний розрахунок показників ефективності інвестицій, техніко-економічне порівняння варіантів, розрахунок електроенергетичної складової собівартості промислової продукції.

Перелік ключових слів: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ПОТУЖНІСТЬ, НАПРУГА, СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВИМИКАЧ, КАБЕЛЬ, ПЕРЕРІЗ.

## ANNOTATION

**Palii V. Development of activities for increasing the reliability of power supply system of gas pumping station.** 141 Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering EEM-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Page – 115; Illustrations – 6; Tables – 19; Blueprints – 6; Sources – 19; Applications – -.

**The primary purpose of work** are development and introduction of measures from the increase of reliability of power supply of the gas-pumping station.

In basic part of explanatory message planning of the compressor station was executed for the pumping-over of natural gas. Conducted next calculations: optimization of amount, power and placing of transformer substations and compensative devices; choice and optimization of number of standard cuts of cables; calculation of currents of short circuit; losses of tension; technical and economic calculation; calculation of relay defence of transformers of transformer substation; choice and verification of basic equipment.

The automated adjusting of electromechanic of compressor is considered in the special part.

In organizationally-economic part there was the executed calculation of indexes of efficiency of investments, technical and economic comparison of variants, calculation of electroenergy component industrial unit cost.

**Keywords:** SUPPLY, POWER, TENSION, CURRENTS of SHORT CIRCUIT, TRANSFORMER, SWITCH, CABLE, CUT.

## ЗМІСТ

|   |    |
|---|----|
| ВСТУП   | 7  |
| 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА  | 10 |
| 1.1 Компресорні установки   | 10 |
| 1.2 Конструкція, робота та експлуатаційні характеристики компресорних установок | 11 |
| 1.3 Опис режиму роботи компресорної установки                                   | 12 |
| 1.4 Вимоги до електроприводу й автоматики                                       | 12 |
| 1.5 Вибір роду струму й величини живильної мережі                               | 14 |
| 1.6 Вибір системи електроприводу, методів регулювання швидкості й гальмування   | 14 |
| 1.7 Очищення газу від механічних домішок і вологи                               | 15 |
| 1.8 Циклонний пиловловлювач   | 16 |
| 1.9 Експлуатація пиловловлювачів  | 17 |
| 1.10 Аналіз недоліків існуючої схеми керування                                  | 18 |
| 2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА  | 19 |
| 2.1 Загальна характеристика мікропроцесорного блоку захисту "Сіріус-Л"          | 19 |
| 2.1.1 Призначення мікропроцесорного блоку захисту                               | 19 |
| 2.1.2 Технічні дані мікропроцесорного блоку захисту                             | 22 |
| 2.1.3 Склад мікропроцесорного блоку захисту                                     | 25 |
| 2.1.4 Будова і робота мікропроцесорного блоку захисту                           | 26 |
| 2.1.5 Структурна схема пристрою   | 29 |
| 2.1.6 Конструкція блоку захисту "Сіріус-Л"                                      | 30 |
| 2.1.7 Будова і робота складових частин мікропроцесорного блоку захисту          | 30 |
| 3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА  | 34 |
| 3.1 Вибір напруги, потужності і типу трансформаторів                            | 34 |
| 3.1.1 Вибір числа і потужності силових трансформаторів                          | 34 |
| 3.1.2 Техніко-економічне порівняння варіантів КТП                               | 37 |
| 3.1.3 Розрахунок втрат в трансформаторах  | 39 |
| 3.2 Визначення розрахункових навантажень цехів                                  | 40 |
| 3.2.1 Розрахунок силових навантажень 0,4 кВ                                     | 40 |
| 3.2.2 Розрахунок силових навантажень цеху №2                                    | 42 |
| 3.2.3 Визначення сумарного навантаження цехів                                   | 43 |
| 4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА  | 45 |
| 4.1 Вибір схеми електропостачання   | 45 |
| 4.1.1 Вибір кабелів 10 кВ   | 45 |
| 4.1.2 Приклад розрахунку кабельної лінії  | 47 |
| 4.2 Проектування системи електроосвітлення станції                              | 48 |
| 4.2.1 Види освітлення   | 48 |
| 4.2.2 Робоче освітлення   | 48 |

|   |     |
|---|-----|
|   | 6   |
| 4.2.3 Світлотехнічний розрахунок робочого освітлення  | 49  |
| 4.2.4 Розрахунок освітлювальних навантажень цеху №2   | 51  |
| 4.2.5 Аварійне освітлення   | 53  |
| 4.2.6 Охоронне освітлення   | 53  |
| 4.2.7 Визначення результуючого розрахункового навантаження на шини ТП   | 54  |
| 4.3 Проектування мережі електропостачання компресорного цеху №2   | 55  |
| 4.3.1 Вибір силових розподільних пунктів  | 55  |
| 4.3.2 Вибір кабелів 0,4 кВ  | 56  |
| 4.3.3 Розрахунок кабельної лінії  | 57  |
| 4.3.4 Розрахунок заземлюючого контуру   | 57  |
| 4.4 Розрахунок струмів к.з. в мережі 0,4 кВ   | 60  |
| 4.4.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення   | 60  |
| 4.4.2 Розрахунок струмів трифазного к.з.  | 64  |
| 4.4.3 Розрахунок струмів однофазного к.з.   | 66  |
| 4.5 Вибір і перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ  | 68  |
| 4.6 Релейний захист і автоматика  | 74  |
| 4.6.1 Захист цехових трансформаторів  | 77  |
| 4.6.2 Розрахунок захисту секційного вимикача  | 77  |
| 5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА  | 80  |
| 5.1 Опис компресора   | 80  |
| 5.2 Пуск в хід асинхронного двигуна   | 81  |
| 5.3 Вибір потужності двигуна для відцентрового компресора   | 82  |
| 5.4 Електромеханічна характеристика   | 84  |
| 5.5 Вибір тиристорного перетворювача частоти  | 86  |
| 6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ  | 88  |
| 6.1 Економічне обґрунтування вибору схеми електропостачання   | 88  |
| 6.2 Розрахунок показників економічної ефективності і обґрунтування економічно ефективного варіанту електропостачання            | 96  |
| 6.3 Розрахунок електроенергетичної складової собівартості промислової продукції   | 99  |
| 7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ   | 103 |
| 7.1 Особливості проектування енергопостачання на компресорній станції   | 103 |
| 7.2 Особливості проектування пожежної безпеки на компресорній станції   | 105 |
| 7.3 Вимоги норм проектування інженерно-технічних заходів ЦО (ІТЗ ЦО) до будівництва об'єктів та комунально-енергетичних систем. | 108 |
| 8 ЕКОЛОГІЯ  | 110 |
| 8.1 Актуальність охорони навколишнього середовища   | 110 |
| 8.2 Вплив газопроводів на навколишнє середовище   | 111 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ   | 113 |
| ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ  | 114 |

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Однією з головних проблем сучасної промислової енергетики є використання найбільш раціональної побудови системи електропостачання, виконання усіх її основних принципів. Це пов'язано з величезним ростом енергоозброєності праці, широким впровадженням електротехнологічних процесів, значним збільшенням споживання електричної енергії.

Електропривод є невід'ємною частиною багатьох виробничих механізмів, що беруть участь в усьому різноманітті сучасних виробничих процесів. У кожному конкретному виробництві можна виділити ряд операцій, характер яких є загальним для різних галузей народного господарства. До їх числа відносяться перевезення вантажів при будівельно–монтажних роботах, вентиляція, водопостачання і багато що інше.

Механізми, що виконують подібні операції, як правило, універсальні і мають загальнопромислове застосування, у зв'язку з чим і називаються загальнопромисловими механізмами. Загальнопромислові механізми є основними механізмами безлічі конкретних різновидів виробничих установок. До їх числа відносяться підйомні крани, насоси, вентилятори, повітродувки і тому подібне. Загальнопромислові механізми грають в народному господарстві країни важливу роль. Вони є основним засобом механізації і автоматизації різних виробничих процесів. Тому рівень промислового виробництва і продуктивність праці значною мірою залежать від оснащеності виробництва загальнопромисловими механізмами і від їх технологічної досконалості.

Характерна ознака нашого часу – це демонтаж старих інсталяційних технологій та прагнення позбутися залежності від ненадійних, неефективних і неякісних систем водопостачання, тим більше, що вартість комунальних послуг щороку не виправдано (якщо зважити на співвідношення “ціна–якість”) зростає.

Переоснащення матеріально-технічної бази сучасних підприємств на технології, пов'язані із застосуванням елементів систем автоматизованого



виробництва, потужних несиметричних, нелінійних та швидкозмінних навантажень зумовлює перехід їх енергооснащення на найновіше обладнання, нові підходи до проектування систем електропостачання як цілих підприємств, так і окремих виробництв.

Надійність електропостачання компресорних станцій визначається вірогідністю і частотою виникнення порушень функціонування електрообладнання технологічних процесів, які можливі як при тривалих перервах живлення, так і при короткочасних провалах напруги.

Надійність електропостачання забезпечується вибором найбільш досконалих електричних апаратів, силових трансформаторів, кабельно-провідникової продукції, відповідністю електричних навантажень в нормальних і аварійних режимах номінальним навантаженням цих елементів, пристроїв автоматики і релейного захисту, впровадження засобів компенсації реактивної потужності, що призводить до зниження втрат електроенергії

#### **Мета і завдання дослідження.**

Метою дипломної роботи є аналіз та впровадження заходів із підвищення надійності електропостачання газоперекачувальної станції.

Відповідно до вказаної мети розв'язувалися наступні завдання:

- аналіз конструкції, принципу роботи та експлуатаційних характеристик компресорних установок;
- вибір системи електроприводу, методів регулювання швидкості й гальмування;
- аналіз мікропроцесорних блоків захисту для захисту електротехнічного обладнання газоперекачувальної станції;
- визначення розрахункових навантажень, як окремо по цехах, так і в цілому по комплексу;
- розробка схеми електропостачання, та системи електроосвітлення компресорної станції;
- вибір та перевірка обладнання і апаратури прийнятої схеми електропостачання.

**Об'єкт дослідження** – системи електропостачання газоперекачувальних станцій.

**Предмет дослідження** – методи підвищення надійності роботи елементів системи електропостачання газоперекачувальних станцій.

**Наукова новизна отриманих результатів:**

– дістало подальший розвиток дослідження та впровадження заходів підвищення надійності роботи газоперекачувальних станцій, шляхом модернізації електричного обладнання.

**Практичне значення отриманих результатів.**

Розроблена схема керування, сигналізації та захисту електродвигуна компресора дозволять підвищити надійність в різних режимах роботи.

**Апробація.** Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів "Актуальні задачі сучасних технологій", на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

**Структура роботи.** Робота складається зі вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (19 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 115 сторінок.

# 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

## 1.1 Компресорні установки

Компресорами називають машини, призначені для стиску, подачі газів і пари із простору з меншим тиском у простір з більшим тиском.

До компресорів, що працюють за принципом зменшення об'єму робочої порожнини, відносяться поршневі і ротаційні, у яких об'єм робочої порожнини циліндра, змінюється при обертанні одного або двох поршнів, і мембранні, у яких цей об'єм змінюється внаслідок прогину пружної мембрани.

Поршневі компресори характеризуються зворотно-поступальним рухом поршня. У ротаційних компресорах один або два поршні мають обертовий рух у циліндрі.

До компресорів, що працюють за принципом зменшення об'єму, відносяться також гідравлічні компресори, де поршнем є стовп води, що всмоктує в трубу повітря, яке далі виділяється у водовідділення.

За принципом надавання швидкості потоку газу працюють відцентрові, осьові й ежекторні компресори. У відцентрових компресорів у робочому колесі, що обертається із числом обертів 3000-27000 за хвилину, лопатки надають газу більшу швидкість. Виникаюча при цьому відцентрова сила викликає стиск газу, що ще більше зростає після виходу газу з робочого колеса й зниження його швидкості в дифузори. В осьових компресорів потік газу спрямований за віссю обертання робочого колеса.

До інших ознак, по яких можна класифікувати компресори, відносяться тип приводу, вид охолодження, розташування циліндрів та ін. Експлуатаційні особливості різних типів компресорів визначають області їхнього застосування.

У лопаткових машин значні втрати внаслідок нещільностей, що є однією із причин застосування цих компресорів при низьких тисках і більших продуктивностях.

## **1.2 Конструкція, робота та експлуатаційні характеристики компресорних установок**

Компресор складається з картера, двох циліндрів і головки блока. В середині його міститься кривошипно-шатунний механізм, до складу якого входить колінчастий вал, шатуни і поршні. Кожний поршень має по два компресорних і маслозбиральних кільця. У верхній частині кожного циліндра в клапанній плиті, що відділяє циліндри від головки блока, розташовано по два клапани: всмоктувальний і нагнітальний. Внутрішній простір головки блока поділений спеціальною перегородкою на дві зони: всмоктувальну і нагнітальну. Зовнішня поверхня компресора обладнана ребрами для його охолодження.

Під час роботи компресора, коли поршень рухається вниз, у циліндрі створюється розрідження. У цей момент всмоктувальний клапан під дією атмосферного тиску повітря відкривається і воно заповнює внутрішній простір циліндра. Під час руху поршня вгору повітря стискується і притискує всмоктувальний клапан до сідла так, що отвір, крізь який надходило повітря, повністю закривається. Під час наступного руху поршня стиснуте повітря натискає на нагнітальний клапан, який відкривається, і через трубопровід виштовхується у ресивер.

Ресивер призначений для створення запасу повітря, зменшення пульсації і часткового очищення його від парів води і масла. У нижній частині ресивера розміщений спускний кран, через який періодично зливають конденсат, що збирається на дні. З ресивера повітря надходить у маслотовологовіддільник, де остаточно очищується. Всередині маслотовологовіддільника знаходяться кільця Рашига, на яких осідають частинки води і масла. Конденсат стікає у ресивер. Далі стиснуте повітря подається по шлангах, які приєднують до двох кранів з штуцерами, розміщених на маслотовологовіддільнику.

### **1.3 Опис режиму роботи компресорної установки**

#### ***Режим роботи безперервний тривалий.***

У відділенні встановлено два компресори. Один перебуває в роботі, другий - у ремонті або в резерві. Тривалість між поточними ремонтами 8520 годин, час простою в поточному ремонті 120 годин. Час роботи між капітальними ремонтами 60000 годин, час простою в капітальному ремонті 720 годин. Крім цього щомісяця компресор зупиняється для поточного ремонту тривалістю 8 годин.

### **1.4 Вимоги до електроприводу й автоматики**

Турбокомпресори є найбільш потужними турбомашинами. У цей час потужність турбокомпресорів досягає 18000 кВт і вище. Ці машини призначені для підвищення тиску газу й транспортування його по трубопроводах. Найбільш типові області застосування турбокомпресорів: генерування пневматичної енергії; транспортування газу по магістральних газопроводах; компресування повітря для одержання кисню методом поділу подачі повітря й кисню в доменну піч; холодильна техніка.

Регулювання продуктивності турбокомпресорів у цей час здійснюється в основному дроселюванням на стороні нагнітання. Коефіцієнт корисної дії турбокомпресора при цьому знижується пропорційно регулюванню продуктивності.

Особливість роботи турбокомпресорів полягає також у тім, що кожній частоті обертання відповідає певна критична подача машини, нижче якої робота стає нестійкою. Причиною виникнення нестійкої роботи турбокомпресорів є повторюваний зрив потоку з робочих і напрямних лопаток, що приводить до сильних пульсацій тиску. Завданням регулювання подачі компресорів є в цьому випадку забезпечення транспортування необхідної кількості газу при мінімальних енергетичних витратах. При скороченні

споживання газу необхідне зниження подачі щоб уникнути зайвого підвищення тиску в трубопроводах. Оскільки турбокомпресори групують у станції, що складаються з декількох послідовно або паралельно працюючих компресорів, у цей час регулювання подачі ведеться ступенево зміною числа працюючих машин.

Турбокомпресори, нагнітачі й повітродувки, як правило, є машинами з режимом тривалого навантаження, внаслідок чого їхні електроприводи повинні бути розраховані на тривалу роботу з більшим числом годин роботи в рік (до 8400 год.). Вони є швидкохідними механізмами із частотою обертання робочого колеса від 3000 до 20000 об./хв., що визначає доцільність застосування для їхніх приводів високошвидкісних двигунів. Всі турбокомпресори, за винятком турбоповітродувок, працюють на мережу з опором, що визначає істотну залежність моменту опору на валу від частоти обертання. Найбільш досконалим способом регулювання продуктивності турбокомпресорів є зміна частоти обертання.

Пуск турбокомпресорів проходить звичай при розвантаженій машині шляхом з'єднання поростору нагнітання з атмосферою або з порожниною усмоктування, внаслідок чого максимальний момент при пуску не перевищує 0,4 номінального.

Автоматика таких машин повинна задовольняти вимогам, основними з яких є:

- 1) швидкодія;
- 2) селективність;
- 3) чутливість;
- 4) надійність.

Селективністю автоматики називається її здатність відключати при короткому замиканні тільки ушкоджені ділянки або найближчу ділянку до місця ушкодження.

Чутливість всіх видів автоматики оцінюється коефіцієнтом чутливості й мінімальним струмом короткого замикання.

Надійність роботи автоматики полягає в її безпечній дії у всіх передбачених випадках.

### **1.5 Вибір роду струму й величини живильної мережі**

Для живлення компресора вибирається змінний струм, тому що в порівнянні з постійним струмом, він легше генерується й передається на більші відстані.

Для живлення силової частини вибирається змінна напруга зі стандартного ряду напруг – 10 кВ. Кола керування живляться стандартною постійною напругою 220 В.

### **1.6 Вибір системи електроприводу, методів регулювання швидкості й гальмування**

Розмаїтність умов застосування турбомеханізмів, їхніх конструкцій, режимів експлуатації визначає можливість і економічну доцільність використання різних систем електроприводу. Розвиток техніки самого електропривода обумовлює зміну одних систем регульованого електропривода іншими, що також приводить до розмаїтності можливих технічних рішень.

Для приводу компресорів до цього часу застосовувалися нерегульовані електроприводи. Незважаючи на очевидні тенденції до більш широкого використання регульованих електроприводів турбомеханізмів, особливо для потужностей понад 500 кВт, нерегульований привід буде залишатися основним видом електроприводу в тих випадках, коли режим роботи турбомеханізму по технологічних умовах постійний або потужність турбомеханізмів невелика й регулювання їхньої продуктивності без більших втрат енергії може бути здійснено впливом на турбомеханізм або на його гідравлічну мережу.

Найпоширенішим видом приводу внаслідок своєї простоти й найменших капітальних вкладень є короткозамкнений асинхронний двигун. Цей вид

приводу застосовується для турбомеханізмів від найменших потужностей до декількох тисяч кіловат. При потужності понад 300 *кВт* поряд з короткозамкненим двигуном усе ширше застосовують синхронні двигуни.

Системи регульованого електроприводу забезпечують ступеневе регулювання частоти обертання. Для двигунів великої потужності набули застосування схеми з живленням синхронного двигуна від джерел різної частоти.

Регульований електропривід із плавною зміною частоти обертання в широкому діапазоні щонайкраще задовольняє умовам автоматичного й економічного регулювання продуктивності турбомеханізмів.

### **1.7 Очищення газу від механічних домішок і вологи**

Газ, що транспортується по магістральних газопроводах, зазвичай містить різні домішки – пісок, зварювальні окалини, бруд, конденсат, метанол, турбінне мастило і т. д. Ці домішки потрапляють в газопровід, як з сировини так і після будівництва технологічних об'єктів на газопроводі. Тверді частки, що знаходяться в газі прискорюють знос газопроводів, робочих валів і корпусів відцентрових нагнітачів, регуляторів тисків і іншого устаткування, що є у контакті з газом, що транспортується.

Рідкі частки містяться в газі випадають в трубопроводі у вигляді осаду, який скупчується в низьких ділянках і звужує його переріз.

Для очищення газу від домішок на магістральних газопроводах застосовуються пиловловлювачі двох типів: сухі і рідинні. Перші з них – циклонні, працюють на основі сил інерції, другі, – масляні, працюють за принципом контакти газу з частками олії.

На даній компресорній станції, встановлені 6 пиловловлювачів циклонного типу і паралельно підключені перед ГПА.



## 1.8 Циклонний пиловловлювач

Циклонні пиловловлювачі (ПВ) працюють за принципом використання сил інерції, які виникають в газовому потоці, що обертається. Важкі рідкі і тверді частки в такому потоці відкидаються до стінок силами циклового пристрою і потім осідають в пилесміттєзбірному апараті. Очищений газ, який формується з центральних шарів завихреного потоку, поступає з циклону в газопровід.

Паралельно включені в роботу циклонні пиловловлювачі встановлюються на КС перед газоперекачуючим агрегатом.

Циклонний пиловловлювач представляє апарат циліндричної форми діаметром 2000 мм, заввишки 9080 мм, обладнаний для технологічних перемикаць блокувальною арматурою, яка обладнана засобу автоматики і КПП контролю за роботою.

Апарат містить три секції:

- секція введення газу
- секція очищення газу
- секція збору пилу і рідини (облогова секція).

Секція введення газу - складається з вхідної труби діаметром 500мм, що розподіляє газовий потік по п'яти циклонах.

Секція очищення - складається з п'яти циклонів типу ЦН - 15,  $\text{Ø} = 600$  мм.

Циклони за допомогою зварювання кріпляться до буркуну у зборі, який розділяє апарати на очисну і облогову секції.

Циклонний елемент складається з корпусу труби  $\text{Ø} = 600$  мм, гвинтового завихорювача, труби виходу очищеного газу  $\text{Ø} = 500$  мм і дренажного конуса, по якому рідкі і тверді частки потрапляють в облогову секцію.

Нижня частина апарату є збіркою пилу і вологи, що виділилися з газу після його обробки в циклонах.

Для запобігання замерзанню накопичуваної рідини в зимовий час, секція обігривається за допомогою підігрівача змісподібного типу. У нижній частині апарату розташований дренажний штуцер  $D_u = 50$  мм.

Для огляду внутрішньої частини на пиловловлювачі передбачений люк-лаз. Люк є також на дні, яке розділяє апарат на очисну і пилевологозбірну секції.

Пиловловлювач працює таким чином: неочищений газ через вхідну трубу поступає в секцію введення, потім по гвинтовому завихорювачу в циклонний пристрій, де з потоку, що обертається, внаслідок дії відцентрових сил від газу відділяються крапельки рідини і тверді частки.

Відокремлені від газу домішки, по конусах циклонів потрапляють в нижню частину пиловловлювача - облогову секцію.

З нижньої частини облогової секції рідина за допомогою системи САВР (система автоматичного вловлювання рідини) автоматично через штуцер, віддаляється в ємність збору конденсату, а бруд з днища апарату через штуцер, віддаляється ручним або автоматичним продуванням через дренажний колектор у відстійну ємність.

### **1.9 Експлуатація пиловловлювачів**

Експлуатація пиловловлювачів повинна робитися відповідно до параметрів, вказаних в документації, що додається до апарату. Експлуатація повинна забезпечити роботу системи САВР в автоматичному режимі (у виняткових випадках допускається короткочасне продування вручну з періодичністю не рідше чотирьох раз на добу).

Пиловловлювач не рідше за один раз в рік має бути зупинений і повністю очищений від рідини і механічних домішок. У разі потреби апарат має бути відремонтований.

Робота апарату в умовах утворення льоду кристалогідратів не допускається. У разі освіти в апараті крижаних пробок розігрівши їх

дозволяється робити парою або гарячою водою. Розігрівати, відкритим вогнем строго забороняється.

Для здійснення контролю за швидкістю корозії розрахункових елементів пиловловлювачів не рідше за один раз в два роки необхідно робити вимір їх товщини неруйнівними методами контролю.

Підігрівач пиловловлювача повинен використовуватися для періодичного підігрівання рідини залежно від умов експлуатації. При негативних температурах система підігрівання повинна функціонувати безперервно, навіть у разі зупинки апарату. При зупинці пиловловлювача при негативних температурах і відключеному підігрівачі рідини з апарату і підігрівача злити.

При роботі апарату необхідно своєчасно перевіряти справність блокувальної арматури, приладів КІПіА, засобів автоматики.

**Апарат повинен зупинятися:**

- при підвищенні робочого тиску вище за паспортний
- при підвищенні перепаду тиску вище  $0.5 \text{ кгс/см}^2$ ,
- при виявленні на елементах апарату тріщин, випуклостей, пропусків і запотівань в зварювальних швах і при розриві прокладок ущільнювачів.

### **1.10 Аналіз недоліків існуючої схеми керування**

Недоліки, що існують у схемі - це масляний вимикач.

Недолік полягає в тому, що при включенні масляного вимикача, у нього підгорають контакти, утворюється дуга при відключенні, горить масло. Необхідне також і досить часте обслуговування.

## 2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

### 2.1 Загальна характеристика мікропроцесорного блоку захисту "Сіріус-Л"

#### 2.1.1 Призначення мікропроцесорного блоку захисту

Пристрій мікропроцесорного захисту "Сіріус-Л" призначено для виконання функцій релейного захисту, автоматики, керування і сигналізації приєднань напругою 6-35 кВ.

Пристрій призначений для встановлення в релейних комірках КРП і КРПЗ, на панелях і в шафах, в релейних залах і пультах керування електростанцій і підстанцій 6 – 35 кВ. Пристрій призначений для захисту повітряних і кабельних ліній, а також трансформаторів потужністю до 630 кВА, наприклад ТВП.

Пристрій "Сіріус-Л" є сучасним цифровим пристроєм захисту, керування і противарійної автоматики і є комбінованим багатофункціональним приладом, що об'єднує різні функції захисту, контролю, керування і сигналізації.

Використання в пристрої сучасної мікропроцесорної елементної бази забезпечує високу точність вимірювань і постійність характеристик, що дозволяє істотно підвищити чутливість і швидкодію захисту, а також зменшити ступені селективності.

Алгоритми функцій захисту і автоматики, а також інтерфейси для зовнішніх з'єднань пристрою розроблені по технічних вимогах до вітчизняних систем РЗА, що забезпечує сумісність з діючими пристроями і полегшує проєктантам і експлуатаційному персоналу перехід на нову техніку.

Пристрій призначений для експлуатації в наступних умовах:

- температура навколишнього середовища – від - 20 до +55°C;
- відносна вологість при 25 °С – до 98%;
- атмосферний тиск – від 550 до 800 мм рт. ст.;

- довкілля – невибухонебезпечне, таке, що не містить струмопровідного пилю, агресивної пари і газів, які руйнують ізоляцію і метали;
- місце встановлення повинно бути захищене від попадання бризок води, масел, емульсій, а також від прямої дії сонячної радіації;
- синусоїдальна вібрація вздовж вертикальної осі частотою від 10 до 100 Гц з прискоренням не більше 1 g;
- багатократні удари частотою від 40 до 80 ударів в хвилину з прискоренням не більше 3 g, тривалість ударного прискорення – від 15 до 20 мс.

Пристрій може застосовуватися для захисту елементів розподільних мереж, як самостійний пристрій, так і спільно з іншими пристроями РЗА (наприклад, дуговим захистом, захистом від однофазних замикань на землю, захистом шин і так далі).

Пристрій забезпечує наступні експлуатаційні можливості:

- виконання функцій захисту, автоматики і керування;
- задання внутрішньої конфігурації (введення/виведення захисту і автоматики, вибір захисних характеристик і т. д.);
- введення і зберігання уставок захисту і автоматики;
- контроль і індикацію положення вимикача а також контроль справності його кіл керування;
- визначення місця пошкодження лінії (для повітряних ліній);
- передачу параметрів аварії, введення і зміну уставок по лінії зв'язку;
- безперервний оперативний контроль працездатності (самодіагностику впродовж усього часу роботи);
- блокування усіх виходів при несправності пристрою для виключення помилкових спрацьовувань;
- отримання дискретних сигналів керування і блокувань, видачу аварійних команд і попереджувальної сигналізації;
- гальванічну розв'язку усіх входів і виходів, включаючи живлення для забезпечення високої завадозахищеності;

- високий опір і міцність ізоляції входів і виходів відносно корпусу і між собою для підвищення стійкості пристрою до перенапружень, що виникають у вторинних колах КРП.

Функції захисту, що виконуються пристроєм:

- триступінчатий максимальний струмовий захист (МСЗ) від міжфазних пошкоджень з контролем двох або трьох фазних струмів;
- автоматичне введення прискорення будь-яких ступенів МСЗ при будь-якому включенні вимикача;
- захист від обриву фази живлячого фідера (ЗОФ);
- захист від однофазних замикань на землю по сумі вищих гармонік;
- видача сигналу для логічного захисту шин.

Функції автоматики, що виконуються пристроєм:

- операції відключення і включення вимикача по зовнішніх командах;
- можливість підключення зовнішніх захистів, наприклад дуговий або захист від однофазних замикань на землю;
- формування сигналу ПРВВ при відмовах свого вимикача;
- одно або двократне АПВ;
- виконання зовнішніх сигналів АЧР і ЧАПВ.

Додаткові сервісні функції:

- визначення місця пошкодження при спрацьовуванні МСЗ;
- фіксація струмів у момент аварії;
- додатковий ступінь МСЗ-4 для реалізації "адресного" відключення споживачів-неплатників або сигналізації тривалих перевантажень;
- вимірювання часу спрацьовування захисту і відключення вимикача;
- вбудований годинник-календар;
- вимірювання поточних фазних струмів.

Пристрій робить вимірювання електричних параметрів вхідних аналогових сигналів фазних струмів  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ , а також обчислення струму зворотної послідовності  $I_2$ .

За відсутності вимірювального трансформатора струму у фазі В струм фази В розраховується по формулі:

$$\vec{I}_B = -\vec{I}_A - \vec{I}_C \quad (2.1)$$

При вимірюванні здійснюється компенсація аперіодичної складової, а також фільтрація вищих гармонік вхідних сигналів. Для порівняння з уставками захисту використовується тільки діюче значення першої гармоніки вхідних сигналів.

Елементна база вхідних і вихідних кіл забезпечує сумісність пристрою з будь-якими пристроями захисту і автоматики різних виробників – електромеханічними, електронними, мікропроцесорними, а також сполучення зі стандартними каналами телемеханіки.

Пристрій може поставлятися самостійно для використання на діючих об'єктах при їх модернізації або реконструкції. Крім того пристрій може входити в комплектні постачання при капітальному будівництві електроенергетичних об'єктів.

### **2.1.2 Технічні дані мікропроцесорного блоку захисту**

#### **Основні параметри і розміри**

Живлення пристрою здійснюється від джерела змінного (від 45 до 55 Гц), постійного або випрямленого струму напругою від 178 до 242 В або від джерела постійного струму напругою від 88 до 132 В, залежно від виконання.

Потужність споживана пристроєм від джерела оперативного постійного струму в черговому режимі – не більше 25 Вт, в режимі спрацьовування захисту – не більше 35 Вт.

Габаритні розміри пристрою не перевищують 325×320×180 мм.

Маса пристрою без упаковки не перевищує 9 кг.

#### **Характеристики пристрою "Сіріус-Л"**

Характеристики пристрою "Сіріус-Л" вказані в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Характеристика мікропроцесорного блоку захисту

| Найменування параметра |   | Значення            |
|------------------------|---|---------------------|
| 1                      | Термічна стійкість струмового кола $3I_0$ з вхідних клем, А, не менш:   |                     |
|                        | тривала   | 2                   |
|                        | короткочасна (2 с)  | 5                   |
| 2                      | Вхідні дискретні сигнали постійного струму (220 В)  |                     |
|                        | число входів  | 15                  |
|                        | вхідний струм, мА, не більше  | 20                  |
|                        | напруга надійного спрацьовування, В   | 150-264             |
|                        | напруга надійного неспрацьовування, В   | 00-120              |
|                        | тривалість сигналу, мс, не менше  | 20                  |
| 3                      | Вихідні дискретні сигнали керування (220 В)   |                     |
|                        | кількість вихідних сигналів (груп контактів)  | 3                   |
|                        | комутована напруга змінного або постійного струму, В, не більше   | 264                 |
|                        | комутований струм замикання/розмикання при активно-індуктивному навантаженні з постійною часу $L/R = 50$ мс, А, не більше | 5 / 0,15            |
| 4                      | Вихідні дискретні сигнали сигналізації (220 В)  |                     |
|                        | кількість вихідних сигналів (груп контактів)  | 6                   |
|                        | комутована напруга змінного або постійного струму, В, не більше   | 264                 |
|                        | комутований струм замикання/розмикання при активно-індуктивному навантаженні з постійною часу $L/R = 50$ мс, А, не більше | 0,5 / 0,15          |
| 5                      | Вихідний дискретний сигнал "Відмова"  |                     |
|                        | тип контакту  | нормально замкнутий |

Додаткова похибка вимірювання струмів, а також додаткова похибка спрацьовування блоку при зміні температури довкілля в робочому діапазоні не перевищує 1% на кожні 10°C відносно 20°C.

Додаткова похибка вимірювання струмів і спрацьовування блоку при зміні частоти вхідних сигналів в діапазоні від 45 до 55 Гц не перевищує 1% на кожен 1 Гц відносно 50 Гц.

Пристрій не спрацьовує помилково і не пошкоджується:



- при знятті і подачі оперативного струму, а також при перервах живлення будь-якої тривалості з наступним відновленням;
- при подачі напруги оперативного постійного струму зворотної полярності;
- при замиканні на землю кіл оперативного струму.

Пристрій забезпечує зберігання параметрів налаштування і конфігурації захисту і автоматики (установок) впродовж усього терміну служби незалежно від наявності живлячої напруги. Хід годинника і зафіксовані дані в пам'яті зберігаються при пропаданні оперативного живлення на якийсь час до 48 годин.

Пристрій виконує функції захисту зі спрацьовуванням вихідних реле впродовж 0,5 с при повному зникненні оперативного живлення від номінального значення (для виконання оперативного живлення 110 В постійного струму – впродовж 0,2 с).

Час готовності пристрою до роботи після подачі оперативного струму не перевищує 1,5 с.

Напрацювання на відмову пристрою складає 25000 годин.

Електричний опір ізоляції пристрою між незалежними електричними колами і між цими колами і корпусом в холодному стані складає:

- не менше 20 МОм в нормальних кліматичних умовах;
- не менше 1 МОм при підвищеній вологості (відносна вологість – 98%).

Нормальними кліматичними умовами вважаються:

- температура навколишнього середовища –  $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ ;
- відносна вологість – від 45 до 80%;
- атмосферний тиск – від 630 до 800 мм рт. ст.

Електрична ізоляція між незалежними електричними колами і між цими колами і корпусом в холодному стані за нормальних кліматичних умов без пробою і перекриття витримує:

- випробувальну напруга змінного струму 1,5 кВ (діюче значення) частотою 50 Гц впродовж 1 хв.;

- імпульсну випробувальну напругу (по три імпульси позитивних і негативних) з амплітудою до 5 кВ тривалістю переднього фронту 1,2 мкс, тривалістю імпульсу 50 мкс і періодом дотримання імпульсів – 5 с.

Пристрій виконує свої функції при дії перешкод з параметрами, приведеними в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри завод при яких пристрій продовжує виконувати свої функції

| Вид завади              | Параметри                  | Значення            |
|-------------------------|----------------------------|---------------------|
| Високочастотна          | Частота                    | 1 МГц               |
|                         | Амплітуда                  | 2,5 кВ              |
|                         | Форма хвилі                | Затухаючі коливання |
|                         | Частота повторення сигналу | 400 Гц              |
|                         | Час дії                    | 0,2 с               |
| Пачка імпульсів         | Амплітуда                  | 2 кВ                |
|                         | Тривалість імпульсу        | 50 нс               |
|                         | Тривалість пачки           | 15 мс               |
|                         | Період слідування пачок    | 300 мс              |
|                         | Час дії                    | 30 хв               |
| Електростатичний розряд | Напруженість розряду       |                     |
|                         | Контактний                 | 6 кВ                |
|                         | Повітряний                 | 8 кВ                |

### 2.1.3 Склад мікропроцесорного блоку захисту

У пристрій входять наступні основні вузли:

- модуль контролера МК;
- модуль АЦП;
- модуль оптронної розв'язки – 3 шт.;
- плата керування індикатором і клавіатурою;
- РК індикатор, світлодіоди і кнопки керування;
- блок живлення (БЖ);
- вузол вихідних реле;

- вузол вхідних розв'язуючих трансформаторів;
- клемні колодки і роз'єми для підключення зовнішніх кіл.

На передній панелі пристрою встановлені:

- РК індикатор, що містить два рядки по 16 знакомиць;
- кнопки клавіатури для введення і перегляду уставок і параметрів спрацьовування;
- світлодіоди, що відображують стан вимикача і причини його відключення.

#### 2.1.4 Будова і робота мікропроцесорного блоку захисту

##### Основні принципи функціонування

Пристрій "Сіріус-Л" завжди знаходиться в режимі стеження за трьома струмами лінії. За відсутності трансформатора струму у фазі В струм фази В розраховується по формулі (1.1).

Додатково вимірюється сума вищих гармонік струму  $3I_0$ , а також розраховується струм зворотної послідовності  $I_2$ .

Пристрій періодично вимірює миттєві значення струмів за допомогою АЦП, підключаючи його вхід до відповідного струмового каналу через вбудований аналоговий мультиплексор. Зняті значення АЦП обробляються за програмою цифрової фільтрації відносно першої гармоніки промислової частоти, внаслідок чого виходять декартові координати векторів вхідних струмів з відносним взаємним фазуванням. Фільтрація відсікає постійну складову сигналів, вищі гармоніки, а також послаблює експоненціальну складову при перехідних процесах при аваріях на лінії.

Для порівняння з уставками обчислюється діюче значення кожного струму і знаходиться максимальне значення з фазних струмів.

Одночасно розраховується і струм зворотної послідовності по формулі (2.2).

$$I_2 = \frac{I_A + I_B \cdot e^{-j120} + I_C \cdot e^{j120}}{3} \quad (2.2)$$

При зворотному чергуванні фаз при розрахунку струму зворотної послідовності струми фаз В і С у формулі (1.2) міняються місцями.

Значення модулів векторів обчислюються кожні 5 мс і порівнюються з уставками, введеними в пристрій при налаштуванні його на конкретне застосування.

При спрацьовуванні якого-небудь ступеня захисту відбувається автоматичне зменшення значення уставки на 3% для виключення брязкоту і забезпечення коефіцієнта повернення близько 0,97. При струмі менше 2 А коефіцієнт повернення зменшується до 0,93.

Далі запускаються тимчасові затримки, задані для кожного ступеня спрацьовування. У разі зниження вхідних струмів нижче порогу відбувається скидання витримки часу. Для залежних характеристик витримка часу управляється поточним струмом.

Після витримки заданого часу включених захистів відбувається відключення вимикача за допомогою силового реле "Відкл".

У момент спрацьовування контактів реле відбувається фіксація причини відключення лінії, (вид захисту, що спрацював, зовнішнє відключення або команда) моменту спрацьовування захисту за допомогою вбудованого годинника-календаря, а також час, що пройшло з моменту виявлення умов спрацьовування захисту до моменту замикання вихідних контактів реле "Відкл"  $T_{зах}$  (по ньому можна судити про реальний повний час реакції захисту на аварію) Додатково по сигналу відключення вимикача РПО, відбувається фіксація загального часу існування аварійної ситуації  $T_{ВІДКЛ}$ . Це дозволяє визначати час відключення високовольтного вимикача.

Розмикання контактів реле "Відкл." відбувається тільки після розриву кола котушки відключення вимикача блок-контактами вимикача для захисту контактів реле пристрою від підгорання. Аналогічно реалізовані і кола включення вимикача. Відключення реле пристрою при неспрацьовуванні блок-контактів виконується вручну кнопкою "Скидання" після зняття живлення кіл керування.

При будь-якому включенні вимикача за допомогою пристрою автоматично вводиться прискорення спрацьовування будь-яких ступенів МСЗ впродовж часу  $T_{приск.}$ . Затримка при прискоренні задається окремою уставкою  $T_{приск.}$ . Після закінчення часу  $T_{приск.}$  прискорення виводиться з роботи і починають діяти різні уставки за часом для різних ступенів МСЗ. Наявність прискорення по кожному зі ступенів задається уставками. Якщо час затримки прискорення заданий більше часу затримки якого-небудь ступеня МСЗ то діє менша уставка.

За умови видачі команди на відключення лінії і відсутності зниження вхідного струму нижче за значення 0,2 А впродовж заданого уставкою  $T_{ПРВВ}$  часу спрацьовує вихідне реле "ПРВВ" і видає сигнал відключення до ввідного і до двох секційних вимикачів. Час затримки подання сигналу ПРВВ задається уставкою  $T_{ПРВВ}$ . Таким чином сигнал ПРВВ видаватиметься тільки за умови неспрацьовування вимикача лінії. Це дозволяє понизити час відключення вищестоячого вимикача і зменшити наслідки відмови вимикача лінії. Замкнутий стан контактів реле "ПРВВ" забезпечується до зниження струму в лінії нижче 0,2 А. Тривалість замкнутого стану реле "ПРВВ" – не менше 1 с для виключення розмикання кіл відключення контактами реле.

### **Самодіагностика пристрою**

При включенні живлення відбувається повна перевірка програмно доступних вузлів пристрою включаючи сам процесор, ПЗП, ОЗП пам'ять уставок ЕНП, вхідні і вихідні дискретні порти, а також АЦП. У разі виявлення відмов, а також за відсутності оперативного живлення видається сигнал нормально замкнутими контактами реле "Відмова", і пристрій блокується.

В процесі роботи процесор постійно перепрограмує так званий сторожовий таймер який, якщо його періодично не скидати, викликає апаратне скидання процесора пристрою і запускає усю програму з початку включаючи повне початкове самотестування. Таким чином відбувається постійний контроль як відмов, так і випадкових збоїв пристрою з автоматичним перезапуском пристрою.

У пристрої є режим "Контроль", який дозволяє вивести на індикатор поточні значення фазних струмів, струму нульової і зворотної послідовностей, стан вхідних дискретних сигналів, а також поточну дату і час. Цей дозволяє додатково, за участю оператора, перевірити цілісність вхідних кіл і правильність установки поточного часу В режимі "Контроль" повністю зберігаються усі функції захисту, тому ніякого введення пароля не потрібно.

### **2.1.5 Структурна схема пристрою**

Струми контрольованої лінії поступають на вхідні вимірювальні трансформатори, що здійснюють гальванічну розв'язку і узгодження рівнів сигналів. Далі вони поступають на модуль АЦП, де заздалегіть фільтруються, а потім оцифровуються аналого-цифровим перетворювачем АЦП. Процесор ПРЦ-2, розташований на модулі АЦП здійснює цифрову обробку сигналів. Отримані дані передаються головному процесору в модуль МК.

Плата головного процесора МК окрім власне 16-розрядного мікропроцесора, містить 48 кілобайт ПЗП 8 кілобайт ОЗП, що зберігається, таймер, сторожовий таймер, контроллер переривань, годинник-календар, схему резервного живлення пам'яті і календаря, енергонезалежну пам'ять уставок, вхідні і вихідні регістри Головний процесор обслуговує також інтерфейс керування дисплеєм і послідовний канал зв'язку.

Блок індикації Б дозволяє виводити інформацію на табло в буквено-цифровому вигляді, а також керувати підсвічуванням РК індикатора.

Режими роботи пристрою задаються з клавіатури КЛ, що містить 4 кнопки для діалогу ("Вихід", "←", "→", "Введення") і кнопка "Скидання" для скидання кіл сигналізації і керування. Обслуговування клавіатури і РК індикатора здійснює плата керування дисплеєм, виконана на спецпроцесорі.

Плати оптронної розв'язки здійснюють гальванічну розв'язку вхідних сигналів від схеми пристрою і розраховані на номінальний рівень вхідних сигналів 220 В постійного струму. Виконання керуючих сигналів для напруги 110 В постійного струму повинно обмовлятися при замовленні пристрою.

Блок вихідних реле містить сигнальні і силові реле для керування підключеним обладнанням. Комутуючі контакти реле виведені на зовнішні роз'єми і клеми пристрою.

Блок живлення забезпечує усі блоки пристрою необхідною напругою і виконаний за схемою з безтрансформаторним входом. Це дозволяє здійснити живлення пристрою від джерела напругою 220 В як змінного, так і постійного струму.

Блок живлення видає наступну стабілізовану напругу +5;  $\pm 15$  і +24 В.

### **2.1.6 Конструкція блоку захисту "Сіріус-Л"**

Конструктивно пристрій виконаний у вигляді сталевого блоку, що має лицьову панель (пульт керування).

Блок розділений на два відсіки – передній та задній, які мають кожен свою кришку. В передньому відсіці розміщуються усі органи керування: мікропроцесорні плати і реле, а в задньому – трансформатори, плати оптронної розв'язки і блок живлення.

Клеми для підключення струмових кіл і роз'єми зовнішніх зв'язків також розташовуються в задній частині блоку. Така конструкція сприяє розподілу зовнішніх кіл з великим рівнем перешкод від мікропроцесорної частини, що забезпечує високу завадостійкість пристрою.

### **2.1.7 Будова і робота складових частин мікропроцесорного блоку захисту**

Структурна схема пристрою приведена на рис. 1.1.

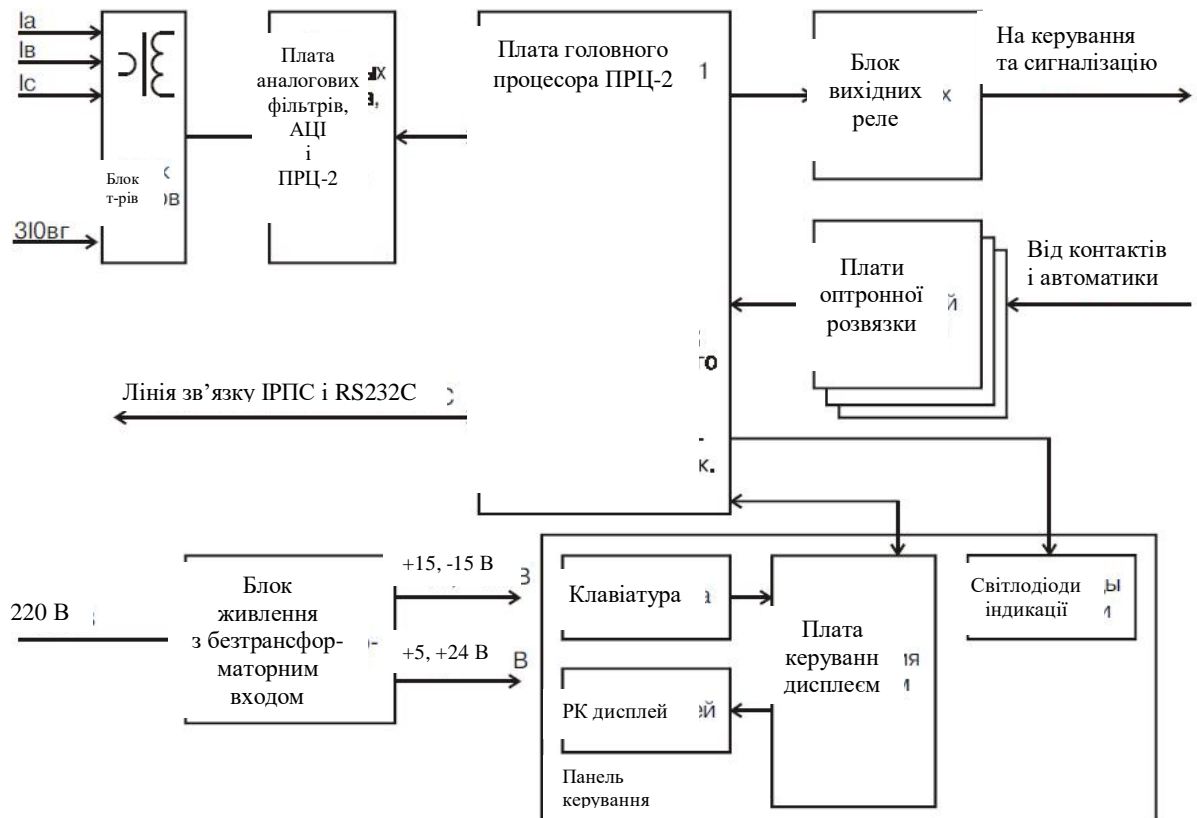


Рисунок 2.1 – Структурна схема пристрою "Сіріус-Л"

### Вузол вхідних трансформаторів (ВВТ)

Пристрій містить три однакові трансформатори струму по кожній фазі і трансформатор струму нульової послідовності. За відсутності вимірювального трансформатора струму у фазі В на приєднанні відповідні вхідні клеми пристрою залишають вільними, а уставку "ТС фази В" задають "Відкл."

Проміжні трансформатори струму забезпечують гальванічну розв'язку і попереднє масштабування вхідних сигналів. Первинні обмотки ТС забезпечують задану термічну стійкість при короткочасних перевантаженнях по вхідних сигналах.

### Модуль контролера МК (ПРЦ-1)

Модуль контролера МК виконує наступні функції:

- отримання оброблених значень струмів і напруги від модуля АЦП;
- вибір максимального значення з трьох фазних струмів;
- порівняння розрахованих значень струмів з уставками;
- відпрацювання витримок часу;



- видача сигналів на відповідні реле;
- постійне опитування усіх дискретних сигналів;
- індикація стану пристрою на світлодіодах;
- опитування кнопок керування;
- обслуговування лінії зв'язку;
- виведення інформації на дисплей;
- постійна самодіагностика модуля.

### **Модуль АЦП (ПРЦ-2)**

Модуль АЦП виконує наступні функції:

- прийом сигналів від трансформаторів струму ( каналу);
- аналого-цифрове перетворення вхідних аналогових сигналів;
- фільтрація аналогових сигналів пригнічення аперіодичної і високочастотних складових, починаючи з другої гармоніки;
- відновлення струму фази В при її відсутності;
- розрахунок діючих значень першої гармонійної складової вхідних сигналів;
- розрахунок діючого значення струму зворотної послідовності  $I_2$ ;
- виділення сигналу  $3I_0$  вищих гармонік смуговим фільтром з детектором;
- постійний обмін з модулем центрального процесора МК;
- постійна самодіагностика модуля.

### **Модулі оптронної розв'язки**

Модулі оптронної розв'язки забезпечують:

- гальванічну розв'язку вхідних дискретних сигналів від електронної схеми пристрою;
- високу завадостійку функціонування за рахунок високого порогу спрацьовування оптоелектронного перетворювача не нижче 0,5 від  $U_{ном}$ .

Пристрій комплектується модулями оптронної розв'язки однієї з двох модифікацій – на напругу 220 В постійного струму або на напругу 110 В постійного струму. Необхідну модифікацію слід обумовлювати при замовленні пристрою.

При живленні пристрою від змінного або випрямленого струму у будь-якому випадку оптронні кола мають живитися тільки постійною напругою. Для випрямленого струму потрібне згладжування напруги за допомогою електролітичного конденсатора.

### **Вузол вихідних реле**

Вихідні реле застосовані в пристрої забезпечують гальванічну розв'язку електронної схеми пристрою з комутованими колами і мають високу комутуючу здатність.

Напруга живлення обмоток керуючих вихідних реле складає 24 В постійного струму.

### **Блок живлення (БЖ)**

БЖ перетворює первинну напругу оперативного живлення (змінну, постійну або випрямлену) у вторинну вихідну стабілізовану напругу постійного струму +5,  $\pm 15$  і +24 В.

Пристрій комплектується БЖ в одній з двох модифікацій на напругу 220 В постійного або змінного струму або на напругу 110 В постійного струму. Необхідну модифікацію слід обумовлювати при замовленні пристрою.

### 3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

#### 3.1 Вибір напруги, потужності і типу трансформаторів

##### 3.1.1 Вибір числа і потужності силових трансформаторів

Мінімальне число цехових трансформаторів визначається по формулі:

$$T_{T \min} = \frac{\Delta P}{K_3 \cdot S_{\text{ном.ТР}}}, \quad (3.1)$$

де  $\Delta P$  – розрахункове активне навантаження споживачів на напругу до 1 кВ;

$K_3$  – коефіцієнт завантаження (при переважанні навантажень I категорії надійності  $K_3 = 0,66 \div 0,7$ ). Приймаємо  $K_3 = 0,7$ ;

$S_{\text{ном.ТР}}$  – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Визначаємо величину реактивної потужності, яку можуть пропустити вибрані трансформатори з боку ВН в мережу НН :

$$Q_m = \sqrt{(1,1 \cdot N_{T \min} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.ТР}})^2 - P_p^2}. \quad (3.2)$$

Реактивна потужність, яку необхідно компенсувати визначається, по формулі :

$$Q_{KV} = Q_p - Q_m. \quad (3.3)$$

Може вийти, що  $Q_p < Q_m$ . В цьому випадку компенсуючі пристрої не потрібні.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{N_T \cdot S_{\text{ном.ТР}}} \quad (3.4)$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів в післяаварійному режимі:

$$K_{3.ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{\text{ном.ТР}}}. \quad (3.5)$$

Електрообладнання компресорного цеху відноситься до I категорії електропостачання. Розрахунок робитимемо за методикою викладеної в [1] на прикладі цеху №2 з компресорною установкою 5ГЦ1-100/9. Вибір числа цехових трансформаторів, згідно з «Вказівками по проектуванню установок компенсації реактивної потужності в електричних мережах загального призначення промислових підприємств» здійснюється одночасно з вирішенням питання компенсації реактивної потужності.

Кількість і потужність трансформаторів визначається для навантаження:

$$\Sigma P_p = 1178,2 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_p = 883,98 \text{ кВАр}$$

Розглядаємо два варіанти з трансформаторами:

1. Вибір трансформатора ТМ - 1000/10/0,4.

$$N_{T_{\min}} = \frac{1178,2}{0,7 \cdot 1000} = 1,6.$$

До встановлення потрібно використовувати 2 трансформатори ТМ - 1000/10/0,4.

Величина реактивної потужності, яку можуть пропустити вибрані трансформатори з боку ВН в мережі НН (3.2) :

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1178,2^2} = 848,62 \text{ кВАр}.$$

Визначаємо потужність компенсуючих пристроїв по (3.3) :

$$Q_{ky} = 883,98 - 848,62 = 35,36 \text{ кВАр}.$$

Компенсація реактивної потужності не потрібна.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі визначається по (3.4) :

$$K_s = \frac{\sqrt{1178,2^2 + 883,98^2}}{2 \cdot 1000} = 0,7.$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів у післяаварійному режимі по (3.5) :

$$K_{3.ав} = \frac{\sqrt{1178,2^2 + 883,98^2}}{(2-1) \cdot 1000} = 1,4.$$

Для масляних трансформаторів потужністю до 2500 кВА, значення  $K_{3.ав}$  не повинно перевищувати 1,4, при тривалості післяаварійного режиму не менше 6 годин і коефіцієнті  $K_3 \leq 0,9$ .

Згідно [7]  $K_{3.ав} < 1,4$ .

3. Вибір трансформатора ТМ - 630/10/0,4 [6].

$$N_{T\min} = \frac{1178,2}{0,7 \cdot 630} = 2,67.$$

До встановлення потрібно приймати 3 трансформатори ТМ - 630/10/0,4.

Величина реактивної потужності, яку можуть пропустити вибрані трансформатори з боку ВН в мережі НН (3.2) :

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot 3 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 1178,2^2} = 703,29 \text{ кВАр.}$$

Визначаємо потужність компенсуючих пристроїв по (3.3) :

$$Q_{кв} = 883,98 - 703,29 = 180,69 \text{ кВАр.}$$

Вибираємо 2 компенсуючі пристрої УКЛН-0,4-80У3 з номінальною реактивною потужністю 80 кВАр.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі по (3.4) :

$$K_3 = \frac{\sqrt{1178,2^2 + (883,98 - 160)^2}}{3 \cdot 630} = 0,7.$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів в післяаварійному режимі по (3.5) :

$$K_{3.ав} = \frac{\sqrt{1178,2^2 + (883,98 - 160)^2}}{(3-1) \cdot 630} = 1,1.$$

Для масляних трансформаторів потужністю до 2500 кВА, значення  $K_{3.ав}$  не повинне перевищувати 1,4, при тривалості післяаварійного режиму не менше 6 годин і коефіцієнті  $K_3 \leq 0,9$ .

Згідно [7]  $K_{3.ав} < 1,4$ .

Остаточний вибір числа і потужності силових трансформаторів зробимо після техніко-економічного порівняння.

### 3.1.2 Техніко-економічне порівняння варіантів КТП

Техніко-економічне порівняння варіантів КТП приведене в цінах 2019 р. Приведені витрати визначаються по формулі:

$$Z = E_H \cdot \Sigma K + b \cdot \Delta W_T, \quad (3.6)$$

де  $E_H$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності;

$\Sigma K$  – сумарні капітальні затрати, (тис. грн.);

$b$  – питома вартість втрат електроенергії (грн./кВт·год);

$\Delta W_T$  – річні втрати електроенергії, (кВт·год).

$$E_H = e_H + K_{AM} + K_{П.Р}, \quad (3.7)$$

де  $e_H = 0,12$  – нормативний коефіцієнт окупності;

$K_{AM} = 0,063$  – коефіцієнт амортизаційних відрахувань;

$K_{П.Р} = 0,01$  – коефіцієнт відрахувань на поточний ремонт.

$$\Delta W_T = N \cdot (P_{xx} \cdot T + P_{к.з} \cdot K_3^2 \cdot \tau), \quad (3.8)$$

де  $P_{xx}$  – втрати активної потужності в трансформаторі в режимі холостого ходу, (кВт);

$T$  – тривалість роботи трансформатора в році, (год.);

$N$  – кількість трансформаторів (шт.);

$P_{к.з}$  – втрати активної потужності в трансформаторі в режимі короткого замикання, (кВт);

$K_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі;

$\tau$  – час максимальних втрат.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \quad (3.9)$$

де  $T_{max}$  – річне число годин використання максимального навантаження, год.

$$\Sigma K = K_{КТП} + K_{KV}, \quad (3.10)$$

де  $K_{КТП}$  – капітальні затрати на КТП, (тис. грн);

$K_{КУ}$  – вартість конденсаторної установки, (тис. грн).

Для техніко-економічного порівняння варіантів приймається:

- нормативний коефіцієнт економічної ефективності  $E_n = 0,3$ ;
- тривалість роботи трансформатора в році  $T = 8000$  год;
- річна кількість годин використання максимального  $T_{max} = 6000$  год;
- питома вартість втрат електроенергії  $b = 1,7$  грн/кВт·год.

Для першого варіанту:  $2 \times \text{ТМ} - 1000/10/0,4$ :

- вартість КТП ( $2 \times \text{ТМ} - 1000/10/0,4$ )  $K_{КТП} = 310$  (тис.грн.);
- коефіцієнт завантаження трансформаторів  $K_3 = 0,7$ ;
- втрати активної потужності в трансформаторів в режимі холостого ходу  $P_{xx} = 1,9$  кВт;
- втрати активної потужності в трансформаторів в режимі короткого замикання  $P_{к.з} = 12,2$  кВт.

Час максимальних втрат по (3.9) рівний:

$$\tau = (0,124 + \frac{6000}{10000})^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ год.}$$

Річні втрати в трансформаторі  $\Delta W_T$  по (3.8) складатимуть:

$$\Delta W_T = 2 \cdot (1,9 \cdot 8000 + 12,2 \cdot 0,7^2 \cdot 4592) = 83744,5 \text{ кВт·год.}$$

Сумарна вартість  $\Sigma K$  по (3.10) складе:

$$\Sigma K = 310 + 0 = 310 \text{ тис.грн.}$$

Приведені затрати визначаються по формулі (3.6):

$$Z = 0,3 \cdot 310 + 1,7 \cdot 83,7445 = 235,36 \text{ тис.грн.}$$

Результати розрахунків для обох варіантів приведені в табл.3.1.

Приведені витрати у першому варіанту КТП ( $2 \times \text{ТМ} - 1000/10/0,4$ ) менші приведених витрат у другому варіанту КТП ( $3 \times \text{ТМ} - 630/10/0,4$ ). Економічно вигіднішим по КТП є перший варіант: два трансформатори по 1000 кВА. Інші КТП, розташовані на компресорній станції вибираємо аналогічним чином, результати зводимо в додаток Б.

Таблиця 3.1 – Результати техніко-економічного порівняння варіантів

| Показники  | Варіанти |         |
|--|----------|---------|
|  | 2×1000   | 3×630   |
| Навантаження, кВт                                  | 1178,2   | 1178,2  |
| $K_3$  | 0,7      | 0,7     |
| $\Delta P_{xx}$ , кВт                              | 1,9      | 1,15    |
| $\Delta P_{к.з}$ , кВт                             | 12,2     | 8,5     |
| $P_{xx} \cdot T \cdot N$ , кВт·год                 | 30400    | 27600   |
| $P_{к.з} \cdot N \cdot K_3^2 \cdot \tau$ , кВт·год | 53344,5  | 62400,5 |
| $\Delta W_T$ , кВт·год                             | 83744,5  | 90000,5 |
| $K_{КТП}$ , тис.грн                                | 310      | 468     |
| $K_{КУ}$ , тис.грн                                 | 0        | 31      |
| $\Sigma K$ , тис.грн                               | 0        | 499     |
| $E_H \cdot \Sigma K$ , тис.грн                     | 93       | 149,7   |
| $b \cdot \Delta W_T$                               | 142,36   | 153     |
| $Z$ , тис.грн                                      | 235,36   | 302,7   |

### 3.1.3 Розрахунок втрат в трансформаторах

При розрахунку електричних навантажень враховуються втрати в трансформаторах, розрахунок яких робиться по формулах:

$$\Delta P = P_{xx} + P_{кз} \cdot \kappa_3^2; \quad (3.11)$$

$$\Delta Q = (I_{xx} + U_{кз} \cdot \kappa_3^2) \cdot \frac{S_{ном.т}}{100}, \quad (3.12)$$

де  $P_{xx}$  – втрати холостого ходу, кВт;

$P_{кз}$  – втрати короткого замикання, кВт;

$\kappa_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора;

$I_{xx}$  – струм холостого ходу, % ;

$U_{кз}$  – напруга короткого замикання, % ;

$S_{ном.т}$  – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Розрахунок втрат в трансформаторах виконуємо по формулах (3.11) і (3.12) на прикладі цеху №2:

$$\Delta P = 1,9 + 12,2 \cdot 0,7^2 = 7,7 \text{ кВт};$$



$$\Delta Q = (1,4 + 5,5 \cdot 0,7^2) \cdot \frac{1000}{100} = 40,19 \text{ кВАр.}$$

Втрати в інших трансформаторах знаходимо аналогічним чином результати розрахунку зводимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Сумарні потужності врахуванням КУ

| № КТП        | $P_p$ , кВт    | $Q_p$ , кВАр   | $Q_{ку.ф}$ , кВАр | $\Delta P_{тр}$ , кВт | $\Delta Q_{тр}$ , кВАр | $P_{ЦРП}$ , кВт | $Q_{ЦРП}$ , кВАр | $S_{ЦРП}$ , кВА | $I_{ЦРП,10}$ , А |
|--------------|----------------|----------------|-------------------|-----------------------|------------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|
| КТП-1        | 1290,14        | 864,78         | 200               | 7,7                   | 40,19                  | 1297,84         | 704,97           | 1476,95         | 85,27            |
| КТП-2        | 1178,20        | 883,98         | –                 | 7,7                   | 40,19                  | 1185,9          | 924,17           | 1503,48         | 86,80            |
| КТП-3        | 647,50         | 510,63         | –                 | 5,68                  | 31,06                  | 653,18          | 541,69           | 848,57          | 48,99            |
| КТП-4        | 1309,08        | 943,22         | 300               | 7,7                   | 40,19                  | 1316,78         | 683,41           | 1483,56         | 85,65            |
| КТП-5        | 689,2          | 529,99         | –                 | 5,68                  | 31,06                  | 694,88          | 561,05           | 893,10          | 51,56            |
| КТП-6        | 1329,48        | 890,25         | 300               | 7,7                   | 40,19                  | 1337,18         | 630,44           | 1478,35         | 85,35            |
| КТП-7        | 657,2          | 526,69         | –                 | 5,68                  | 31,06                  | 662,88          | 557,75           | 866,31          | 50,02            |
| КТП-8        | 690,17         | 503,2          | –                 | 5,68                  | 31,06                  | 695,85          | 534,26           | 877,29          | 50,65            |
| <b>Разом</b> | <b>7790,97</b> | <b>5652,74</b> | <b>–</b>          | <b>53,52</b>          | <b>285,0</b>           | <b>7844,49</b>  | <b>5137,74</b>   | <b>9427,61</b>  | <b>544,30</b>    |

## 3.2 Визначення розрахункових навантажень цехів

### 3.2.1 Розрахунок силових навантажень 0,4 кВ

Визначення навантаження проводимо за методикою, викладеною в [1]. По цьому методу розрахункове навантаження визначають по середній потужності і коефіцієнту максимуму з виразу:

$$P_p = K_p \cdot P_{см}, \quad (3.13)$$

де  $K_p$  – розрахунковий коефіцієнт, який визначається залежно від коефіцієнта використання і ефективного числа приймачів;

$P_{см}$  – середня активна потужність електроприймачів, кВт.

$$P_{см} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i} \cdot K_{в.i}, \quad (3.14)$$

де  $P_{ном.i}$  – номінальна потужність  $i$ -го споживача, кВт;

$K_{в.i}$  – коефіцієнт використання  $i$ -го споживача.

Ефективне число приймачів визначаємо по формулі:

$$n_{ef} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ном.i}}{P_{ном.max}}, \quad (3.15)$$

де  $P_{ном.max}$  – максимальна потужність найбільш потужного приймача групи, кВт.

Средньозважений коефіцієнт використання навантаження визначається по формулі:

$$K_e = \frac{\sum_{i=1}^n P_{см}}{\sum_{i=1}^n P_{ном.i}}. \quad (3.16)$$

Розрахункове реактивне навантаження на шинах РП, що живлять окремі ділянки виробництва  $Q_p$ , визначається залежно від ефективного числа електроприймачів по формулі:

$$Q_p = 1,1 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{см}, \quad (3.17)$$

при  $n_{ef} \leq 10$

$$Q_p = \sum_{i=1}^n Q_{см}, \quad (3.18)$$

при  $n_{ef} \geq 10$

де  $Q_{см}$  – середня реактивна потужність групи електроприймачів.

$$Q_{см} = \sum_{i=1}^n K_{в.i} \cdot P_{ном.i} \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.19)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi$  – відповідає  $\cos \varphi$ , прийнятому для цього споживача з довідкових матеріалів.

Розрахункове реактивне навантаження на шинах ТП і на шинах магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ визначається по формулі:

$$Q_p = K_p \sum_{i=1}^n K_{в.i} \cdot P_{ном.i} \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.20)$$

де  $K_p$  набуває того ж значення, що і при визначенні розрахункової активної потужності.

Повне навантаження визначається по формулі:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3.21)$$

Розрахунковий струм для групи електроприймачів визначається по формулі:

$$I_p = \frac{S_p}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (3.22)$$

де  $U_{ном}$  – номінальна напруга мережі, кВ.

### 3.2.2 Розрахунок силових навантажень цеху №2

По [2] визначається  $K_6$  для кожного приймача. Початкові дані для визначення розрахункового навантаження 5ГЦ1-100/9 представлені в табл.3.3.

Таблиця 3.3 – Електрообладнання компресорного цеху №2

| Найменування приймача                 | $n$<br>шт. | $P_n$<br>кВт | $k_6$ | $\cos\varphi$ | $\operatorname{tg}\varphi$ | $U_{ном}$<br>В |
|---------------------------------------|------------|--------------|-------|---------------|----------------------------|----------------|
| Пусковий маслонасос                   | 1          | 40           | 0,75  | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Гвинтовий маслонасос                  | 2          | 55           | 0,75  | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Валоповоротний пристрій               | 1          | 3            | 0,75  | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Маслопідігрівач                       | 4          | 12           | 0,7   | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Підігрів АВО масла                    | 4          | 12           | 0,7   | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Електрозасувка ППТ                    | 1          | 0,37         | 0,7   | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Вентилятор відсмоктування повітря     | 1          | 30           | 0,75  | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Електрозасувка аварійного зливу масла | 1          | 0,4          | 0,7   | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Електродвигун АВО масла               | 6          | 5,5          | 0,7   | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Насос маслопрокачки                   | 1          | 5,5          | 0,75  | 0,8           | 0,75                       | 380            |
| Разом по РПІ:                         | 22         | –            | –     | –             | –                          | –              |

Приклад розрахунку наведений для групи електроприймачів 5ГЦ1-100/9. Коефіцієнти використання беремо з [2]. Коефіцієнт потужності і  $\operatorname{tg}\varphi$  беремо з [2].

По (3.14) середня за зміну активна потужність групи електроприймачів  $P_{см}$  :

$$\begin{aligned} \Sigma P_{см} &= (2 \cdot 55 + 40 + 5,5 + 3 + 30) \cdot 0,75 + (0,4 + 6 \cdot 5,5 + 4 \cdot 12 + 4 \cdot 12 + 0,37) \cdot 0,7 = \\ &= 232,22 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\Sigma P_{ном.мах} = 55 \cdot 2 + 40 + 5,5 + 3 + 30 + 0,4 + 5,5 \cdot 6 + 4 \cdot 12 + 4 \cdot 12 + 0,37 =$$

$$= 318,27 \text{ кВт.}$$

Визначимо середньозважений коефіцієнт використання навантаження, використовуючи вираз (3.16) :

$$K_{\epsilon} = \frac{232,22}{318,27} = 0,73.$$

Знайдемо  $n_{ef}$ , використовуючи формулу (3.15) :

$$n_{ef} = \frac{2 \cdot 318,27}{55} = 11,57.$$

При  $n_{ef} = 12$  і  $K_{\epsilon} = 0,72$  по [2] знаходимо  $K_p = 1,0$ .

По (3.19) середня за зміну реактивна потужність групи електроприймачів  $Q_{см}$  :

$$Q_{см} = ((55 \cdot 2 + 40 + 5,5 + 3 + 30) \cdot 0,75 + (0,4 + 33 + 48 + 48 + 0,37) \cdot 0,7) \cdot 0,75 = 174,17 \text{ кВАр.}$$

Тоді по (3.13) і (3.18) відповідно:

$$P_p = 1 \cdot 232,22 = 232,22 \text{ кВт;}$$

$$Q_p = 1 \cdot 174,17 = 174,17 \text{ кВАр.}$$

Повна розрахункова потужність по (3.21) :

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{232,22^2 + 174,17^2} = 290,28 \text{ кВА.}$$

Визначуваний розрахунковий струм по (3.22) :

$$I_p = \frac{290,28}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 418,98 \text{ А.}$$

Аналогічним чином визначаємо розрахункові навантаження для інших груп споживачів цеху. Результати розрахунку силових розрахункових навантажень представлені в додатку В. Розрахунок силових розрахункових навантажень для інших цехів робиться аналогічно.

### 3.2.3 Визначення сумарного навантаження цехів

Сумарне розрахункове навантаження по цехах з врахуванням освітлення (див. додаток В) зведемо в табл.3.4.

Таблиця 3.4 – Сумарне розрахункове навантаження по цехах

| № цеху | $\Sigma P_n$<br>кВт | $k_{в.ср}$ | $\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$ | $k_{в} \cdot P_n$<br>кВт | $k_{в} \cdot P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi$<br>кВАр | $P_p$ ,<br>кВт | $Q_p$ ,<br>кВАр | $S_p$ , кВА | $I_p$<br>А |
|--------|---------------------|------------|--|--------------------------|---|----------------|-----------------|-------------|------------|
| №1     | 1559,63             | 0,63       | $\frac{0,8}{0,75}$                               | 1108,57                  | 831,43  | 1108,57        | 831,43          | 1385,71     | 2105,37    |
| №2     | 1556,54             | 0,63       | $\frac{0,8}{0,75}$                               | 1109,7                   | 836,99  | 1109,7         | 836,99          | 1389,96     | 2111,82    |
| №3     | 1814,02             | 0,63       | $\frac{0,8}{0,75}$                               | 1268,83                  | 903,22  | 1268,83        | 903,22          | 1557,48     | 2366,34    |
| №4     | 1543,49             | 0,63       | $\frac{0,8}{0,75}$                               | 1098,4                   | 823,8   | 1098,4         | 823,8           | 1373,00     | 2086,06    |
| В-го   | 6473,68             | 0,63       | $\frac{0,8}{0,75}$                               | 4615,5                   | 3395,44   | 4585,5         | 3395,44         | 5706,15     | 8669,59    |

## 4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

### 4.1 Вибір схеми електропостачання

Наявність ЦРП (центрального розподільного пункту) на компресорній станції визначається виходячи з вимог, економічності, зручності обслуговування, безпеки експлуатації, а також забезпечення необхідної якості електроенергії.

Проектування системи електропостачання компресорної станції 10 кВ виконуватимемо, спираючись на наступні основні вимоги:

- лінії розподільчих мереж 10 кВ економічно доцільно здійснювати за радіальними схемами, а не за магістральними;

- розподільчі лінії 10 кВ з економічних міркувань, як правило, виконуються кабельними;

- вибір кабелів здійснюється по економічній щільності струму, причому розрахунковий струм приймається для нормального режиму роботи, тобто збільшення струму в післяаварійних і ремонтних режимах не враховується.

#### 4.1.1 Вибір кабелів 10 кВ

Силові кабелі вибираються з наступних умов:

$$U_{НОМ.К} \leq U_{НОМ.МЕРЕЖІ}, \quad (4.1)$$

де  $U_{НОМ.К}$  – номінальна напруга кабелю, кВ;

$U_{НОМ.МЕРЕЖІ}$  – номінальна напруга мережі, кВ.

Згідно [8] стандартний переріз високовольтного кабелю визначають як найближче більше розрахункового перерізу, який визначають по формулі:

$$F_{cm} \geq F_p = \frac{I_p}{j_e}, \quad (4.2)$$

де  $I_p$  – значення розрахункового струму, що протікає по кабелю, А;

$j_e$  – економічна щільність струму, А/мм<sup>2</sup>;

$F_{cm}$  – вибраний стандартний переріз кабелю, мм<sup>2</sup>.

Умова допустимого нагріву тривалим розрахунковим струмом:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{сп}} \cdot K_{\text{нр}}, \quad (4.3)$$

де  $I_{\text{доп}}$  – тривалий допустимий струм кабелю, А;

$K_{\text{сп}}$  – поправочний коефіцієнт на умови прокладення кабелів;

$K_{\text{нр}}$  – коефіцієнт прокладення кабелів.

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{сп}} \cdot K_{\text{нр}} \cdot K_{\text{нер}}, \quad (4.4)$$

де  $K_{\text{нер}}$  – коефіцієнт допустимого перевантаження.

Для мереж електричного освітлення промислових підприємств і громадських будівель допускається відхилення напруги  $\pm 5\%$ . Падіння напруги в кабелі визначається по формулі:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi), \quad (4.5)$$

де  $I_p$  – струм навантаження, А;

$l$  – довжина кабелю, км;

$r_0, x_0$  – питомі активний та реактивний опори кабелю відповідно, мОм/км;

$\varphi$  – кут навантаження.

Вибраний переріз перевіряють по термічній стійкості до струмів к.з..

Переріз повинен задовольняти наступній умові:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{м.с.}} = \frac{I_k^{(3)}}{C} \cdot 1000 \sqrt{t_{\text{відкл.}} + T_{\text{а.сп}}}, \quad (4.6)$$

де  $I_k^{(3)}$  – сталі значення струму к.з., А;

$T_{\text{а.сп.}}$  – середнє значення часу згасання вільних складових струмів к.з., с;

$C$  – температурний коефіцієнт, що враховує обмеження допустимої температури нагріву жил кабелю,  $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

Час відключення к.з. :

$$t_{\text{відкл.}} = t_{\text{с.в.}} + t_a, \quad (4.7)$$

де  $t_{\text{с.в.}}$  – витримка часу спрацьовування відсічки селективного автомата, с;

$t_a$  – час гасіння дуги.

#### 4.1.2 Приклад розрахунку кабельної лінії

Розрахунок кабельної лінії покажемо на прикладі лінії ЦРП-10 кВ – компресорний цех №2 (КТП-2).

Силові кабелі вибираються по формулі (4.1) :

$$U_{НОМ.К.} = U_{НОМ.МЕРЕЖИ} = 10 \text{ кВ.}$$

Стандартний переріз високовольтного кабелю визначають по (4.2) :

$$F_p = \frac{85,27}{1,6} = 53,29 \text{ мм}^2,$$

де  $I_p = I_{p(КТП-1)} = 85,27 \text{ А}$ ;

$j_e = 1,6 \text{ (А/мм}^2\text{)}$  приймаємо з [8];

$$F_{cm} = 70 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель марки АПвЭП-10 (3×70),  $I_{дон} = 199 \text{ А}$ .

$$70 \text{ мм}^2 \geq 53,29 \text{ мм}^2$$

Умова допустимого нагріву тривалим розрахунковим струмом по (4.3) :

$$85,27 \text{ А} \leq 199 \cdot 1 \cdot 1 = 199 \text{ А},$$

де  $K_{cp} = 1$  приймаємо з [7];

$K_{np} = 1$  приймаємо з [7].

Умова допустимого нагріву виконується.

По формулі (4.4) отримаємо:

$$85,27 \leq 199 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,15 = 228,85,$$

де  $K_{nep} = 1,15$  приймаємо з [7].

Вибраний кабель перевіряємо по втраті напруги по (4.5) :

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 85,27 \cdot 0,72 \cdot (0,447 \cdot 0,8 + 0,082 \cdot 0,6) = 43,26 \text{ В},$$

де  $l = 0,72 \text{ км}$ ;

$r_0 = 0,447 \text{ Ом/км}$  приймаємо з [8];

$x_0 = 0,082 \text{ Ом/км}$  приймаємо з [8].

Відповідно до [8]  $\Delta U < 5\%$  . В нашому випадку  $0,75\% < 5\%$ , означає вибраний кабель по втраті напруги підходить.

Перевірку на термічну стійкість зробимо після розрахунку струмів к.з.



Розрахунок інших КЛ виконаний аналогічно, результати розрахунків зводимо в додаток Г.

## **4.2 Проектування системи електроосвітлення станції**

### **4.2.1 Види освітлення**

Освітлення поділяється на робоче, аварійне, охоронне і чергове. У цьому розділі ми розглядаємо робоче, аварійне, охоронне освітлення.

Аварійне освітлення поділяється на освітлення безпеки і евакуаційне.

Робоче освітлення слід передбачати для усіх приміщень будівель, а також ділянок відкритих просторів, призначених для роботи, проходу людей і руху транспорту. Для приміщень, що мають зони з різними умовами природного освітлення і різними режимами роботи, потрібне роздільне керування освітленням таких зон.

При необхідності частина світильників робочого або аварійного освітлення може використовуватися для чергового освітлення.

Нормовані характеристики освітлення в приміщеннях і зовні будівель можуть забезпечуватися як світильниками робочого освітлення, так і спільною дією з ними світильників освітлення безпеки і (чи) евакуаційного освітлення.

### **4.2.2 Робоче освітлення**

Правильно спроектовані і виконані освітлювальні установки сприяють раціональному використанню електроенергії, створенню оптимальних умов для зорової роботи людини, підвищенню продуктивності праці, зменшенню аварій і випадків травматизму, зниженню стомлюваності працівників. Завданням освітлювальної установки виробничого приміщення є забезпечення достатньої освітленості робочої поверхні і створення сприятливого розподілу яскравості стін і стелі в полі зору.

Ці вимоги покладені в основу діючих норм і правил. Освітленість в точці поверхні – відношення світлового потоку, що падає на елемент поверхні, що містить цю точку, до площі цього елемента.

Освітлювальне навантаження визначатимемо методом питомої потужності на одиницю площі приміщення. Згідно [4] розрахункова потужність освітлювального навантаження визначається по формулі:

$$P_{po} = K_n \cdot K_{пра} \cdot W \cdot S, \quad (4.8)$$

де  $K_n$  – коефіцієнт попиту;

$K_{пра}$  – коефіцієнт втрат пускорегулюючої апаратури;

$W$  – питома потужність на одиницю площі, (Вт/м<sup>2</sup>);

$S$  – площа приміщення, м<sup>2</sup>.

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (4.9)$$

де  $\operatorname{tg}\varphi$  відповідає  $\cos\varphi$ , використувуваних типів ламп.

Встановлена потужність джерел світла, відповідно до методу питомих потужностей, визначається по формулі:

$$P_{уст} = P_{пит} \cdot S, \quad (4.10)$$

де  $P_{пит}$  – питома потужність освітлювальної установки, Вт/м<sup>2</sup>;

$S$  – площа освітлюваного приміщення, м<sup>2</sup>.

### 4.2.3 Світлотехнічний розрахунок робочого освітлення

#### Метод коефіцієнта використання

Цей метод застосовується для розрахунку загального рівномірного освітлення горизонтальних поверхонь, рівновеликих по підлозі, при світильниках будь-кого типу.

Потрібний потік ламп в кожному світильнику знаходиться по формулі:

$$F = \frac{E_n \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{\eta \cdot N} = 4540,8, \quad (4.11)$$

де  $E_n = 100$  Лк – нормоване значення освітленості;

$K_3 = 1,5$  – коефіцієнт запасу;

$S = 1200$  м<sup>2</sup> – освітлювана площа;

$$Z = E_{\text{CP}} / E_{\text{MIN}},$$

де  $E_{\text{CP}}$ ,  $E_{\text{MIN}}$  – середнє і мінімальнє значення освiтленостi;

$N = 24$  шт – число свiтильникiв;

$\eta = 0,22$  – коефiцiєнт використання свiтлового потоку.

Коефiцiєнт  $Z$ , що входить у формулу (4.11), характеризує нерiвномiрнiсть освiтлення. Найбiльшою мiрою  $Z$  залежить вiд вiдношення вiдстанi мiж свiтильниками до розрахункової висоти ( $L/h_p$ ). При ( $L/h_p$ ), що не перевищує рекомендованих значень ( $L \leq 0,5h_p$ ), приймається  $Z = 1,15$  для ЛН i ДРЛ i  $Z = 1,10$  для люмiнесцентних ламп при розташуваннi свiтильникiв у виглядi лiнiй, що свiтяться. Для вiдбитого освiтлення вважається  $Z = 1,0$ ; при розрахунку на середню освiтленiсть  $Z$  не враховується.

Пiд коефiцiєнтом використання розумiють вiдношення свiтлового потоку, що падає на розрахункову площину, до свiтлового потоку джерел свiтла.

Коефiцiєнт  $\eta$  залежить вiд свiтлорозподiлення свiтильникiв i їх розмiщення в примiщеннях, вiд розмiрiв освiтлюваного примiщення i вiдбиваючих властивостей його поверхонь, вiд вiдбиваючих властивостей робочої поверхнi.

Спiввiдношення розмiрiв освiтлюваного примiщення i висота пiдвiсу свiтильникiв в ньому характеризуються iндексом примiщення:

$$I_{\text{II}} = \frac{A \cdot B}{h_p \cdot (A + B)} = 1,5, \quad (4.12)$$

де  $A = 85,7$  м – довжина примiщення;

$B = 14$  м – ширина примiщення;

$h_p = 8$  м – висота пiдвiсу свiтильникiв.

Таким чином, в машинному залi застосовуємо свiтильники типу РСП05/ГОЗ. Аналогiчно вибираємо свiтильники для iнших примiщень i зводимо їх в табл. 4.1.

#### 4.2.4 Розрахунок освітлювальних навантажень цеху №2

Розрахунок освітлювальних навантажень розглянемо на прикладі цеху №2. Для освітлення машинного залу застосовуватимемо лампи ДРЛ у світильниках РСП 05 / ГОЗ і вибухозахищені світильники ВЗГ-200 з лампами розжарювання, оскільки в цьому приміщенні можлива поява газу і утворення вибухонебезпечної суміші.

Для приміщення галереї нагнітачів також використовуватимемо лампи ДРЛ у світильниках РСП 05 / ГОЗ і вибухозахищені світильники ВЗГ-200 з лампами розжарювання. Для освітлення інших приміщень застосуємо лампи ДРЛ, лампи розжарювання і люмінесцентні лампи.

Коефіцієнт попиту, коефіцієнт ПРА і коефіцієнт потужності беремо з [4]:

$K_n = 0,8$  для виробничих будівель;

$K_n = 0,6$  для складських приміщень;

$K_n = 0,9$  для побутових і адміністративних приміщень.

$K_{пра} = 1,1$  для ламп ДРЛ;

$K_{пра} = 1,2$  для люмінесцентних ламп.

$\cos\varphi = 1$  для ламп розжарювання;

$\cos\varphi = 0,95$  для люмінесцентних ламп;

$\cos\varphi = 0,65$  для ламп ДРЛ.

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos\varphi}, \quad (4.13)$$

визначений  $\operatorname{tg}\varphi$ , відповідний  $\cos\varphi$ :

$$\cos\varphi = 1; \operatorname{tg}\varphi = 0;$$

$$\cos\varphi = 0,95; \operatorname{tg}\varphi = 0,33;$$

$$\cos\varphi = 0,65; \operatorname{tg}\varphi = 1,17.$$

В якості прикладу приведемо розрахунок освітлювального навантаження

- застосовуємо лампи ДРЛ;
- світильники РСП;
- висота підвісу 8 м.

Розряд зорових робіт вибираємо V і загальну освітленість  $E = 75$  лк.

Площа покриття складає  $S = 1200 \text{ м}^2$ , згідно [4],  $W = 4,3 \text{ Вт/м}^2$ .

Тоді по (4.7) і (4.8), (4.9) :

$$P_{po} = K_n \cdot K_{пра} \cdot \cos\varphi = 0,8 \cdot 1,1 \cdot 4,3 \cdot 1200 = 4540,8 \text{ Вт};$$

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \text{tg}\varphi = 4540,8 \cdot 1,17 = 5312,7 \text{ кВАр};$$

$$P_{уст} = P_{уд} \cdot S = 4,3 \cdot 1200 = 5160 \text{ Вт}.$$

Аналогічним чином визначаються освітлювальні навантаження по інших приміщеннях, дані розрахунків заносимо в табл.4.1.

Розрахунок навантажень для інших цехів робиться аналогічно.

Таблиця 4.1 – Визначення освітлювальних навантажень цеху

| Найменування            | Розряд зорової роботи | Тип світильника | $E_n$ ЛК | $S$ м <sup>2</sup> | $h$ м | $W$ Вт/м <sup>2</sup> | $P_{уст}$ Вт | $P$ , Вт | $Q$ , ВАр |
|-------------------------|-----------------------|-----------------|----------|--------------------|-------|-----------------------|--------------|----------|-----------|
| Машинний зал            | V - В                 | РСПО5/ГОЗ       | 75       | 1200               | 8     | 4,3                   | 5160         | 4540,8   | 5312,74   |
| Галерея                 | V -в                  | ВЗГ-200         | 100      | 650                | 8     | 3                     | 1950         | 1716     | —         |
| КТП                     | IV - r                | ЛПО 2x40        | 100      | 180                | 4     | 4,4                   | 792          | 760,32   | 250,91    |
| Насосна масла           | V                     | НПП-0,1         | 30       | 48                 | 4     | 14                    | 672          | 483,84   | —         |
| Бокс піногасіння        | V                     | НПП-0,1         | 30       | 36                 | 2,5   | 11,7                  | 421,2        | 303,26   | —         |
| РЕБ майстерня           | V - а                 | ПВЛМ            | 300      | 72                 | 6     | 8,5                   | 612          | 587,52   | 193,88    |
| РЕБ склад I             | V                     | ПВЛМ            | 75       | 36                 | 6     | 10,8                  | 388,8        | 373,25   | 123,17    |
| Побутове приміщення I   | VII                   | ЛПО 2x40        | 75       | 22,5               | 3     | 9,9                   | 222,75       | 240,57   | 79,39     |
| Побутове приміщення II  | VII                   | ЛПО 2x40        | 75       | 22,5               | 3     | 9,9                   | 222,75       | 240,57   | 79,39     |
| Слюсарка ГКС            | V - а                 | ПВЛМ            | 300      | 24                 | 6     | 13,6                  | 326,4        | 313,34   | 103,4     |
| Кімната для прийому їжі | VII                   | ЛПО 2x40        | 200      | 24                 | 3     | 9,9                   | 237,6        | 256,61   | 84,68     |
| Санвузол                | VII                   | ЛПО 2x40        | 75       | 3                  | 3     | 9,8                   | 29,4         | 31,75    | 10,48     |
| Диспетчерська           | V - r                 | ЛПО 2x40        | 200      | 96                 | 3     | 4,4                   | 440          | 422,4    | 139,39    |
| Щитова КВП              | IV - 2                | ЛПО 2x40        | 150      | 1440               | 3     | 4,4                   | 633,6        | 608,26   | 200,72    |
| Коридор                 | VI                    | ЛПО2x40         | 50       | 12                 | 3     | 9,8                   | 117,6        | 112,9    | 37,26     |
| Санвузол                | VII                   | ЛПО2x40         | 75       | 3                  | 3     | 9,8                   | 29,4         | 31,75    | 10,48     |
| Слюсарка КВП            | V -а                  | ЛПО 2x40        | 300      | 24                 | 3     | 9,9                   | 237,6        | 228,1    | 75,27     |
| Коридор                 | VI                    | ЛПО 2x40        | 50       | 12                 | 3     | 9,8                   | 117,6        | 112,9    | 37,26     |
| Кабінет                 | V - а                 | ПВЛМ2           | 200      | 21                 | 3     | 7,8                   | 163,8        | 117,94   | 38,92     |
| Акумуляторна            | IV - r                | ВЗГ-200         | 100      | 120                | 6     | 10,8                  | 129          | 1140,48  | 0,00      |
| Всього по цеху          |                       |                 |          |                    |       |                       | 14070,5      | 12622,55 | 6777,33   |

#### 4.2.5 Аварійне освітлення

Аварійне освітлення розглянемо на прикладі цеху №2. Для освітлення машинного залу, приміщення галереї нагнітачів застосовуватимемо вибухозахищені світильники ВЗГ-200 з лампами розжарювання. При раптовому відключенні робочого освітлення встановлюється аварійне освітлення, що забезпечує на робочому місці освітленість не менше 5% від нормально встановлених для робочого освітлення лампами розжарювання. При розрахунку аварійного освітлення розряд зорових робіт знижуємо на один ступінь. Аварійне освітлення застосовуватимемо для найбільш важливих приміщень.

Дані розрахунків аварійного освітлення зводимо в табл.4.2.

Таблиця 3.2 – Аварійне освітлення цеху

| Найменування       | Розряд зорової роботи | Тип світильника | $E_n$ ЛК | $S$ м <sup>2</sup> | $h$ м | $W$ Вт/м <sup>2</sup> | $P_{уст}$ Вт | $P$ , Вт | $Q$ , ВАр |
|--------------------|-----------------------|-----------------|----------|--------------------|-------|-----------------------|--------------|----------|-----------|
| Машинний зал       | V - В                 | ВЗГ-200         | 50       | 1200               | 4     | 2,1                   | 2520         | 2772     | 3243,24   |
| Галерея нагнітачів | V -в                  | ВЗГ-200         | 50       | 650                | 4     | 1,7                   | 1105         | 1215,5   | 1422,14   |
| КТП                | IV - г                | ВЗГ-200         | 50       | 180                | 2     | 3,1                   | 558          | 613,8    | 718,15    |
| Насосна масла      | V                     | ВЗГ-200         | 30       | 48                 | 2     | 5,5                   | 264          | 290,4    | 339,77    |
| Блок-бокс          | V                     | ВЗГ-200         | 30       | 36                 | 2     | 5,5                   | 198          | 217,8    | 254,83    |
| РЕБ майстерня      | V - а                 | НСПО 02         | 30       | 72                 | 3     | 3,3                   | 237,6        | 237,6    | —         |
| РЕБ склад I        | V                     | НСПО 02         | 30       | 36                 | 3     | 3,3                   | 118,8        | 118,8    | —         |
| Слюсарка ГКС       | V - а                 | НСПО 02         | 30       | 24                 | 3     | 3,3                   | 79,2         | 79,2     | —         |
| Диспетчерська      | V - г                 | НСПО 02         | 50       | 96                 | 3     | 3,1                   | 297,6        | 297,6    | —         |
| Щитова КВП         | IV - 2                | НСПО 02         | 30       | 1440               | 3     | 3,1                   | 4464         | 4464     | —         |
| Коридор            | VI                    | НСПО 02         | 30       | 12                 | 3     | 3,3                   | 39,6         | 39,6     | —         |
| Слюсарка КВП       | V -а                  | НСПО 02         | 30       | 24                 | 3     | 3,3                   | 79,2         | 79,2     | —         |
| Кабінет начальника | V - а                 | НСПО 02         | 30       | 21                 | 3     | 3,3                   | 69,3         | 69,3     | —         |
| Акумуляторна       | IV - г                | ВЗГ-200         | 50       | 120                | 4     | 3,1                   | 372          | 409,2    | 478,76    |
| Всього по цеху     |                       |                 |          |                    |       |                       | 10402,3      | 10904    | 6456,88   |

#### 4.2.6 Охоронне освітлення

Охоронне освітлення – різновид робочого освітлення влаштовується по лінії меж території промислових підприємств, що охороняються, а також території деяких громадських будівель. Територія компресорної станції

освітлюватиметься лампами ДНаТ-150, тип світильника – ЖЭО, прикріпленого на щоглі. Охоронне освітлення живиться від КТП-2, КТП-1, КТП-4, КТП-6, КТП-8.

#### **4.2.7 Визначення результуючого розрахункового навантаження на шинах ТП**

Розрахункове навантаження на шинах ТП з врахуванням освітлювального навантаження визначається по формулі:

$$S_{p1} = \sqrt{(P_{p1} + P_{po1} + P_{po2} + P_{po3})^2 + (Q_{p1} + Q_{po1} + Q_{po2} + Q_{po3})^2}. \quad (4.14)$$

Розрахункові навантаження на КТП-2 (фізкультурно-оздоровчий комплекс, вузол керування компресорним цехом №2) :

$$P_{po3} = 45 \text{ кВт};$$

$$Q_{po3} = 33,75 \text{ кВАр}.$$

Тоді по (4.14) розрахункове навантаження на шинах ТП рівне:

$$S_{p1} = \sqrt{(1109,7 + 12,62 + 10,9 + 45)^2 + (836,99 + 6,78 + 6,46 + 33,75)^2} = 1472,96 \text{ кВА}.$$

Розрахункове навантаження на шинах ТП з урахуванням освітлювального навантаження для інших цехів розраховується аналогічно.

#### **4.3 Проектування мережі електропостачання компресорного цеху №2**

Цехові розподільчі мережі повинні:

- забезпечувати необхідну надійність електропостачання приймачів електроенергії залежно від їх категорії;
- бути зручними і безпечними в експлуатації;
- мати оптимальні техніко-економічні показники;
- мати конструктивне виконання, що забезпечує застосування індустріальних і швидкісних методів монтажу.

Приймаємо радіальну схему електропостачання цеху, оскільки компресорний цех є споживачем I категорії і більшість електроприймачів, розташованих у вибухо- і пожежонебезпечних приміщеннях.

#### 4.3.1 Вибір силових розподільних пунктів

Вибір силових шаф і пунктів здійснюється по мірі захисту, залежно від характеру середовища в цеху, по його комплектації – запобіжниками або автоматичними вимикачами.

Для прийому і розподілу електроенергії до груп споживачів ГПА застосовуємо силові щити ПР.

Силові щити керування вибираються за наступними умовами:

1. Номінальний струм силового щита має бути більшим розрахункового струму групи приймачів :

$$I_{н.сиц} \geq I_p, \quad (4.15)$$

де  $I_{н.сиц}$  – номінальний струм силового щита;

$I_p$  – розрахунковий струм групи споживачів.

2. Число приєднань до силового щита і їх струми не повинні перевищувати кількості ліній, що відходять від силового щита, і їх допустимі струми :

$$I_{доп.пр} \geq I_{р.пр}, \quad (4.16)$$

де  $I_{доп.пр}$  – допустимий струм приєднання, А;

$I_{р.пр}$  – розрахунковий струм приєднання, А.

Розглянемо вибір силових щитів на прикладі цеху №2 РП1:

Група з 22 споживачів має розрахунковий струм  $I_p = 418,98$  А.

Вибираємо силовий щит керування ПР з технічними характеристиками  $I_{н.сиц} = 630$  А, число відходящих ліній дорівнює 24.

Результати вибору силових розподільних пунктів зведені в табл. 4.3, освітлювальних пунктів – в табл. 4.4.



Таблиця 4.3 – Вибір силових розподільних пунктів

| РП          | Тип силового пункту | $I_p$<br>А | $I_{н.сц}$ ,<br>А | Число ліній, що відходять,<br>$I_{н.вим}$ , А | Число резервних ліній |
|-------------|---------------------|------------|-------------------|---|-----------------------|
| РП 1 - РП 4 | ПР8513-39           | 418,98     | 630               | 22×80-250                                     | 2                     |
| РП 5        | ПР8513-29           | 15,94      | 63                | 5×6,3-25                                      | 4                     |
| РП 6        | ПР8513-29           | 53,03      | 63                | 6×6,3-25                                      | 4                     |
| РП 7        | ПР8513-33           | 106,36     | 160               | 8×6,3-25                                      | 4                     |
| РП 8        | ПР8513-35           | 189,04     | 250               | 15×0,6-63                                     | 3                     |

Таблиця 4.4 – Вибір освітлювальних розподільних пунктів

| Номер ЩО | Місце встановлення | Тип        | $I_p$<br>А | $I_{н.рп}$<br>А | Число ліній, що відходять,<br>$I_{н.авт}$ , А |
|----------|--------------------|------------|------------|-----------------|---|
| ЩО1      | Машинний зал       | ОЩВ-6АУХЛ4 | 6,3        | 25              | 6×16  |
| ЩО2      | Машинний зал       | ОЩВ-6АУХЛ4 | 6,3        | 25              | 6×16  |
| ЩО3      | Галерея нагнітачів | ОЩВ-6АУХЛ4 | 6,3        | 25              | 6×16  |
| ЩО4      | Коридор            | ОЩВ-6АУХЛ4 | 1,4        | 25              | 6×16  |

#### 4.3.2 Вибір кабелів 0,4 кВ

Вибраний тип проводу або кабелю повинен строго відповідати його призначенню, характеру середовища, способу прокладення.

Перерізи проводів і жил кабелів цехової мережі на напругу до 1 кВ вибирають за наступними умовами:

По нагріву розрахунковим струмом:

$$I_p \leq k_{np} \cdot k_{cp} \cdot I_{дон} , \quad (4.17)$$

де  $I_p$  – розрахунковий струм лінії, що живить групу приймачів або номінальний струм приймача  $I_{ном}$  для лінії, що живить одиничного споживач, А;

$k_{np}$  – поправочний коефіцієнт, що враховує зниження допустимого струмового навантаження для проводів і кабелів при їх багатошаровому прокладенні в коробах;

$k_{cp}$  – поправочний коефіцієнт, що враховує відмінність температури в цеху від температури, при якій задані  $I_{дон}$ .

Падіння напруги в кабелі:

$$\Delta U = l \cdot I_p \cdot \sqrt{3} \cdot (r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \sin \varphi), \quad (4.18)$$

де  $r_o, x_o$  – питомі активний та індуктивний опори, мОм/м;

$l$  – довжина кабелю, км;

$\varphi$  – кут зсуву фаз між струмом і напругою мережі.

### 4.3.3 Розрахунок кабельної лінії

Для прикладу розглянемо вибір кабелю, що сполучає шини ТП і щит керування РП1 ГПА №1 компресорного цеху №2:

Перевірка по нагріву розрахунковим струмом по (4.15) :

$$I_p = 418,98 \text{ А.}$$

Кабель прокладаємо в кабельному каналі, в землі.

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{418,98}{1.1} = 418,98 \text{ А,}$$

де  $K_{cp} = 1, K_{np} = 1$  приймаємо з [7].

Вибираємо кабель марки АВВГ (4(120)  $I_{\text{дон}} = 460 \text{ А}$ .

$460 \text{ А} > 418,98 \text{ А}$  – умова допустимого нагріву виконується.

Падіння напруги в кабелі визначається по формулі (4.16) :

$$\Delta U_{\text{кл.КТП2-РП1}} = \sqrt{3} \cdot 418,98 \cdot 0,04 \cdot (0,261 \cdot 0,8 + 0,08 \cdot 0,6) = 7,446 \text{ В.}$$

Сумарні втрати складуть 2,01% від номінального, що менше  $\Delta U_{\text{дон}} = 5\%$ .

Вибір перерізу кабелів і проводів для інших електроприймачів проводимо аналогічно. Дані розрахунків зведені в додатку Д.

### 4.3.4 Розрахунок заземлюючого контуру

Площа цеху №2 буде рівна:

$$S_{\text{цех}\#2} = 14 \cdot 100 = 1400 \text{ м}^2.$$

Згідно [7] п.1.7.96 «В електроустановках напругою вище 1 кВ мережі з ізолюваною нейтраллю, опір заземлюючого пристрою при проходженні розрахункового струму замикання на землю у будь-яку пору року з врахуванням опору природних заземлювачів повинен бути:

$$R \leq \frac{250}{I},$$

але не більше 10 Ом,

де  $I$  – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Розрахунковий струм замикання на землю має бути визначений для тієї з можливих в експлуатації схем мережі, при якій цей струм має найбільше значення.

Згідно [7] п.1.7.97 «При використанні заземлюючого пристрою одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ з ізольованою нейтраллю мають бути виконані умови 1.7.104».

Згідно [7] п.1.7.104 «Як правило, не вимагається добиватися значення опору заземлюючого пристрою менше 4 Ом. Допускається опір заземлюючого пристрою до 10 Ом, якщо дотримана приведена вище умова, а потужність генераторів або трансформаторів не перевищує 100 кВА, у тому числі сумарна потужність генераторів або трансформаторів, працюючих паралельно».

Опір заземлюючого пристрою визначатиметься по формулі:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_p}, \quad (4.19)$$

де  $I_p$  – повний струм замикання на землю.

$$I_p = I_c = \frac{U \cdot l}{10}, \quad (4.20)$$

де  $l$  – довжина трифазних електрично пов'язаних ліній цієї напруги, км;

$U$  – лінійна напруга, кВ.

Визначимо повний струм замикання на землю по формулі (4.20) :

$$I_p = I_c = \frac{10 \cdot 4,675}{10} = 4,675 \text{ А.}$$

Визначимо опір заземлюючого пристрою по (4.19) :

$$R_3 = \frac{250}{4,675} = 53,48 \text{ Ом.}$$

Відповідно до [7] п.1.7.104 опір заземлюючого пристрою приймаємо  $R_3 = 4 \text{ Ом.}$

Відповідно до [7] п. 1.7.90 «Повздовжні заземлювачі мають бути прокладені вздовж осей електрообладнання з боку обслуговування на глибині 0,5 - 0,7 м від поверхні землі і на відстані 0,8 - 1,0 м від фундаментів або основи обладнання. Горизонтальні заземлювачі слід прокладати по краю території, займаної заземлюючим пристроєм так, щоб вони в сукупності утворювали замкнутий контур. Вертикальні заземлювачі мають бути завдовжки 3 - 5 м. Відстань між поздовжніми і поперечними горизонтальними штучними заземлювачами не повинна перевищувати 30 м, а глибина їх заставляння в ґрунт має бути не менше 0,3 м».

Оскільки опір природного заземлення нам не відомий, то в розрахунках його враховувати не будемо.

Контур заземлюючого пристрою представлений на рис.4.1.

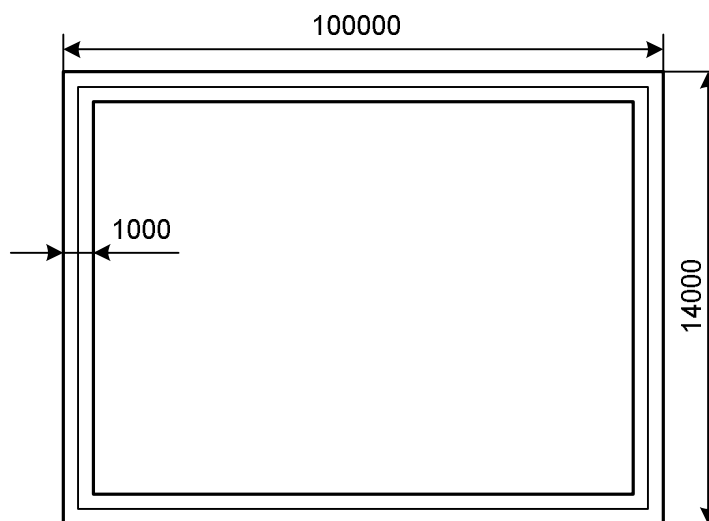


Рисунок 4.1 – Контур заземлюючого пристрою

Розрахунковий питомий опір ґрунту визначається по формулі:

$$\rho_{роз} = \rho \cdot K_c, \quad (4.21)$$

де  $K_c$  – коефіцієнт сезонності, що враховує промерзання і просихання ґрунту,  $K_c = 1,5$ ;

$\rho$  – питомий опір ґрунту,  $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Тоді питомий опір ґрунту буде рівний:

$$\rho_{роз} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Розрахунок заземлюючого пристрою виконаний за допомогою програми MEZ.exe. Дані розрахунку знесені в додаток Е.

#### 4.4 Розрахунок струмів к.з. в мережі 0,4 кВ

У електроустановках змінного струму напругою до 1 кВ розрахунок струмів к.з. виконується з метою перевірки комутаційного обладнання і шинопроводів на динамічну стійкість, перевірку чутливості і селективності дії захистів, згідно [8].

При напрузі до 1 кВ навіть невеликий опір робить істотний вплив на струм к.з.. Тому в розрахунку враховуються усі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, а також опір дуги в місці к.з..

##### 4.4.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення

Індуктивний опір системи :

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.лн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{відкл.ном.}} \cdot U_{\text{ср.вн}}}, \quad (4.22)$$

де  $I_{\text{відкл.ном.}}$  – номінальний струм відключення вимикача, кА.

Визначаємо опір живлячої системи відповідно до [5]:

$$x_c = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10,5} = 0,44 \text{ мОм.}$$

Опір кабелів визначається по формулах:

$$x_w = x_0 \cdot l; \quad (4.23)$$

$$r_w = r_0 \cdot l; \quad (4.24)$$

$$z_w = \sqrt{r_w^2 + x_w^2}. \quad (4.25)$$

Розрахунок опорів кабельної лінії розглянемо на прикладі W1 :

$$x_w = 0,08 \cdot 40 = 3,2 \text{ мОм};$$

$$r_w = 0,261 \cdot 40 = 10,44 \text{ мОм};$$

$$z_w = \sqrt{10,44^2 + 3,2^2} = 10,92 \text{ Ом.}$$

Розрахунок опорів інших кабельних ліній аналогічний, представлений в додатку Д.

Значень питомих опорів кабелів отримуємо з [8], опори автоматичних вимикачів з [8], опори первинних обмоток трансформаторів струму з [8].

Опір трансформатора визначаємо по формулах:

$$r_T = \frac{P_{\kappa} \cdot U_{\delta}^2}{S_n^2}; \quad (4.26)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{\kappa}}{100}\right)^2 - \left(\frac{P_{\kappa\kappa}}{S_{н.тр}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{н.тр}}, \quad (4.27)$$

де  $U_{\kappa}$  – напруга к.з. трансформатора %;

$U_{ном}$  – номінальна напруга обмотки нижчої напруги мережі, кВТ;

$S_{н.тр}$  – номінальна потужність трансформатора, кВ А;

$P_{\kappa.з}$  – втрати к.з. в трансформаторі кВТ.

$$z_T = \sqrt{r_T^2 + x_T^2}. \quad (4.28)$$

Параметри силового трансформатора 10/0,4 кВ:

ТМ-1000/10/0,4:

$S_{н,тр} = 1000$  кВА;  $U_{ВН} = 10$  кВ;  $U_{НН} = 0,4$  кВ;  $\Delta P_{xx} = 1,9$  кВТ;  $\Delta P_{\kappa.з} = 12,2$  кВТ;  $I_x = 1,4\%$ ;  $U_k = 5,5$  %.

Визначаємо опори трансформатора :

$$r_T = \frac{12,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} \cdot 10^6 = 1,95 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{12,2}{1000}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1000} \cdot 10^6 = 8,58 \text{ мОм};$$

$$z_T = \sqrt{1,95^2 + 8,58^2} = 8,8 \text{ мОм}.$$

Опори первинних обмоток трансформаторів струму :

$$r_{ТА1} = 0,05 \text{ мОм};$$

$$x_{ТА1} = 0,07 \text{ мОм}.$$

Опір автоматичних вимикачів :

|            |                        |                              |                              |
|------------|------------------------|------------------------------|------------------------------|
| <i>QF1</i> | $I_H = 1600 \text{ A}$ | $r_{QF1} = 0,14 \text{ МОм}$ | $x_{QF1} = 0,08 \text{ МОм}$ |
| <i>QF2</i> | $I_H = 1000 \text{ A}$ | $r_{QF2} = 0,25 \text{ МОм}$ | $x_{QF2} = 0,1 \text{ МОм}$  |
| <i>QF3</i> | $I_H = 630 \text{ A}$  | $r_{QF3} = 0,41 \text{ МОм}$ | $x_{QF3} = 0,13 \text{ МОм}$ |
| <i>QF4</i> | $I_H = 400 \text{ A}$  | $r_{QF4} = 0,65 \text{ МОм}$ | $x_{QF4} = 0,1 \text{ МОм}$  |
| <i>QF5</i> | $I_H = 160 \text{ A}$  | $r_{QF5} = 1,3 \text{ МОм}$  | $x_{QF5} = 0,7 \text{ МОм}$  |

Опір болтових контактів автоматичних вимикачів в розрахунку не враховуємо, оскільки він дуже малий.

Знаходимо параметри асинхронного двигуна. Повний опір асинхронного двигуна знаходимо по формулі:

$$Z_{a0} = \frac{U_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot K_n \cdot I_{n.a0}}, \quad (4.29)$$

де  $U_n$  – номінальна напруга двигуна, В;

$I_{n.a0}$  – номінальний струм двигуна, А ;

$K_n$  – кратність пускового струму [9].

Активний та індуктивний опір асинхронного двигуна знаходимо по формулах:

$$R_{a0} = \frac{0,63 \cdot P_n \cdot 10^6}{(K_n \cdot I_{n.a0})^2}, \quad (4.30)$$

де  $P_n$  – номінальна активна потужність двигуна, кВт.

$$X_{a0} = \sqrt{Z_{a0}^2 - R_{a0}^2}. \quad (4.31)$$

ЕРС асинхронного двигуна знаходимо по формулі [8]:

$$E_{\phi.a0} = \sqrt{(U_{\phi} \cdot \cos \varphi_n - I_n \cdot R_{a0})^2 + (U_{\phi} \cdot \sin \varphi - I_n \cdot X_{a0})^2}, \quad (4.32)$$

де  $U_{\phi}$  – фазна напруга на виводах електродвигуна, В;

$I_n$  – струм статора, А;

$\varphi$  – кут зсуву фаз між струмом та напругою.

Параметри асинхронного двигуна :

$$Z_{a0} = \frac{380 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 74,42} = 421,15 \text{ МОм};$$

$$R_{ad} = \frac{0,63 \cdot 55 \cdot 10^6}{(7 \cdot 74,42)^2} = 127,68 \text{ мОм};$$

$$X_{ad} = \sqrt{421,15^2 - 127,68^2} = 401,33 \text{ мОм};$$

$$E_{\phi.ad} = \sqrt{(220 \cdot 0,8 - 74,42 \cdot 127,68 \cdot 10^{-3})^2 + (220 \cdot 0,6 - 74,42 \cdot 401,33 \cdot 10^{-3})^2} = 195,33 \text{ В}.$$

Розрахункова схема і схема заміщення представлені на рис.4.2 і рис.4.3

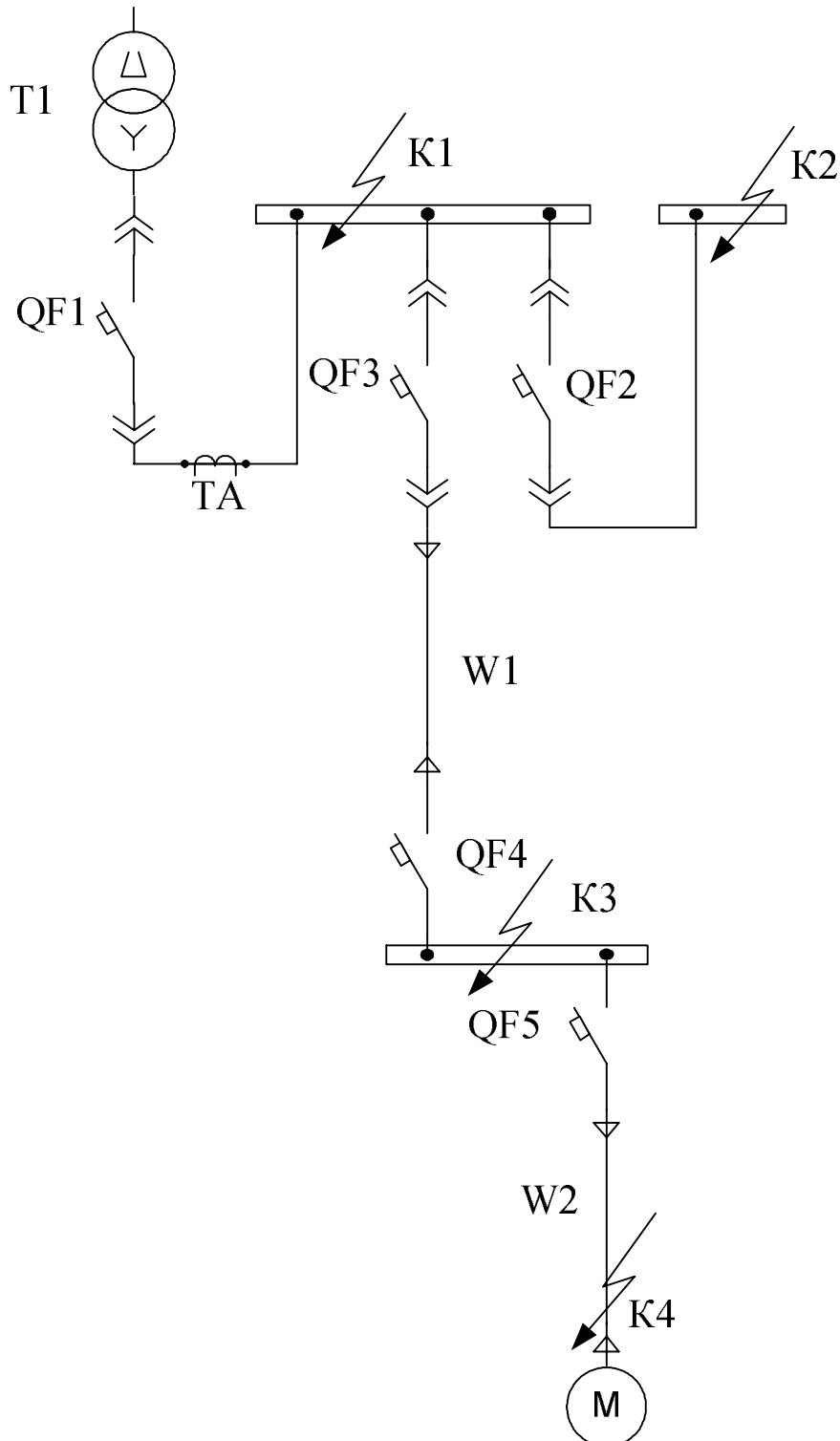


Рисунок 4.2 – Фрагмент розрахункової схеми



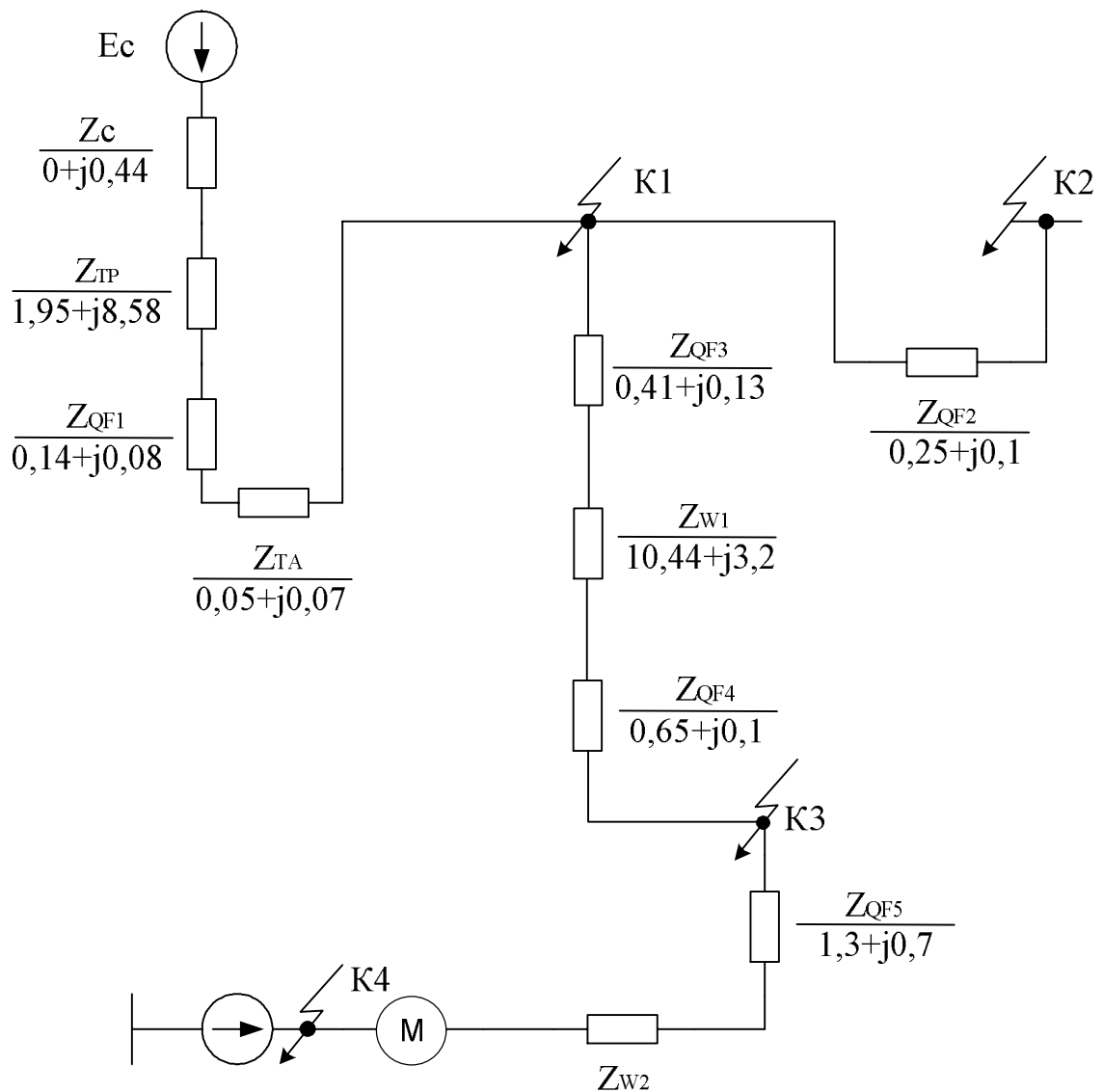


Рисунок 4.3 – Схема заміщення

#### 4.4.2 Розрахунок струмів трифазного к.з.

Перевірку параметрів обладнання зазвичай виконують для режиму трифазного к.з..

Струм трифазного к.з. визначається по формулі:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ср.л}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}, \quad (4.33)$$

де  $U_{ср.л}$  – середня номінальна лінійна напруга, В;

$z_{\Sigma}$  – результуючі активний та індуктивний опори к.з. відповідно, мОм.

При розрахунку струму к.з. слід враховувати обмежуючу дію активного опору електричної дуги  $R_d$ . Опір дуги визначається відношенням падіння

напруги на дузі  $U_\delta$  і струмом к.з.  $I_r$  в місці ушкодження, розрахованим без врахування дуги:

$$R_\delta = \frac{U_\delta}{I_r}; \quad (4.34)$$

$$U_\delta = E_\delta \cdot L, \quad (4.35)$$

де  $E_\delta$  – напруженість в стволі дуги, В/мм;

$L$  – довжина дуги, мм.

Ударний струм визначається по формулі:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)}; \quad (4.36)$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (4.37)$$

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{r_\Sigma \cdot \omega}, \quad (4.38)$$

де  $x_\Sigma$  – сумарний індуктивний опір до точки к.з., Ом;

$r_\Sigma$  – сумарний активний опір до точки к.з., Ом;

$k_{y\delta}$  – ударний коефіцієнт.

Виконаємо розрахунок трифазного струму к.з. в точці К1. При розрахунку струму к.з. в точці К1 відстань між фазами провідників в КТП потужністю 1000 кВА складає 70 мм, отже довжина дуги  $L = 70$  мм.

Тоді напруженість дуги складе по (4.35) :

$$U_\delta = 1,6 \cdot 70 = 112 \text{ В},$$

де при  $I_r > 1000$  А,  $E_\delta = 1,6$  В/мм.

Опір дуги знайдемо після визначення струму к.з. в місці ушкодження без врахування дуги. Розрахунок струму трифазного к.з. в точці К1 знаходимо без врахування підживлення двигуна.

Сумарні опори до точки к.з. складуть:

$$r_\Sigma = r_{TP} + r_{QF1} + r_{TA} = 1,95 + 0,14 + 0,05 = 2,14 \text{ мОм};$$

$$x_\Sigma = x_c + x_{QF1} + x_{TP} + x_{TA} = 0,44 + 8,58 + 0,08 + 0,07 = 9,2 \text{ мОм}.$$

Визначимо струм к.з. без врахування опору дуги по (4.33) :

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,14^2 + 9,2^2}} = 24,44 \text{ кА.}$$

Опір дуги складе по (4.34) :

$$R_{\rho} = \frac{112}{24,44} = 4,58 \text{ мОм.}$$

Струм к.з. з урахуванням опору дуги по (4.33) :

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,14 + 4,58)^2 + 9,2^2}} = 20,3 \text{ кА.}$$

Допускається не враховувати вплив двигунів, якщо їх сумарний номінальний струм не перевищує 1% початкового значення періодичної складової струму в місці к.з., розрахованого без врахування електродвигунів.

$$0,01 \cdot I_{кз}^{(3)} = 0,01 \cdot 24440 = 244,4 \text{ А} > 74,42 \text{ А.}$$

Тому підживлення від двигуна враховувати не будемо.

Ударний струм к.з. в точці К1 по (4.36) – (4.38) :

$$T_a = \frac{9,2}{314 \cdot 2,14} = 0,01363;$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01363}} = 1 + 0,48 = 1,48;$$

$$i_{y\partial} = 1,48 \cdot \sqrt{2} \cdot 20,3 = 42,5 \text{ кА.}$$

Розрахунок для інших точок к.з. виконаємо аналогічно, результати розрахунку приведемо в табл.4.5.

#### 4.4.3 Розрахунок струмів однофазного к.з.

Струми однофазного к.з. в мережах напругою до 1 кВ, є мінімальними. За величиною цих струмів перевіряється чутливість захисного обладнання. Діюче значення періодичної складової струму однофазного к.з., визначається по формулі:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{ср.н}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + z_n \right)}, \quad (4.39)$$

де  $Z_{\Sigma}^{(1)}$  – повний опір живлячої системи трансформатора, а також перехідних контактів струму однофазного к.з., мОм;

$Z_n$  – повний опір петлі фаза-нуль від трансформатора до місця к.з., мОм.

Опір  $Z_{\Sigma}^{(1)}$  визначається по формулі:

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(x_{1T} + x_{2T} + x_{0T} + 2x_C)^2 + (r_{1T} + r_{2T} + r_{0T} + 3r_{пер})^2}, \quad (4.40)$$

де  $x_{1T}$ ,  $x_{2T}$  і  $r_{1T}$ ,  $r_{2T}$  – індуктивні та активні опори прямої і зворотної послідовності трансформатора ( $x_{1T} = x_{2T}$ ;  $r_{1T} = r_{2T}$ ), мОм;

$x_{0T}$ ,  $r_{0T}$  – індуктивні та активні опори нульової послідовності силового трансформатора, мОм;

$x_C$  – індуктивний опір системи, приведений до мережі нижчої напруги, мОм ;

$r_{пер}$  – опір перехідних контактів, мОм.

Виконаєм розрахунок однофазного струму к.з. в точці К1.

Опір  $Z_{\Sigma}^{(1)}$  визначається по (4.40) :

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(8,58 + 8,58 + 25,8 + 2 \cdot 0,44)^2 + (1,95 + 1,95 + 5,7 + 3 \cdot 0,0034)^2} = 44,88 \text{ мОм.}$$

Для точки К1  $Z_n = 0$ , оскільки точка знаходиться на шинах РП НН, струм однофазного к.з. знаходимо по (4.39) :

$$I_{К1}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{44,88}{3}\right)} = 15,44 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів к.з. в інших точках проводимо аналогічним чином. Результати розрахунку зведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок струмів к.з.

| Точка КЗ | $r_{\Sigma} + R_{\partial}$<br>мОм | $x_{\Sigma}$ ,<br>мОм | $z_n$ ,<br>мОм | $I_{кз}^{(3)}$ ,<br>кА | $I_{кз}^{(1)}$ ,<br>кА | $k_{y\partial}$ | $i_{y\partial}$ ,<br>кА |
|----------|------------------------------------|-----------------------|----------------|------------------------|------------------------|-----------------|-------------------------|
| К1       | 6,72                               | 9,2                   | -              | 20,3                   | 15,44                  | 1,48            | 42,5                    |
| К2       | 7,05                               | 9,3                   | -              | 19,8                   | 15,4                   | 1,44            | 40,2                    |
| К3       | 22,66                              | 12,5                  | 52             | 8,9                    | 3,45                   | 1,03            | 13,01                   |
| К4       | 34,23                              | 14,9                  | 82             | 6,18                   | 2,39                   | 1,01            | 8,84                    |

#### 4.5 Вибір і перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

В якості комутаційно-захисних апаратів в мережі 0,4 кВ електроприводного компресорного цеху застосовуються автоматичні вимикачі.

Розглянемо вибір автоматичних вимикачів для ділянки: починаючи від вводу трансформатора, далі по відходящій лінії, що живить РП, і захист електродвигуна, приєднаного до РП.

Фрагмент ділянки, що захищається, представлений на рис. 4.2.

Вибір автоматичних вимикачів здійснюється за наступними умовами:

1. Відповідність номінальної напруги вимикача  $U_{H.B.}$  номінальній напрузі мережі  $U_{H.M.}$ :

$$U_{H.B.} \geq U_{H.M.} \quad (4.41)$$

2. Відповідність номінального струму вимикача розрахунковому струму кола, що захищається :

$$I_{H.P} \geq I_p \quad (4.42)$$

4. Струмова відсічка автоматичного вимикача налаштовується від пікових струмів електроприймача :

$$I_{c.g} \geq 1,05 \cdot k_3 \cdot k_a \cdot k_p \cdot I_{ник} = k_n \cdot I_{ник}, \quad (4.43)$$

де  $k_n$  – коефіцієнт надійності налаштування;

1,05 – коефіцієнт, що враховує, що в нормальному режимі напруга може бути на 5% вище за номінальну напругу електроприймачів;

$k_3$  – коефіцієнт запасу;

$k_a$  – коефіцієнт, що враховує наявність аперіодичної складової в піковому струмі електроприймача;

$k_p$  – коефіцієнт, що враховує можливий розкид струму спрацьовування відсічки відносно уставки.

Значень коефіцієнтів беремо з [8].

Величина пікового струму залежить від виду електроприймача. Так для захисту електродвигуна цей струм є пусковим:

$$I_{\text{пик}} = k_n \cdot I_{\text{н.дв}}, \quad (4.44)$$

де  $k_n$  – кратність пускового струму електродвигуна;

$I_{\text{н.дв}}$  – номінальний струм електродвигуна, А.

Для захисту групи електродвигунів :

$$I_{\text{пик}} = (k_n - 1) \cdot I_{\text{н.м}} + I_p, \quad (4.45)$$

де  $I_{\text{н.м}}$  – номінальний струм найпотужнішого електродвигуна цієї групи, А;

$I_p$  – розрахунковий струм групи електродвигунів, А.

Для автоматичного вимикача на введенні КТП необхідно коефіцієнтом самозапуску враховувати кидок пікового струму при дії пристрою АВР секційного вимикача :

$$I_{\text{пик}} = k_{\text{сз2}} \cdot I_{\text{на2}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{на1}}, \quad (4.46)$$

де  $k_{\text{сз2}}$  – коефіцієнт самозапуску навантаження, що підключається пристроєм АВР другої секції КТП;

$I_{\text{на2}}$  – післяаварійний струм другої секції, А;

$k_{\text{пр}}$  – коефіцієнт, що враховує збільшення струму двигунів першої секції при провалі напруги внаслідок накидання навантаження другої секції, приймається  $1 \div 1,5$ ;

$I_{\text{на1}}$  – післяаварійний струм першої секції, А.

Піковий струм на шинах КТП або шинопроводі визначається по формулі:

$$I_{\text{пик}} = k_{\text{сз}} \cdot I_p, \quad (4.47)$$

де  $k_{\text{сз}} = 1,2 \div 2,4$  – приймається залежно від співвідношення видів електроприймачів на шинах КТП або шинопроводі.

#### 4. Захист від перевантаження

Для електродвигунів захист від перевантаження вважається ефективним, якщо:

$$I_{\text{с.л}} \leq (1,2 \div 1,4) \cdot I_{\text{н.дв}}. \quad (4.48)$$

Для захисту від перевантаження трансформаторів уставки вибираються виходячи з перевантажувальної здатності трансформатора :

$$I_{c.n} \leq 1,4 \cdot I_{н.тп} . \quad (4.49)$$

#### 5. Вибір часу спрацьовування відсічки

Час спрацьовування відсічки визначається власним часом відключення вимикача, вибраним по каталогу.

Час спрацьовування відсічки автоматичних вимикачів, що захищають групу ЕП (шинопроводи, кабельну мережу з розподільними шафами), секційних і ввідних вимикачів визначається по умові:

$$t_{св} \geq t_{св.п} + \Delta t , \quad (4.50)$$

де  $t_{св.п}$  – найбільший час спрацьовування відсічки попереднього від джерела живлення захисту;

$\Delta t$  – ступінь селективності.

#### 6. Перевірка за умовами стійкості при короткому замиканні.

$$ГКЗ \geq I_{кз}^{(3)} , \quad (4.51)$$

де  $ГКЗ$  – гранична комутаційна здатність вимикача – це максимальне значення струму короткого замикання, яке вимикач здатний включити і відключити кілька разів, залишаючись в справному стані.

#### 7. Перевірка на чутливість відсічки при короткому замиканні.

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мін}^{(1)}}{I_{св}} \geq 1,1 \cdot k_p , \quad (4.42)$$

де  $I_{к.мін}^{(1)}$  – мінімальний струм к.з. у кінці зони, що захищається, кА;

$I_{св}$  – струм спрацьовування відсічки, кА;

$k_p$  – коефіцієнт розкиду спрацьовування відсічки по струму.

Якщо ця умова не виконується, то можна взяти умову по спрацьовуванні від перевантаження:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мін}^{(1)}}{I_{с.п}} \geq 3 . \quad (4.53)$$

### Вибір автоматичних вимикачів

Зробимо вибір автоматичних вимикачів, QF5. Вибираємо з [8] вимикач серії ВА 51-39 з номінальним струмом  $I_{ном.у} = 160$  А,  $I_{н.роз.} = 80$  А, ГКЗ в колі 380В – 75 кА.

Здійснимо перевірку за умовами:

1.  $U_{н.в} = 660$  В  $>$   $U_{н.м} = 380$ В;
2.  $I_{н.в} = 160$  А  $>$   $I_{н.дв} = 74,42$  А;
3.  $I_{н.роз.} = 80$  А  $>$   $I_{н.дв} = 74,2$  А;
4.  $I_{с.в} = 1250$  А  $>$   $2,1 \cdot 7 \cdot 74,42 = 1093,9$  А;
5.  $t_{свQF5} = 0,04$  с.;
6.  $I_{с.н} = 1,15 \cdot 80 = 92$  А  $<$   $1,4 \cdot 74,42 = 104,2$  А;
7.  $ГКЗ = 75$  кА  $>$   $I_{кз}^{(3)} = 6,18$  кА;
8.  $k_{ч} = \frac{2390}{1250} = 1,91 \geq 1,1 \cdot 1,3 = 1,43$ .

Вимикач проходить за усіма вимогами.

Вибираємо з [8] вимикач QF 4 серії ВА 52-39 з номінальним струмом  $I_{ном.в} = 630$ (А),  $I_{н.роз} = 500$  (А), ГКЗ в колі 380 В – 35 кА.

Здійснимо перевірку за умовами:

1.  $U_{н.в} = 660$  В  $>$   $U_{н.м} = 380$  В;
2.  $I_{н.в} = 630$  А  $>$   $I_{н.рп} = 418,98$  А;
3.  $I_{н.роз} = 500$  А  $>$   $I_{н.рп} = 418,98$  А;
4.  $I_{с.в} = 3 \cdot I_{н.роз} = 1500$  А  $>$   $k_n \cdot (k_n - 1) \cdot I_{н.м} + I_{р.рп} = 908,78$  А;
5.  $t_{свQF4} = 0,1$ с  $>$   $t_{свQF5} = 0,04$ с.;
6.  $I_{с.н} = 1,15 \cdot 418,98 = 481,83$  А  $<$   $1,4 \cdot 418,98 = 586,6$  А;
7.  $ГКЗ = 35$  кА  $>$   $I_{кз}^{(3)} = 8,9$  кА;



$$8. k_q = \frac{3450}{1500} = 2,3 > 1,1 \cdot 1,3 = 1,43.$$

Вимикач проходить за усіма вимогами.

Вибираємо з [8] вимикач QF3 серії ВА 53-41 з номінальним струмом  $I_{ном.у} = 630$  А,  $I_{н.роз} = 630$  А, ГКЗ в колі 380 В – 35 кА.

Здійснимо перевірку за умовами:

1.  $U_{н.в} = 660$  В  $> U_{н.м} = 380$  В;
2.  $I_{н.в} = 630$  А  $> I_{н.рп} = 418,98$  А;
4.  $I_{н.роз} = 630$  А  $> I_{н.рп} = 418,98$  А;
4.  $I_{с.в} = 3 \cdot I_{н.роз} = 1890$  А  $> k_n \cdot (k_n - 1) \cdot I_{н.м} + I_{р.рп} = 908,78$  А;
5.  $t_{свQF3} = 0,25$  с  $> t_{свQF4} = 0,1$  с.;
6.  $I_{с.н} = 1,15 \cdot 418,98 = 481,83$  А  $< 1,4 \cdot 418,98 = 586,6$  А;
7.  $ГКЗ = 35$  кА  $> I^{(3)}_{кз} = 8,9$  кА;
8.  $k_q = \frac{3450}{1890} = 1,8 > 1,1 \cdot 1,3 = 1,43.$

Вимикач проходить за усіма вимогами.

Вибираємо з [8] секційний вимикач QF2 типу "Електрон" Э16, з напівпровідниковим реле серії МРТ5, висувного виконання  $I_{н.у} = 1600$  А, номінальний базовий струм  $I_{н.б} = 1250$  А.

Номінальна напруга автоматичного вимикача:

1.  $U_{н.в} = 660$  В  $> U_{н.м} = 380$  В.
2. Номінальний струм МСЗ  
 $I_{н.МТС} = 1,0 \cdot I_{н.б} = 1 \cdot 1250 = 1250$  А  $> I_{н.а2} = 1055,9$  А.
4. Струм спрацювання відсічки  
 $I_{с.в} = 5 \cdot I_{н.МСЗ} = 5 \cdot 1250 = 6250$  А  $> k_{с.з} \cdot k_n \cdot I_{н.а2} = 1,6 \cdot 2,4 \cdot 1055,9 = 4054,7$  А.
4.  $t_{свQF2} = 0,45$  с  $> t_{свQF3} = 0,25$  с.
5.  $I_{с.н} = 1,15 \cdot I_{н.МСЗ} = 1,15 \cdot 1250 = 1437,5$  А  $< 1,4 \cdot 1055,9 = 1478,3$  А.

$$6. I_{K3} = 45 \text{ кА} > I_{кз}^{(3)} = 19,8 \text{ кА}.$$

$$7. k_q = \frac{15400}{6250} = 2,46 > 1,1 \cdot k_p = 1,1 \cdot 1,35 = 1,485.$$

8. Струм спрацювання миттєвого розчеплювача:

$$I_{c.мит.} = 3 \cdot I_{c.в.} = 3 \cdot 6250 = 18750 \text{ А}.$$

Трифазні короткі замикання на шинах КТП відключатимуться без витримки часу.

Аналогічно вибираємо з [8] ввідний автоматичний вимикач КТП QF1 типу "Електрон" Э25 з напівпровідниковим реле серії МРТ5, висувного виконання,  $I_{н.ст.} = 2500 \text{ А}$ , номінальний базовий струм  $I_{н.б.} = 2500 \text{ А}$ .

1. Номінальна напруга автоматичного вимикача:

$$U_{Н.В} = 660 \text{ В} > U_{Н.М} = 380 \text{ В}.$$

2. Розрахунковий струм автоматичного вимикача, що визначається сумою розрахункових струмів секцій КТП

$$I_p = 2111,8 \text{ А}.$$

4. Струм спрацювання захисту від перевантаження:

$$I_{c.n} = 1,15 \cdot I_{н.б.} = 1,15 \cdot 2500 = 2875 \text{ А} > I_p = 2111,8 \text{ А}.$$

4. Струм спрацювання відсічки:

$$I_{c.в} = 5 \cdot I_{н.МСЗ} = 12500 \text{ А} > k_n \cdot (k_{c.з2} \cdot I_{p1} + k_{np} \cdot I_{p2}) = 6166,5 \text{ А}$$

5. Час спрацювання відсічки:

$$t_{свQF1} = 0,7 \text{ с} > t_{свQF2} = 0,45 \text{ с}.$$

$$7. I_{K3} = 65 \text{ кА} > I_{кз}^{(3)} = 20,3 \text{ кА}.$$

$$8. k_q = \frac{15440}{12500} = 1,53 > 1,1 \cdot k_p = 1,1 \cdot 1,35 = 1,485.$$

9. Струм спрацювання миттєвого роз'єднувача:

$$I_{c.мит.} = 2,5 \cdot I_{c.в.} = 2,5 \cdot 12500 = 31250 \text{ А}.$$

Вимикач проходить за усіма вимогами.

Вибір інших автоматичних вимикачів виконаєм аналогічно. Дані розрахунку зведені в додатку Ж.

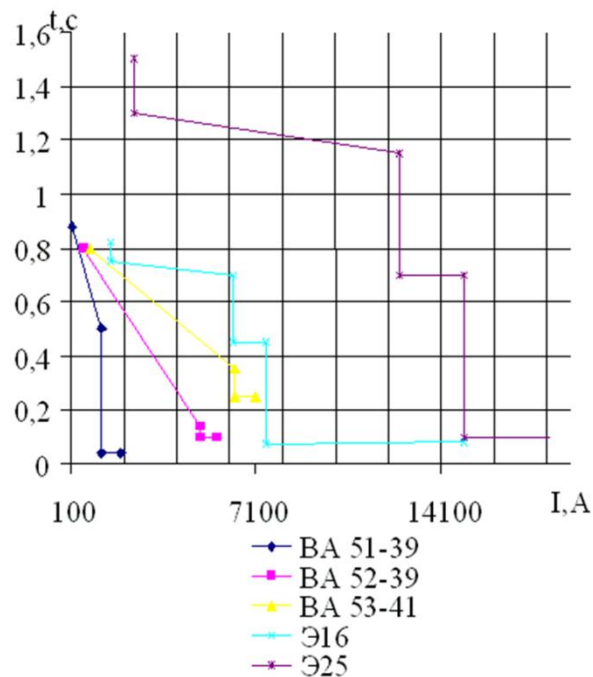


Рисунок 4.4 – Карта селективності

## 4.6 Релейний захист і автоматика

### 4.6.1 Захист цехових трансформаторів

Відповідно до [7] п.4.2.91 "Для ліній в мережах 3-10 кВ з ізольованою нейтраллю (у тому числі і з нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор) мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатозазначених замикань і від однофазних замикань на землю".

Відповідно до [7] п.4.2.93 " На поодиноких лініях з одностороннім живленням від багатозазначених замикань повинен встановлюватися, як правило, двоступінчатий струмовий захист, перший ступінь якого виконаний у вигляді струмової відсічки, а другим – у вигляді максимального струмового захисту з незалежною або залежною характеристикою витримки часу ".

Релейний захист силових трансформаторів цехових КТП виконаний на базі мікропроцесорного пристрою захисту «Сіріус-Л». Використання в пристрої

сучасної мікропроцесорної елементної бази забезпечує високу точність вимірювань і постійність характеристик, що дозволяє істотно підвищити чутливість і швидкодію захисту, а також зменшити ступені селективності. Пристрій може застосовуватися для захисту елементів розподільних мереж як самостійний пристрій, так і спільно з іншими пристроями РЗА. Цей пристрій має увесь необхідний комплекс захистів, а також порт зв'язку з ПК.

Для захисту блоку "Лінія – Трансформатор" цехової КТП використовується двоступінчатий струмовий захист: селективна відсічка з налаштуванням від максимального трифазного замикання на стороні 0,4 кВ трансформатора і МСЗ з витримкою часу, відбудований від кидка струму намагнічення трансформатора. Ставимо захист від однофазних замикань на землю. Розрахунок розглянемо на прикладі блоку лінія W1 – трансформатор T1.

#### 1. Селективна відсічка

Струм спрацьовування селективної відсічки:

$$I_{c.в} \geq K_n \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (4.54)$$

де  $K_n$  – коефіцієнт надійності струмової відсічки, приймаємо  $K_n = 1,05$ ;

$I_{кз}^{(3)}$  – максимальний струм короткого трифазного замикання на стороні 0,4 кВ цехового трансформатора, приведений до напруги 10,5 кВ.

Тоді струм спрацьовування відсічки рівний:

$$I_{c.в} = 1,05 \cdot 6460 = 6783 \text{ А.}$$

Вибираємо трансформатор струму типу ТЛМ-10 з коефіцієнтом трансформації 200/5.

Струм спрацьовування мікропроцесорного реле :

$$I_{c.р.} = \frac{K_{CX} \cdot I_{c.в.}}{K_I}, \quad (4.55)$$

де  $K_{CX}$  – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму, в нашому випадку  $K_{CX} = 1$ ;

$K_I$  – коефіцієнт трансформації ТС, трансформаторів струму марки ТЛМ-10  $K_I = 40$ .

Струм спрацьовування мікропроцесорного реле буде рівний:

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 6783}{40} = 169,58 \text{ А.}$$

2. Максимальний струмовий захист (МСЗ).

МСЗ налаштовується від номінального струму трансформатора Т1. Коефіцієнт самозапуску в цьому випадку приймається 1,4. Знаходимо струм спрацьовування захисту по формулі:

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_{cзн}}{k_n} \cdot I_{роб. max W}, \quad (4.56)$$

де  $k_{cзн}$  – коефіцієнт самозапуска,  $k_{cзн} = 1,4$ ;

$k_n$  – коефіцієнт повернення  $k_n = 0,93 \div 0,97$ .

Струм спрацьовування захисту рівний:

$$I_{c.з.} = \frac{1,05 \cdot 1,4}{0,93} \cdot 85,27 = 134,78 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування мікропроцесорного реле :

$$I_{c.р.} = \frac{K_{CX} \cdot I_{c.з.}}{K_I}. \quad (4.57)$$

Струм спрацьовування мікропроцесорного реле по (4.57) :

$$I_{c.р.} = \frac{1 \cdot 134,78}{40} = 3,37 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості при короткому замиканні в основній зоні дії захисту :

$$K_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (4.58)$$

де  $I_{кз}^{(2)}$  – значення струму двофазного к.з., А.

Таким чином коефіцієнт чутливості рівний:

$$K_q = \frac{5590}{134,78} = 41,47 > 1,5.$$

Витримку часу захисту знаходимо по формулі:

$$t_{c.з.W} = t_{c.з2} + \Delta t, \quad (4.59)$$

де  $t_{c.з2}$  – час спрацьовування попереднього захисту;

$\Delta t$  – ступінь селективності, приймаємо 0,5 с.

Витримка часу для МСЗ рівна:

$$t_{c.з.WI} = 0,7 + 0,5 = 1,2 \text{ с.}$$

Релейний захист силових трансформаторів інших КТП виконаний також на базі мікропроцесорного пристрою захисту "Сіріус-Л", розрахунки зведені в табл.4.6.

Таблиця 4.6 – Уставки релейного захисту силових трансформаторів КТП

| № КТП | Селективне відсічення |             | Максимальний струмовий захист |             |       |              |
|-------|-----------------------|-------------|-------------------------------|-------------|-------|--------------|
|       | $I_{c.в.A}$           | $I_{c.p.A}$ | $I_{c.з.A}$                   | $I_{c.p.A}$ | $K_u$ | $t_{c.з.WC}$ |
| 1     | 6783                  | 169,58      | 134,78                        | 3,37        | 41,47 | 1,2          |
| 2     | 6415,5                | 160,39      | 137,20                        | 3,43        | 38,56 | 1,2          |
| 3     | 6006                  | 150,15      | 77,44                         | 1,94        | 63,92 | 1,2          |
| 4     | 7980                  | 199,50      | 135,38                        | 3,38        | 48,60 | 1,2          |
| 5     | 7182                  | 179,55      | 81,50                         | 2,04        | 72,64 | 1,2          |
| 6     | 7843,5                | 196,09      | 134,91                        | 3,37        | 47,96 | 1,2          |
| 7     | 7350                  | 183,75      | 79,06                         | 1,98        | 76,65 | 1,2          |
| 8     | 5691                  | 142,28      | 80,06                         | 2,00        | 58,58 | 1,2          |

#### 4.6.2 Розрахунок захисту секційного вимикача

Відповідно до [7] п.4.2.129 " На шиноз'єднувальному (секційному) вимикачі 3–35 кВ має бути передбачений двоступінчатий струмовий захист від багатofазних КЗ".

Релейний захист секційного вимикача виконаний на базі мікропроцесорного терміналу "Сіріус-С". Пристрій "Сіріус-С" призначений для виконання функції РЗА і керування сигналізації секційного вимикача 6 – 35 кВ. Цей пристрій має увесь необхідний комплекс захистів і також порт зв'язку з ПК. Пристрій може застосовуватися як самостійно, так і спільно з іншими пристроями релейного захисту.

Функції захисту: селективна відсічка з налаштуванням від максимального трифазного замикання, максимальний струмовий захист, одноступінчатий

струмовий захист від замикань на землю. Функції автоматики: автоматичне включення резерву (АВР); блокування від багатократних включень вимикача.

Основні переваги: малий час готовності, не більше 0,2 с; реалізація функції автоматики різних приєднань в одному пристрої; малі габаритні розміри і маса; дві групи уставок.

#### 1. Селективна відсічка

Струм спрацьовування селективної відсічки по (4.54) :

$$I_{c.v.} = 1,05 \cdot 8390 = 8809,5 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування мікропроцесорного реле (4.55) :

$$I_{c.p.} = \frac{1 \cdot 8809,5}{40} = 220,24 \text{ А.}$$

#### 2. Максимальний струмовий захист (МСЗ)

МСЗ налаштовується від номінального струму на шинах ЦРП. Коефіцієнт самозапуску в цьому випадку приймається 1,4. Знаходимо струм спрацьовування захисту по формулі:

$$I_{c.z.} = \frac{k_n \cdot k_{czn}}{k_n} \cdot I_{роб.маx}, \quad (4.60)$$

де  $k_{czn}$  – коефіцієнт самозапуску,  $k_{czn} = 1,4$ ;

$I_{роб.маx}$  – максимальне значення струму через секційний вимикач, А;

$k_n$  – коефіцієнт повернення  $k_n = 0,93 \div 0,97$ .

Струм спрацьовування захисту рівний:

$$I_{c.z.} = \frac{1,05 \cdot 1,4}{0,93} \cdot 544,29 = 860,33 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування мікропроцесорного реле по (4.57) :

$$I_{c.p.} = \frac{1 \cdot 860,33}{40} = 21,51 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості при короткому замиканні в основній зоні дії захисту по (4.58) :

$$K_q = \frac{7270}{860,33} = 8,45 > 1,5.$$

#### 4. Автоматичне включення резервного живлення (АВР)

Пристрої автоматичного включення резерву (АВР) застосовуються для відновлення живлення споживачів, що втратили живлення шляхом підключення їх до іншого джерела живлення.

Час спрацьовування АВР :

$$t_{ABP} = t_{c.z.max} + \Delta t, \quad (4.61)$$

де  $t_{c.z.max}$  – час спрацьовування максимального захисту, с;

$\Delta t$  – час запасу приймається рівним 0,5-0,7 с.

Час спрацьовування АВР рівний:

$$t_{ABP} = 1,2 + 0,5 = 1,7 \text{ с.}$$



## 5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

### 5.1 Опис компресора

Компресорна установка 5ГЦ1-100/9 призначена для стиснення і перекачування вуглеводневого газу по магістральних газопроводах.

Компресорна установка – відцентрова однокорпусна чотириступінчаста машина з проміжним і кінцевим охолодженням газу, що стискається. Її встановлюють на залізобетонному рамному фундаменті. Корпус компресора складається з циліндра, ротора, пакетних заставних деталей, підшипникових камер, підшипників і фундаментних плит. Циліндр корпусу виготовлений з мідистого чавуну.

Ротор – нерозбірного типу, робочі колеса закріплені на валу на гарячій посадці.

Мультиплікатор – горизонтального типу, з одноступінчатою зубчастою передачею. Корпус – литий з сірого чавуну; деталі зубчастої пари – конструкційної сталі.

Система змащення – циркуляційна примусова, з вільним зливом масла у бак. Масло – турбінне Т30 (ГОСТ 32-74), Т22 (ГОСТ 32-74) або КП-8 (ТУ 38101543-78).

Обігрів виробничих приміщень машинного залу здійснюється за рахунок централізованого опалення, а також за допомогою калориферів, де за допомогою вентиляторів холодне повітря подається на теплообмінник і далі по повітропроводах в приміщення компресорного цеху.

Відцентрові компресори мають невеликі габарити і масу, що приходить на одиницю продуктивності, забезпечують подання стислого газу без пульсацій, в них відсутні поступальні частини, що рухаються, і, отже, відсутні інерційні зусилля, що передаються на фундамент. Стиснення газу відбувається без забруднення його маслом, оскільки в зоні стиснення немає пар, що труться, до яких необхідно було б підводити мастило.

## 5.2 Пуск в хід асинхронного двигуна

При включенні асинхронного двигуна в мережу змінного струму по обмотках його статора і ротора проходять струми, у декілька разів більші від номінальних. Це пояснюється тим, що при нерухомому роторі магнітне поле, що обертається, перетинає його обмотку з великою частотою, рівній частоті обертання магнітного поля в просторі, і індукує в цій обмотці велику ЕРС. Ця ЕРС створює великий струм в колі ротора, що викликає виникнення відповідного струму і в обмотці статора. При збільшенні частоти обертання ротора ковзання зменшується, що призводить до зменшення ЕРС і струму в обмотці статора.

Великий пусковий струм небажаний як для двигуна, так і для джерела, від якого двигун отримує енергію. При частих пусках великий пусковий струм призводить до різкого підвищення температури обмоток двигуна, що може викликати передчасне старіння його ізоляції. У мережі при великих струмах знижується напруга, що робить вплив на роботу інших приймачів енергії, включених в цю ж мережу. Тому прямий пуск двигуна безпосереднім включенням його в мережу допускається тільки у тому випадку, коли потужність двигуна, набагато менше потужності джерела енергії, що живить мережу. Якщо потужність двигуна практично рівна потужності джерела енергії, необхідно зменшити струм, споживаний цим двигуном при пуску. Двигуни з фазним ротором мають дуже хороші пускові властивості. Для зменшення пускового струму обмотку ротора замикають на активний опір, що називається пусковим реостатом.

При включенні такого опору в коло обмотки ротора струм в ньому зменшиться, а, отже, зменшуються струми, як в обмотці статора, так і споживаний двигуном з мережі. При цьому збільшиться активна складова струму ротора і, отже, обертовий момент, що розвивається двигуном при пуску.

Двигун з короткозамкнутим ротором при малій потужності його в порівнянні з потужністю джерела енергії запускають безпосереднім включенням в мережу. При великій же потужності двигуна пусковий струм зменшують, знижуючи прикладену напругу. Для пониження напруги на час пуску двигун включають в мережу через знижуючий автотрансформатор або реактори. При обертанні ротора з нормальною частотою двигун перемикають на повну напругу мережі.

Недоліком такого способу пуску двигуна є різке зменшення пускового моменту. Для зменшення пускового струму в  $N$  разів, необхідно прикладену напругу також зменшити в  $N$  разів, при цьому пусковий момент, пропорційний квадрату напруги, зменшиться в  $N^2$  разів. Таким чином, пониження напруги допустиме при пуску двигуна без навантаження або при малих навантаженнях.

### 5.3 Вибір потужності двигуна для відцентрового компресора

Асинхронні двигуни знаходять усе більш широке застосування. Це пояснюється значними перевагами асинхронних двигунів у порівнянні з синхронними, особливо при малих потужностях машин.

Через те, що для компресора потрібно машину невеликої потужності, то найдоцільніше вибрати асинхронні двигуни з короткозамкнутим ротором внаслідок їх малої вартості в порівнянні з аналогічними синхронними двигунами.

Статична перевантажувальна здатність асинхронного двигуна залежить від мережевої напруги в квадраті, а не лінійно як у синхронного двигуна. Отже, при великих зниженнях напруги мережі робота навантаженого асинхронного двигуна менш стійка, чим синхронного.

Потужність двигуна для відцентрового компресора визначається по формулі:

$$P = \frac{k \cdot Q \cdot B}{1000 \eta_k \cdot \eta_n} \text{ кВт} \quad (5.1)$$

де  $Q$  – продуктивність компресора, м<sup>3</sup>/с;

$B$  – робота, що витрачається на стиснення 1 м<sup>3</sup> газу до заданого робочого тиску, Па;

$\eta_k$  – ККД компресора (приймається рівним 0,6÷0,8);

$\eta_n$  – ККД передачі (0,7÷0,9);

$k_z$  – 1,1 ÷ 1,2;

$B$  – робота, що витрачається на стискування визначається по табл. 5.1:

Таблиця 5.1 – Співвідношення тиску та затраченої роботи на стиснення

| Кінцевий тиск,<br>Па | Робота на стиснення,<br>Дж/м <sup>3</sup> | Кінцевий тиск,<br>Па | Робота на стиснення,<br>Дж/м <sup>3</sup> |
|----------------------|---|----------------------|---|
| $2 \cdot 10^5$       | 71600                                     | $7 \cdot 10^5$       | 224000                                    |
| $3 \cdot 10^5$       | 117300                                    | $8 \cdot 10^5$       | 242000                                    |
| $4 \cdot 10^5$       | 152200                                    | $9 \cdot 10^5$       | 263000                                    |
| $5 \cdot 10^5$       | 179000                                    | $10 \cdot 10^5$      | 273000                                    |
| $6 \cdot 10^5$       | 203000                                    |                      |   |

$$P = \frac{k_z \cdot Q \cdot B}{1000 \eta_k \eta_n} = \frac{1,1 \cdot 1,42 \cdot 117300}{1000 \cdot 0,6 \cdot 0,8} = \frac{183222,6}{480} = 381,71 \text{ кВт.}$$

Вибираємо двигун марки 4АН355М2У3 з короткозамкнутим ротором, з мірою захисту IP 23 і способом охолодження ІСА 01. Станина і щити виконані із сталі. Висота осі обертання 355 мм.

Таблиця 5.2 – Технічні дані асинхронного двигуна

| Тип        | $P_{\text{ном}}, \text{кВт}$ | $U_{\text{ном}}, \text{В}$ | $n_c, \text{об/хв}$ | $\cos \varphi$ | $\frac{M_{\text{п}}}{M_{\text{ном}}}$ | $\frac{M_{\text{max}}}{M_{\text{ном}}}$ | $\frac{I_{\text{п}}}{I_{\text{ном}}}$ |
|------------|------------------------------|----------------------------|---------------------|----------------|---------------------------------------|---|---------------------------------------|
| 4АН355М2У3 | 400                          | 380                        | 3000                | 0,92           | 1                                     | 1,9                                     | 6,5                                   |

Серія 4А є масовою серією АД, розрахованих на застосування в різних областях промисловості. Вона охоплює діапазон номінальних потужностей від 0,06 до 400 кВт і виконані на 17 висотах осі обертання від 50 до 355 мм.

Асинхронні двигуни серії 4А основного виконання призначені для роботи від мережі трифазного змінного струму частотою 50 Гц.

Використовуємо замкнуту схему керування електроприводу.

Замкнуті структури електричного приводу застосовуються в тих випадках, коли вимагається забезпечити рух виконавчих органів робочих машин з високими показниками – великим діапазоном регулювання швидкості і точністю її підтримки, заданою якістю перехідних процесів і точністю зупинки, а також високою економічністю або оптимальним (найкращим) функціонуванням технологічного обладнання і самого електроприводу. Основною ознакою замкнутих структур є таке автоматичне (без участі людини) керування електроприводу, при якому електричний привід якнайкраще виконує свої функції при будь-якому керуванні і зовнішніх збуреннях, діючих на робочу машину або електричний привід.

#### 5.4 Електромеханічна характеристика

Електромеханічна характеристики А.Д. описується виразом:

$$M = \frac{2 \cdot M_{кр} \cdot (1 + \alpha s_{кр})}{s / s_{кр} + s / s_{кр} + 2\alpha \cdot s_{кр}}, \quad (5.2)$$

де  $M$  – момент, що розвивається двигуном;

$M_{кр}$  – критичний момент двигуна;

$S_{кр}$  – критичне ковзання;

$\alpha = \frac{R_1}{\sqrt{R_1^2 \cdot X_k^2}} = 0,8$  – коефіцієнт відношення опорів статора і ротора.

Величини  $M_{кр}$  і  $S_{кр}$  визначаються зі співвідношень:

$$M_{кр} = \frac{3}{2} \cdot \frac{U_{\phi}^2}{\omega_0 \cdot (R_1 + \sqrt{R_1^2 + X_k^2})} = 912,8 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$S_{кр} = \frac{R_p}{\sqrt{R_1^2 + x_k^2}} = 0,134,$$

де  $U_{\phi}$  – фазна напруга живлячої мережі;

$x_k = x_1 + x_2' = 0,162$  – індуктивний опір короткого замикання двигуна;

$x_1$  – індуктивний опір фази статора;

$x_2'$  – приведений до статора індуктивний опір фази ротора;

$R_2'$  – приведений активний опір фази ротора,

$$x_2' = k_e^2 \cdot x_2 = 0,084;$$

$$R_2' = k_e^2 \cdot R_p = 0,02,$$

де  $k_e = 0,95 \frac{E_{2k}}{U_\phi}$  – коефіцієнт приведення.

$$k_t = 1,01; R_1 = 0,016;$$

$$R_{p1} = 0,02; x_2 = 0,082.$$

Електромеханічна характеристики АД на зниженій напрузі описується виразом:

$$M_{\text{зниж.}} = M_{\text{норм.}} \frac{U_{\text{зниж.}}^2}{U_n^2}, \quad (5.3)$$

де  $U_n$  – номінальна напруга живлячої мережі;

$U_{\text{зниж.}}$  – знижена напруга,  $U_{\text{зниж.}} = 0,9 \cdot U_n$ .

Для зручності дані розрахунків зводимо в табл.5.3, потім ґрунтуючись на цих даних, будуємо електромеханічні характеристики.

Таблиця 5.3 – Електромеханічні характеристики двигуна

|   |        |       |        |        |       |       |       |       |
|---|--------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|
|   | 2      | 1,6   | 1,4    | 1,2    | 1,0   | 0,8   | 0,6   | 0,4   |
| $s / s_{kp}$                              | 16.2   | 13    | 11.38  | 9.76   | 8.13  | 6.5   | 5.88  | 3.25  |
| $s_{kp} / s$                              | 0.0615 | 0.077 | 0.088  | 0.1    | 0.123 | 0.15  | 0.205 | 0.31  |
| $M, \text{Н}\cdot\text{м}$                | 107.67 | 133.5 | 152    | 176.2  | 209.7 | 258.7 | 335.5 | 472   |
| $M_{\text{зниж.}}, \text{Н}\cdot\text{м}$ | 87,21  | 108,1 | 123,1  | 142,7  | 170   | 209,5 | 335,5 | 272   |
|   | 0,06   | 0,04  | 0,03   | 0,01   | 0     | 0,2   | 0,1   | 0,08  |
| $s / s_{kp}$                              | 0.48   | 0.33  | 0.24   | 0.081  | 0     | 1.63  | 0.81  | 0.65  |
| $s_{kp} / s$                              | 2.05   | 3.075 | 5.1    | 12.3   | 0     | 0.615 | 1.23  | 1.53  |
| $M, \text{Н}\cdot\text{м}$                | 649.8  | 492   | 390.57 | 141    | 0     | 725.6 | 792.1 | 745.5 |
| $M_{\text{зниж.}}, \text{Н}\cdot\text{м}$ | 604    | 399   | 316,4  | 114,21 | 0     | 587,7 | 641,6 | 745.5 |

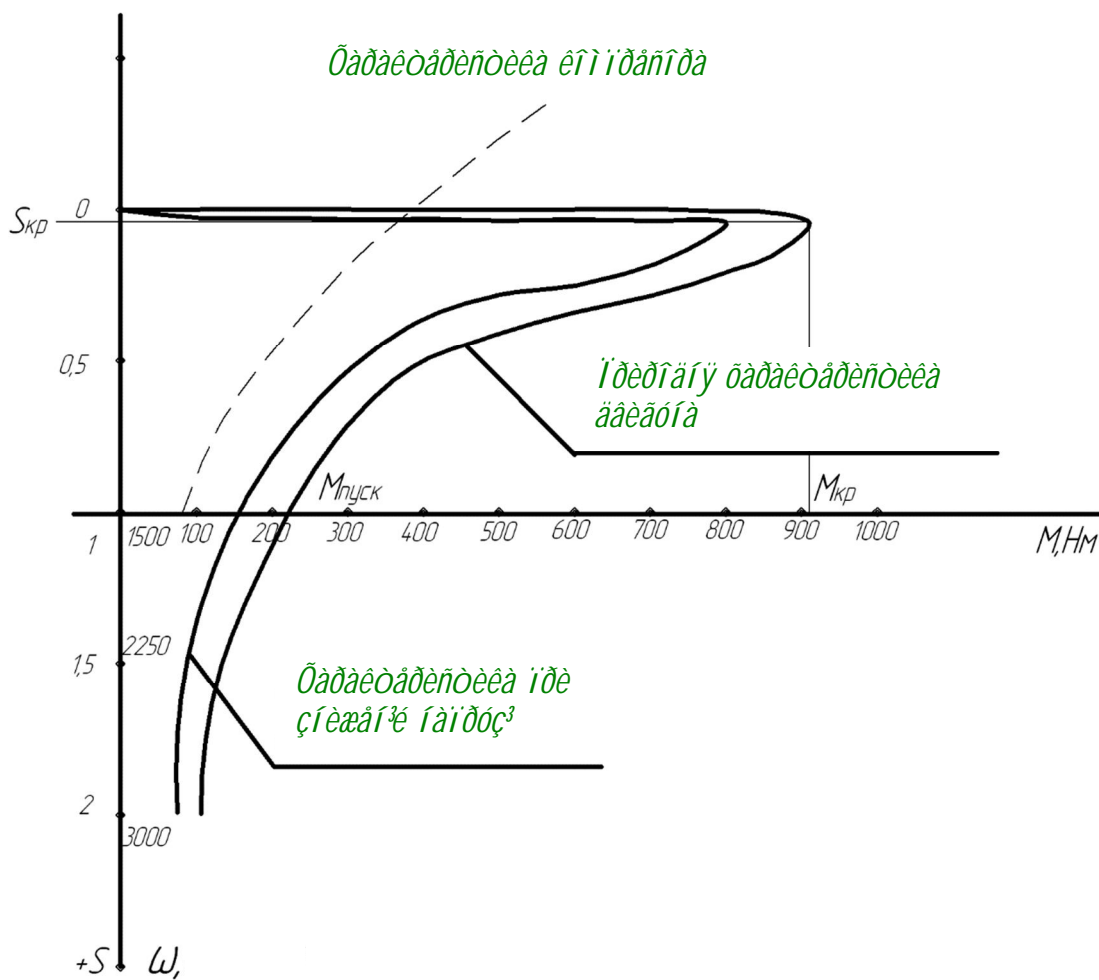


Рисунок 5.1 – Електромеханічна характеристика двигуна

### 5.5 Вибір тиристорного перетворювача частоти

Для схеми керування двигунів великої потужності передбачений тиристорний перетворювач частоти (ТПЧ). ТПЧ призначений для живлення трифазних асинхронних двигунів напругою регульованої амплітуди і частоти, що дозволяє плавно змінювати їх швидкість обертання в діапазоні 1:12 при постійному моменті, рівному номінальному моменту двигуна. Перетворювач забезпечує плавний пуск і частотне гальмування без рекуперації енергії в мережі.

Основні вузли перетворювача – силовий трансформатор, блок керованого випрямляча, інвертор, група вентилів зворотного струму, система керування.

У схемі електроприводу застосовується замкнута система автоматичного регулювання, побудована на принципі порівняння задаючого сигналу по частоті і напрузі з сигналом, пропорційним ЕРС двигуна. Різниця цих сигналів подається на вхід підсилювача, вихідний сигнал якого впливає на систему керування випрямлячем. Для надійної роботи в області нижчих частот застосований блок підзарядки комутуючих конденсаторів, що обмежує мінімальну напругу комутації на рівні 220 В.

На вході перетворювача встановлений силовий трансформатор для узгодження напруги навантаження і живлячої мережі.

Тиристорний перетворювач частоти конструктивно є металевою шафою двостороннього обслуговування, в якій розміщені силовий трансформатор і блоки тиристорів, вентилів, комутаційного обладнання, фільтри, системи керування інвертором, живлення та ін., вверху шафи встановлений вентилятор, в нижній частині – силовий трансформатор. Усі блоки розбиті на функціональні вузли, виконані на друкованих платах.

Перетворювач тиристора ставиться на вході двигуна.

Таблиця 5.4 – Технічні характеристики тиристорного перетворювача

| Тип     | Ном.спожив.<br>потужності.,кВ·А | Ном.потужність<br>на виході.,кВ·А | Гранична потуж.<br>двиг.,кВт | ККД,<br>% | Коефіцієнт<br>потужності | Розміри        | Маса,<br>кг | Термін служби,<br>років |
|---------|---------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------|--------------------------|----------------|-------------|-------------------------|
| ТПЧ-400 | 300                             | 260                               | 400                          | 94        | 0,85                     | 1260×1000×2540 | 1400        | 10                      |



## 6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

### 6.1 Економічне обґрунтування вибору схеми електропостачання

Для обґрунтування вибору варіанту схеми електропостачання необхідно заздалегідь розрахувати:

- основний, супутній і соціальний результати –  $P$ ;
- капітальні вкладення (інвестиції) –  $K$ ;
- поточні витрати (експлуатаційні витрати) –  $B$ ;
- ставку дисконтування  $g$ .

Слід враховувати також ряд особливостей.

Перша полягатиме в тому, що прибуток утворюється в процесі виробництва, передачі і розподілу електроенергії. Тому, для електромережових об'єктів враховується частина загального прибутку енергосистеми від реалізації продукції.

Друга полягає в тому, що по своєму призначенню електромережові об'єкти можуть бути розділені на споруджувані для різних цілей, кожна з яких призводить до збільшення пропускної спроможності мережі, а отже і до утворення додаткового прибутку в енергосистемі.

Мережові об'єкти, що спеціально споруджуються для скорочення втрат або підвищення надійності, на практиці зустрічаються рідко.

Визначення ефективності капітальних вкладень (інвестицій) в ці об'єкти зводиться до того, що скорочення втрат або зниження збитку від недовідпуску електроенергії відповідає збільшенню реалізації і, як наслідок, збільшенню прибутку в енергосистемі.

#### 1. Вартісна оцінка основного результату

Вартісна оцінка основного результату спорудження електричної мережі визначається по формулі:

$$O_{pt} = bj(W - \Pi) + M(Y),$$

де  $b = 0,14$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі;

$j = 0,3$  – доля вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу;

$W = 6444000$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, обумовлене спорудженням електромережевого об'єкту;

$\Pi$  – зміна втрат в мережі;

$M(Y)$  – збільшення прибутку за рахунок підвищення надійності та інших чинників.

Чисельного значення вартості застосовується в долях ( $j$ ) від тарифу, що виділяється на електричні мережі. Для електричної мережі в цілому оцінюється величиною рівною 0,3. Показники відповідають співвідношенню середньозважених показників капітальних вкладень і собівартості на вироблення, передачу і розподіл одного кВт·год електроенергії.

Якщо проєктований електромережевий об'єкт призначений для видачі потужності електростанції або електропостачання вузла навантаження, то  $W$  відповідає електроенергії, що поступає в цей об'єкт, а  $\Pi$  – втратам електроенергії в цьому об'єкті. Якщо об'єкт спорудження в замкнутій мережі і його введення призводить до перерозподілу потоків потужності на сусідніх ділянках мережі, то  $W$  повинне відповідати додатковій електроенергії, яка поступатиме в дану ділянку мережі у зв'язку з введенням проєктованого об'єкту, а  $\Pi$  – зміні втрат в цій мережі (з відповідним знаком) :

Збільшення прибутку може бути викликане підвищенням надійності електропостачання, обумовлене введенням електромережевого об'єкту (зниження збитків від недовідпуску електроенергії або вплив договірного тарифу, залежного від заданої надійності).

## 2. Математичне очікування збитків від перерви в електропостачанні

Математичне очікування збитку від перерви в електропостачанні промислового підприємства може бути приблизно визначене за виразом:

$$M(Y) = y_o \cdot M(W) = 0,6 \cdot 29237,6 = 17542 \text{ грн.},$$

де  $y_o$  — питомий збиток, в грн./кВт·год, величина якого в розрахунках може бути прийнята 0,6 грн./кВт·год;

$M(W)$  – математичне очікування недовідпуску електроенергії споживачам через аварійну перерву в системі електропостачання, кВт·год.

Для двохколової лінії:

$$M(W) = P_p = h_2'' T_{max} + (P_p - P_{p1}) h_2' T_{max},$$

де  $P_{p1}$  – розрахункове активне навантаження споживачів першої категорії, кВт;

$h_1$  – ймовірність аварійної перерви в електропостачанні для одноколової лінії;

$h_2'$  і  $h_2''$  – ймовірність аварійної перерви в електропостачанні для двохколової лінії відповідно для одного і двох кіл.

Для одного кола ймовірність аварійної перерви може бути визначена як сума ймовірності аварійного відключення послідовних елементів кола:

$$h_1 = \sum_{i=1}^n h_i = \frac{\sum_{i=1}^n m_i t_{аві}}{8760},$$

де  $h_i$  – ймовірність аварійного відключення  $i$ -го елементу кола;

$m_i$  – очікуване число ушкоджень  $i$ -го елементу кола за рік, раз/рік;

$t_{аві}$  – число годин аварійного простою  $i$ -го елементу кола за одну відмову, год.

Величини  $m_i$  і  $t_{аві}$  визначаються по довідкових матеріалах. По формулі визначається і ймовірність аварійної перерви для кожного кола двохколової лінії  $h_{1у}$  і  $h_{2у}$ .

Можна приймати:

$$h_{у} = h_{1у} = h_{2у}.$$

Для двохколової лінії ймовірність аварійної відмови однієї лінії :

$$h_2' = (1 - h_{1у}) h_{2у} + (1 - h_{2у}) h_{1у} = 2 h_{у} (1 - h_{у}).$$

Ймовірність аварійної відмови двох кіл одночасно:

$$h_2'' = h_{1у} h_{2у} = h_{у2};$$

$$h_2' = 2 \cdot 0,0007 \cdot (1 - 0,0007) = 0,0014;$$

$$h_1 = \sum_{i=1}^n h_i = \frac{0,6 \cdot 9 + 0,01 \cdot 90}{8760} = 7 \cdot 10^{-4};$$

$$h_2'' = h_{u2} = 49 \cdot 10^{-8};$$

$$\begin{aligned} M(W) &= P_p = h_2'' T_{max} + (P_p - P_{p1}) h_2' T_{max} = \\ &= 4600 \cdot 49 \cdot 10^{-8} + (1074 - 620) \cdot 0,0014 \cdot 4600 = 29237,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

### 3. Вартість річних втрат

Вартість річних втрат електроенергії визначають по формулі:

$$\Pi = \sum_{i=1}^n C_{n,ei} = \gamma \sum_{i=1}^n \Delta W_i = 0,78 \cdot 380000 = 296400 \text{ грн.},$$

де  $\Delta W_i$  – річні втрати електроенергії в елементах схеми, кВт·год.;

$\gamma$  – питома вартість електроенергії (втрат), грн./кВт·год.

Величина  $\gamma$  залежить від тарифів на електроенергію в цій енергосистемі, від режиму споживання електроенергії і може бути визначена виразом:

$$\gamma = \frac{a}{T_p} + b,$$

де  $a=2963$  грн./кВт рік – річна основна ставка двохставкового тарифу за кіловат максимального навантаження;

$b=0,14$  грн./кВт·год. – додаткова ставка двохставкового тарифу за споживану енергію.

Число годин використання максимального навантаження визначається за виразом:

$$T_{max} = \frac{W^{год}}{P_p}.$$

На приріст прибутку можуть впливати також інші чинники, що виникають в результаті оптимізації режиму електростанцій, об'єднаних на паралельну роботу споруджуваною мережею, зниження необхідної встановленої потужності електростанцій і тому подібне.

$$O_{pt} = bj(W - \Pi) + M(Y) = 0,14 \cdot 0,3 \cdot (6444000 - 947700) + 17542 = 248387 \text{ грн.},$$

### 4. Капітальні витрати (інвестиції)

Капітальні витрати на елементи системи електропостачання складаються з витрат на обладнання, будівельні і монтажні роботи :

$$K_i = K_{уст} + K_{буд} + K_m,$$

де  $K_i$  – капітальні витрати на  $i$ -тий елемент схеми електропостачання, тис. грн.;

$K_{уст}$ ,  $K_{буд}$ ,  $K_m$  – відповідно витрати на обладнання, будівельні, монтажні роботи, тис. грн.

Капітальні витрати для даних схем:

$$K = K_{кл} + K_{кмп} + K_{шма},$$

де  $K_{кл}$  – капітальні витрати на кабельну лінію;

$K_{кмп}$  – капітальні витрати на трансформаторну підстанцію;

$K_{шма}$  – капітальні витрати на магістральний шинопровід.

Визначаються капітальні витрати на кабельну лінію для кожного варіанту:

$$1) K_{кл1} = K_{кл.нит.} \cdot l \cdot 1,3 = 876 \cdot 1,4 \cdot 1,3 = 1594 \text{ тис.грн.}$$

$$2) K_{кл1} = K_{кл.нит.} \cdot l \cdot 1,3 = 876 \cdot 1,43 \cdot 1,3 = 1628 \text{ тис.грн.}$$

де  $K_{кл.нит.}$  – питомі витрати на 1 км ліній, тис. грн.;

$l$  – довжина кабельної лінії, км;

1,3 – коефіцієнт, що враховує витрати на будівельні і монтажні роботи (30%).

Аналогічно розраховуються капітальні вкладення в трансформаторні підстанції:

$$1) K_{КТП1} = K_{ТР.} + K_{уст.} + K_{Буд.М} = 1418 + 640 + 195 = 2253 \text{ тис.грн.};$$

$$2) K_{КТП2} = K_{ТР.} + K_{уст.} + K_{Буд.М} = 532 + 640 + 485 = 1657 \text{ тис.грн.}$$

де  $K_{тр}$  – вартість трансформаторів, тис. грн.;

$K_{уст.}$  – витрати на обладнання, тис. грн.;

$K_{Буд.М.}$  – витрати на будівельні і монтажні роботи, тис. грн.

Визначаються капітальні витрати на магістральний шинопровід:

$$1) K_{ШМА1} = (K_{шма.нит.1600} \cdot l + K_{шма.нит.2500} \cdot l) \cdot 1,2 = (1,9 \cdot 24 + 2,85 \cdot 15) \cdot 1,2 = 161 \text{ тис.грн.}$$

$$2) K_{\text{ШМА}2} = (K_{\text{шма.нит.1600}} \cdot l + K_{\text{шма.нит.2500}} \cdot l) \cdot 1,2 = (1,9 \cdot 24 + 2,85 \cdot 72) \cdot 1,2 = 301 \text{ тис.грн.}$$

де  $K_{\text{шма.нит.1600}}$  – питомі витрати на 1 м шинопроводу ШМА-1600, тис. грн.;

$K_{\text{шма.нит.2500}}$  – питомі витрати на 1 м шинопроводу ШМА-2500, тис. грн.;

$l$  – довжина шинопроводу, м;

1,2 – коефіцієнт, що враховує витрати на будівельні і монтажні роботи (20%).

Визначимо повні капітальні витрати для даних схем:

$$1) K_1 = K_{\text{КЛ1}} + K_{\text{КТП1}} + K_{\text{ШМА1}} = 1594 + 2253 + 161 = 4008 \text{ тис.грн.};$$

$$2) K_2 = K_{\text{КЛ2}} + K_{\text{КТП2}} + K_{\text{ШМА2}} = 1628 + 1657 + 301 = 3586 \text{ тис.грн.}$$

Втрати електроенергії в елементах схеми електропостачання для кожного з варіантів визначаються по формулах:

Втрати в кабельній лінії:

### Схема 1

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = \frac{(S_p/2)^2 \cdot 2 \cdot r_o \cdot l}{U^2} \cdot \tau = \frac{(1324/2)^2 \cdot 2 \cdot 0,258 \cdot 1,4}{10^2} \cdot 4600 = 14563 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

### Схема 2

$$\Delta W_{\text{КЛ2}} = \frac{(S_p/2)^2 \cdot 2 \cdot r_o \cdot l}{U^2} \cdot \tau = \frac{(1324/2)^2 \cdot 2 \cdot 0,258 \cdot 1,43}{10^2} \cdot 4600 = 14875 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

де  $S_p$  – розрахункова повна потужність, кВА;

$\tau$  – число годин максимальних втрат;

$U$  – номінальна напруга лінії, кВ;

$r_o$  – питомий опір лінії, Ом/км;

$l$  – довжина лінії, км.

Втрати в трансформаторах:

### Схема 1

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{ТП1}} &= n_m \cdot \Delta P_{\text{x.x}} \cdot T_{\text{вкл}} + n_m \cdot \Delta P_{\text{к.з}} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{\text{нт}}} \right)^2 \tau = \\ &= 2 \cdot 2,9 \cdot 8760 + 2 \cdot 14 \cdot \left( \frac{1324}{1600} \right)^2 \cdot 4600 = 139005 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

**Схема 2**

$$\begin{aligned} \Delta W_{TP2} &= n_m \cdot \Delta P_{x.x} \cdot T_{вкл} + n_m \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{нм}} \right)^2 \tau = \\ &= 2 \cdot 2,05 \cdot 8760 + 2 \cdot 16,5 \cdot \left( \frac{1324}{1600} \right)^2 \cdot 4600 = 139862 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

де  $n_m$  – число окремо працюючих трансформаторів;

$\Delta P_{x.x}$  – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

$T_{вкл}$  – число годин роботи трансформаторів в році, год.;

$\Delta P_{к.з}$  – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

$S_{н.м}$  – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Втрати в магістральному шинопроводі

Оскільки довжина шинопроводу ШМА 1600 однакова для обох схем, втрати електроенергії враховуються тільки для ШМА 2500:

**Схема 1**

$$\begin{aligned} \Delta W_{ШМА1} &= \frac{(S_p/2)^2 \cdot 2 \cdot r_{0ШМА2500} \cdot l}{U^2} \cdot \tau = \\ &= \frac{(1324/2)^2 \cdot 2 \cdot 0,02 \cdot 0,015}{0,38^2} \cdot 4600 = 8376 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

**Схема 2**

$$\begin{aligned} \Delta W_{ШМА2} &= \frac{(S_p/2)^2 \cdot 2 \cdot r_{0ШМА2500} \cdot l}{U^2} \cdot \tau = \\ &= \frac{(1324/2)^2 \cdot 2 \cdot 0,02 \cdot 0,072}{0,38^2} \cdot 4600 = 40206 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

де  $r_{0шма2500}$  – питомий опір шинопроводу ШМА 2500 Ом/км.

Сумарні втрати в схемах електропостачання :

**Схема 1**

$$\sum_{i=1}^n \Delta W_1 = \Delta W_{КЛ1} + \Delta W_{TP1} + \Delta W_{ШМА1} = 14563 + 139005 + 8376 = 161944 \text{ кВт}.$$

**Схема 2**

$$\sum_{i=1}^n \Delta W_2 = \Delta W_{KL2} + \Delta W_{TP2} + \Delta W_{ШМА2} = 14875 + 139862 + 40206 = 194943 \text{ кВт}$$

Визначимо вартість річних втрат електроенергії для варіантів схем електропостачання компресорного цеху :

$$1) C_{n.e} = \sum_{i=1}^n C_{n.ei} = \gamma \sum_{i=1}^n \Delta W_1 = 0,78 \cdot 161944 = 126 \text{ тис.грн.};$$

$$2) C_{n.e} = \sum_{i=1}^n C_{n.ei} = \gamma \sum_{i=1}^n \Delta W_2 = 0,78 \cdot 194943 = 152 \text{ тис.грн.},$$

де  $\Delta W_i$  – річні втрати електроенергії в елементах схеми, кВт·год;

$\gamma$  – питома вартість електроенергії (втрат), грн./кВт·год.

$$\gamma = \frac{a}{T_p} + b = (2936/4600) + 0,14 = 0,78 \text{ грн./кВт·год.},$$

де  $a$  – річна основна ставка двохставкового тарифу за кіловат максимального навантаження, грн./кВт;

$b$  – додаткова ставка двохставкового тарифу за споживану енергію, грн./кВт·год.

Виконаємо розрахунок річних експлуатаційних витрат :

$$1) B = \sum C_{ai} + \sum C_{oi} = 194 + 56 = 250 \text{ тис.грн./рік.};$$

$$2) B = \sum C_{ai} + \sum C_{oi} = 160 + 45 = 205 \text{ тис.грн./рік.},$$

де  $\sum C_{ai}$  – сумарні амортизаційні відрахування по усіх елементах схеми, тис.грн./рік;

$\sum C_{oi}$  – сумарні річні витрати на обслуговування системи електропостачання (заробітна плата працівників, зайнятих обслуговуванням і поточним ремонтом, вартість матеріалів, що витрачається при експлуатації і поточному ремонті), тис.грн./рік.

Величину амортизаційних відрахувань визначаємо по елементах схем електропостачання:

$$1) C_{a1} = \sum_{i=1}^n C_{ai} = \sum_{i=1}^n \frac{H_{ai}}{100} K = \frac{3,4}{100} \cdot 1366 + \frac{6,4}{100} \cdot 2253 + \frac{2,1}{100} \cdot 155 = 194 \text{ тис.грн.};$$



$$2) C_{a2} = \sum_{i=1}^n C_{ai} = \sum_{i=1}^n \frac{H_{ai}}{100} K = \frac{3,4}{100} \cdot 1400 + \frac{6,4}{100} \cdot 1657 + \frac{2,1}{100} \cdot 333 = 160 \text{ тис.грн.},$$

де  $H_{ai}$  – норма амортизації для  $i$ -го елемента схеми електропостачання;  
 $n$  – кількість різнотипних елементів схеми.

Визначаємо витрати на обслуговування і поточний ремонт :

$$1) C_{o1} = \sum_{i=1}^n C_{oi} = \sum_{i=1}^n \frac{H_{oi}}{100} K = \frac{1,5}{100} \cdot 1366 + \frac{1,5}{100} \cdot 2253 + \frac{1,2}{100} \cdot 155 = 56 \text{ тис.грн.};$$

$$2) C_{o2} = \sum_{i=1}^n C_{oi} = \sum_{i=1}^n \frac{H_{oi}}{100} K = \frac{1,5}{100} \cdot 1400 + \frac{1,5}{100} \cdot 1657 + \frac{1,2}{100} \cdot 333 = 45 \text{ тис.грн.},$$

де  $H_{oi}$  – річні нормативні витрат на обслуговування для  $i$ -го елемента схеми електропостачання.

Економічні показники даних схем електропостачання зведені в табл.6.1.

Таблиця 6.1 – Економічні показники схем електропостачання

| № схеми<br>(варіант) | Капітальні<br>витрати<br>тис. грн. | Експлуатаційні<br>витрати<br>тис. грн. в рік | Вартість<br>втрат Е.Е.<br>тис. грн. в рік |
|----------------------|------------------------------------|--|---|
| 1                    | 3586                               | 205  | 152                                       |
| 2                    | 4008                               | 250  | 126                                       |

Як бачимо капітальні вкладення і річні експлуатаційні витрати (поточні витрати) в першому варіанті є найменшими, а отже, схема електропостачання компресорного цеху із застосуванням вбудованої трансформаторної підстанції найбільш економічна і доцільна.

## 6.2 Розрахунок показників економічної ефективності і обґрунтування економічно ефективного варіанту електропостачання

Якщо капітальні вкладення і річні експлуатаційні витрати (поточні витрати) в одному з варіантів опиняються найменшими, то доцільність вибору не викликає сумніву.

Якщо порівнювані варіанти однакові за якістю електропостачання, але розрізняються по термінах служби, то розрахунок ефективного варіанту слід здійснювати по еквівалентному аннуїтету, який враховує різні терміни служби.

Розрахунок аннуїтованих витрат

$$\text{Для першої схеми: } PV = \frac{K \cdot g}{1 - (1 + g)^{-t}} = \frac{3586 \cdot 0,15}{1 - (1 + 0,15)^{-12}} = 537 \text{ тис.грн.}$$

$$\text{Для другої схеми: } PV = \frac{K \cdot g}{1 - (1 + g)^{-t}} = \frac{4008 \cdot 0,15}{1 - (1 + 0,15)^{-12}} = 601 \text{ тис.грн.}$$

де  $K = 3586$  тис.грн. – загальні капітальні витрати;

$g = 0,15$  – процентна ставка;

$t = 12$  – термін служби схеми.

Якщо ж співвідношення величин капітальних витрат і експлуатаційних витрат таке, що відразу не можна зробити висновок про переваги якогось варіанту для вибору одного з них, то слід скористатися наступними показниками економічної ефективності:

1. Чиста дисконтована вартість;
2. Внутрішня норма дохідності інвестицій;
3. Період повернення витрат;
4. Індекс прибутковості.

Розрахунок ефективності інвестицій описує економічні результати, які, як очікується, дадуть вкладені кошти. Виходячи з цих розрахунків, можна вирішити, чи ефективні заплановані інвестиції з чисто економічної точки зору.

Чиста дисконтована вартість (NPV) основний показник (*next present value*), який можна визначити таким чином: поточна вартість грошових надходжень за вирахуванням поточної вартості відтоків.

Надходження грошових коштів розподілене в часі, тому повинно робитися його дисконтування по процентній ставці. Ставка дисконтування або процентна ставка залежить від питомої ваги джерела фінансування і міри дохідності по кожному джерелу. Серйозним чинником при визначенні процентної ставки, використовуваної для дисконтування, є облік ризику. Ризик

в інвестиційному процесі, з'являється у вигляді можливого зменшення реальної віддачі від вкладеного капіталу в порівнянні з очікуваною. У цьому проекті облік ризику можна не робити.

$$\text{Для першої схеми: } NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_n}{(1+g)^n} - K = 26123 \text{ тис.грн.}$$

$$\text{Для другої схеми: } NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_n}{(1+g)^n} - K = 38345 \text{ тис.грн.}$$

де  $P_1, P_2, \dots, P_n$  – річні грошові надходження (основний результат) впродовж  $n$ -років;

$K$  – стартові інвестиції;

$g$  – ставка дисконтування.

Очевидно, що при  $NPV \geq 0$  – проект слід прийняти.

Показник NPV відбиває прогнозну оцінку зміни економічного потенціалу підприємства у разі прийняття даного проекту. Цей показник аддитивний в тимчасовому аспекті, тобто NPV різних проектів можна підсумовувати. Ця дуже важлива властивість, виділяюча цей критерій з усіх інших і, що дозволяє використати його в якості основного при аналізі інвестиційного портфеля.

Абсолютна величина чистого приведенного доходу залежить від двох видів параметрів. Перші характеризують інвестиційний процес об'єктивно. Вони визначаються виробничим процесом (більше продукції – більше виручки, менше витрати – більше прибуток і так далі). До другого виду відноситься єдиний параметр – ставка порівняння.

Розглядаючи властивості чистого приведенного доходу, необхідно звернути увагу ще на одну проблему. Річ у тому, що при високому рівні ставки віддалені платежі роблять малий вплив на величину NPV. В силу цього варіанти, що розрізняються за тривалістю періодів віддачі, можуть виявитися практично рівноцінними по кінцевому економічному ефекту.

### 6.3 Розрахунок електроенергетичної складової собівартості промислової продукції

Визначаємо електроенергетичну складову повної собівартості промислової продукції (собівартість 1 кВт год. корисної споживаної електроенергії) як суму витрат по окремих статтях.

$$C = C_a + C_e + C_{з.п.} + C_{с.п.} + C_m + C_{ін.} = \\ = 160 + 6978 + 5324 + 1384 + 1762 + 2662 = 18270 \text{ тис.грн.},$$

де  $C_a$  – амортизаційні відрахування від вартості основних фондів енергогосподарства підприємства;

$C_e$  – вартість електроенергії, споживаної за рік підприємством;

$C_{з.п.}$  – заробітна плата персоналу електроцеху за рік;

$C_{с.п.}$  – відрахування на соціальні потреби;

$C_m$  – вартість матеріалів, що витрачаються за рік на поточний ремонт і обслуговування електричної частини заводського (цехового) енергогосподарства;

$C_{ін.}$  – інші річні витрати.

#### 1. Амортизаційні відрахування.

Річні амортизаційні відрахування визначаються виходячи з первинної вартості основних фондів електропостачання і відповідних норм амортизації для різних видів основних фондів :

$$C_a = K \cdot H_a = 160 \text{ тис.грн.},$$

де  $H_a$  – норми амортизації для підстанцій (ГПП, ЦП), повітряних ліній, кабельних ліній;

$K$  – капітальні витрати на спорудження підстанцій, повітряних і кабельних ліній, грн.

#### 2. Розрахунок заробітної плати персоналу

Визначається основна заробітна плата працівників, яка включає оплату по тарифних ставках і премії, що виплачуються по почасово-преміальній системі:

$$C_{з.п.}^{осн} = (1 + \beta_{пр}) \Phi \Delta \Sigma N_i \cdot 3_i =$$

$$=(1+0,2) \cdot 2040 \cdot (9 \cdot 55 + 9 \cdot 48,8 + 6 \cdot 44 + 6 \cdot 40,2) = 3524 \text{ тис.грн.}$$

де  $\beta_{np}$  – коефіцієнт, що враховує премії працівників з фонду заробітної ;

$N_i$  – кількість працівників  $i$ -го розряду;

$Z_i$  – годинна тарифна ставка  $i$ -го розряду, грн;

$\Phi_d$  – дійсний річний фонд часу роботи, год .

Визначаємо основну заробітну плату керівників, яка включає оплату посадового окладу і премії, що виплачуються по почасово-преміальній системі:

$$C_{з.н.,к.}^{осн} = (1 + \beta_{np}) \Phi_M \sum N_i O_i =$$

$$=(1+0,2) \cdot 12 \cdot (1 \cdot 25000 + 5 \cdot 17000 + 1 \cdot 15000) = 1800 \text{ тис.грн.,}$$

де  $\beta_{np}$  – коефіцієнт, що враховує премії керівникам з фонду заробітної плати;

$N_i$  – кількість керівників  $i$ -ої посади;

$O_i$  – оклад керівника  $i$ -ої посади, грн;

$\Phi_M$  – дійсний річний фонд часу роботи, міс.

Визначаємо основну заробітну плату електротехнічного персоналу компресорного цеху :

$$C_{з.н.}^{осн} = C_{з.п.р.}^{осн} + C_{з.п.к.}^{осн} = 3524 + 1800 = 5324 \text{ тис.грн.}$$

### 3. Відрахування на соціальне страхування

Визначаємо відрахування на соціальні потреби  $C_{сн}$ , які призначені для виплати пенсій, платежів з тимчасової непрацездатності і фінансування деяких інших соціальних заходів.

$$C_{сн} = a_c \cdot C_{зп} = 0,26 \cdot 5324 = 1384 \text{ тис.грн.,}$$

де  $a_c$  – норматив відрахувань на соціальні потреби, який приймається у розмірі 26% від основної і додаткової заробітної плати.

### 4. Витрати на матеріал

Річну вартість матеріалів, що витрачаються на поточний ремонт і експлуатаційне обслуговування, визначаємо побічно у відсотках до основної заробітної плати працівників по ремонту і обслуговуванню обладнання.

$$C_M = a_M \cdot C_{з.п.р.}^{осн} = 0,5 \cdot 3524 = 1762 \text{ тис.грн.}$$

де  $a_M = 0,5$  – доля витрат на матеріали.

## 6. Інші витрати

Величина інших витрат за рік на електропостачання компресорного цеху може бути визначена побічно по формулі:

$$C_{ін} = a_{ін} \cdot C_{осн\ з.п.р.} = 0,5 \cdot 5324 = 2662 \text{ тис.грн.}$$

Усі вище перелічені витрати розраховуються в цілому за рік по вибраному, економічно ефективному варіанту.

## 6. Вартість річної витрати електроенергії

Вартість електроенергії, споживаної за рік, визначається по тарифах для тієї енергосистеми, де розташовано проєктоване підприємство. Оплата здійснюється за двоставковим тарифом.

Основна плата стягується за заявлену потужність в години максимуму навантаження енергосистеми, а додаткова плата – за спожиту електроенергію:

$$C_e = a \cdot P_{заяв} + b \cdot W_{рік} = 2936 \cdot 1848 + 0,14 \cdot 11088000 = 6978 \text{ тис.грн.}$$

де  $a$  і  $b$  – ставки двохставкового тарифу;

$P_{заяв}$  – заявлена потужність в години максимуму енергосистеми, кВт;

$W_{рік}$  – річна витрата електроенергії, кВт·год.

Результати розрахунків зводимо в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Кошторис річних експлуатаційних витрат

| Ставки                            | Величина | В % до підсумку |
|-----------------------------------|----------|-----------------|
| Основна зарплата робітників       | 3524     | 31,1            |
| Основна зарплата керівників       | 1800     | 15,8            |
| Відрахування на соціальні потреби | 1384     | 12,4            |
| Вартість матеріалів               | 1762     | 15,5            |
| Інші витрати                      | 2662     | 23,5            |
| Амортизаційні відрахування        | 160      | 1,4             |
| Разом                             | 11328    | 100             |

Таблиця 6.3 – Калькуляція собівартості одного споживаного кВт·год електроенергії (електроенергетична складова собівартості продукції)

| Показники і статті витрат                                      | Одиниці вимірювання | При розрахунку по двох - ставковому тарифу |
|--|---------------------|--|
| 1. Кількість електроенергії отримуваної з енергосистеми        | тис. кВт·год        | 11088                                      |
| 2. Річний максимум навантаження підприємства                   | кВт                 | 1848                                       |
| 3. Основна ставка за тарифом за рік                            | грн./кВт            | 2936                                       |
| 4. Додаткова ставка за тарифом                                 | грн./кВт·год        | 0,14                                       |
| 6. Основна плата за тарифом                                    | тис. грн.           | 5426                                       |
| 6. Додаткова плата   | тис. грн.           | 1552                                       |
| 7. Разом плата за електроенергію                               | тис. грн.           | 6978                                       |
| 8. Річні експлуатаційні витрати                                | тис. грн.           | 11328                                      |
| 9. Всього річних витрат  | тис. грн.           | 18306                                      |
| 10. Втрати електроенергії в мережах                            | тис. кВт·год        | 380  |
| 11. Кількість електроенергії, корисно переданої на виробництво | тис. кВт·год        | 30708                                      |
| 12. Собівартість 1 кВт·год корисно споживаної електроенергії   | грн.                | 0,22                                       |

## 7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 7.1 Особливості проектування енергопостачання на компресорній станції

Природний газ є вибухо- і пожежонебезпечною речовиною, а при концентраціях понад 10% може чинити токсичну дію. В процесі очищення природного газу з нього може виділятися газовий конденсат, що містить різні вуглеводневі складові.

Небезпечними і шкідливими виробничими чинниками є:

- обладнання і трубопроводи, які працюють під тиском;
- можливість загазованості повітря робочої зони природним газом (в результаті пошкоджень);
- підвищений рівень шуму;
- теплова дія.

В умовах КС найбільшою небезпекою є можливість утворення вибухонебезпечних сумішей природного газу з повітрям. Найбільш ймовірними причинами утворення вибухонебезпечних концентрацій газових сумішей, а також концентрацій речовин, небезпечних для здоров'я людини, можуть бути:

- нещільність фланцевих з'єднань обладнання і трубопроводів з небезпечними речовинами;
- виділення шкідливих і небезпечних речовин при розбиранні обладнання і трубопроводів при ремонтах;
- викиди речовин при порушеннях технологічного режиму роботи обладнання, недотримання заходів безпеки, передбачених регламентами робіт і інструкціями з експлуатації обладнання.

Найбільш ймовірними причинами вибуху за наявності вибухонебезпечних концентрацій можуть бути:

- застосування при виконанні газонебезпечних робіт іскронебезпечного інструменту;



- виконання робіт в газонебезпечних зонах із застосуванням відкритого вогню при невиконанні правил безпеки;
- несправності електрообладнання, освітлення і захисту від статичної електрики у вибухонебезпечних приміщеннях.

Для забезпечення безаварійної роботи технологічних установок проектом передбачається:

- герметизація обладнання і трубопроводів;
- застосування негорючих матеріалів;
- встановлення сигналізаторів до вибухонебезпечної концентрації газу в приміщеннях нагнітачів з видачею сигналу в диспетчерську і автоматичним включенням аварійно-витяжної вентиляції;
- оснащення технологічного обладнання усіма необхідними засобами контролю, автоматики, запобіжною арматурою, що забезпечують надійність і безаварійність їх роботи;
- дистанційне керування кранами підключення КС до магістрального газопроводу, кранами на свічках скидання тиску в газопроводах;
- аварійне освітлення в приміщеннях ГПА;
- аварійна зупинка КС;
- застосування вибухозахищеного обладнання для вибухонебезпечних зон;
- у вибухонебезпечних приміщеннях передбачаються кабелі з мідними жилами;
- громозахист, заземлення;
- використання сталевих безшовних труб для газопроводів та інших технологічних трубопроводів з обов'язковим гідравлічним випробуванням кожної труби на заводі-виробнику;
- використання зварних з'єднань на газопроводах з пожежовибухонебезпечними і токсичними речовинами;
- використання фасонних сполучних деталей трубопроводів (відведення, трійник, переходи) заводського виготовлення;

- розпізнавальне забарвлення газопроводів та інших технологічних трубопроводів;
- огорожі на перехідних містках і майданчиках обслуговування;
- обгородження частин рухомого обладнання;
- захисні ґрати у всмоктуючих газопроводах нагнітачів.

Основними технічними рішеннями зменшення шумової дії, передбачені проектом, є:

- газоперекачуючі агрегати встановлюються в індивідуальних укриттях і не вимагають постійної присутності обслуговуючого персоналу;
- керування агрегатами здійснюється з операторної, розташованої у будівлі, що розташована окремо;
- у всмоктуючих і вихлопних трактах ГПА передбачені глушники шуму;
- всмоктуючі повітревводи, вихлопні газоходи агрегатів, надземні ділянки газового обладнання нагнітачів покриваються звукоізолюючими матеріалами.

Для захисту органів слуху персоналу при огляді працюючих агрегатів повинні застосовуватися індивідуальні засоби захисту – протишумові антифони, беруші і шлемофони. Для персоналу передбачаються необхідні приміщення (кімната для прийому їжі, приміщення сушки спецодягу, душові та ін.), розташовані у відповідних спорудах.

## **7.2 Особливості проектування пожежної безпеки на компресорній станції**

Проектування, виготовлення, монтаж, наладку, приймання, обслуговування і експлуатацію електроустановок слід проводити відповідно до вимог стандарту, «Правил улаштування і безпечної експлуатації посудин, працюючих під тиском», «Правил облаштування електроустановок», «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів» і «Міжгалузеві правила по охороні праці» і нормативної документації, затвердженої в установленому

порядку. Електроустановки повинні відповідати вимогам в частині категорій виконання по стійкості до кліматичних дій, вони повинні забезпечувати заданий час спрацьовування і нормативної документації, затвердженої в установленому порядку.

Піноутворювачі, які використовуються в електроустановках, повинні відповідати встановленим вимогам. Електроустановки мають бути забезпечені пристроями:

- контролю тиску в заповнених трубопроводах і в імпульсному пристрої;
- перекачування піноутворювача із транспортної ємності;
- автоматичного дозування піноутворювача при його окремому зберіганні;
- подання розчину піноутворювача від пересувної пожежної техніки, що забезпечує максимальну розрахункову витрату і тиск в розрахунковій секції (з вказівкою на дотримання необхідного тиску на автонасосі);
- зливу піноутворювача з ємностей зберігання або його розчину з трубопроводів;
- контролю рівня в ємностях для води, піноутворювача і його розчину.

Електрокерування установками повинно забезпечувати:

- автоматичний пуск робочого насоса;
- автоматичний пуск резервного насоса у разі відмови пуску або невиходу робочого насоса на режим пожежогасіння впродовж встановленого часу;
- автоматичне керування електроприводами замочної арматури;
- автоматичне перемикання кіл керування з робочого на резервне джерело живлення електричною енергією;
- автоматичний пуск насоса-дозатора;
- автоматичний пуск резервного насоса-дозатора у разі невиходу робочого насоса-дозатора на режим роботи впродовж встановленого часу;
- можливість ручного пуску насосів, насосів-дозаторів і електроприводів замочної арматури з приміщень насосної станції.

У приміщенні насосної станції установки має бути передбачена світлова сигналізація:

- про наявність напруги на основному і резервному введеннях електропостачання і замиканні фаз на землю (за викликом);
- про блокування автоматичного пуску насосів і насоса-дозатора;
- про аварійний рівень в резервуарі;
- про аварійний рівень в дренажному приймачі;
- про ушкодження лінії електрокерування замочними пристроями з електроприводом, встановленими на спонукальних трубопроводах вузлів керування дренчерних установок і напірних трубопроводах насосів-дозаторів (з розшифровкою по напрямках).

У приміщенні з персоналом, що здійснює цілодобовий контроль за функціонуванням установки, має бути передбачена світлова і звукова сигналізація:

- про спрацьовування установки (з розшифровкою по напрямках);
- про блокування автоматичного пуску насосів;
- про несправність установки (загальний сигнал про падіння тиску в автоматичному водоживильнику або імпульсному пристрої, про аварійний рівень води в резервуарі або дренажному приймачу, про пошкодження ліній електрокерування замочними пристроями, про зникнення напруги на основному введенні електропостачання);
- про несправність засувки з електроприводом.

Електроустановки мають бути забезпечені запасом пінних зрошувачів або пінотворних пристроїв на підприємстві не менше 10 % від числа змонтованих і не менше 2 % — для проведення випробувань. Забороняється встановлювати замість розкритих і несправних зрошувачів пробки і заглушки, а також зрошувачі діаметром, що не відповідає проекту установки. У місцях, де є небезпека механічного пошкодження пінних зрошувачів, останні мають бути захищені пристроями, що не змінюють їх карту зрошування. В межах одного приміщення, що захищається, мають бути встановлені пінні зрошувачі з вихідними отворами одного діаметру.

У приміщеннях насосної станції пожежогасіння і вузлів керування має бути вивішена принципова схема установки, відповідно до якої нумерують насоси, вузли керування, засувки та інше обладнання. У приміщеннях насосної станції мають бути передбачені робоче та аварійне освітлення, а також телефонний зв'язок з пожежним постом (диспетчерською). Біля місця проведення випробувань або ремонтних робіт мають бути встановлені застережливі знаки «Обережно! Інша небезпека» з пояснюючим написом «Йдуть випробування!», а також вивішені інструкції і правила безпеки. Електроустановки повинні задовольняти вимогам в частині охорони довкілля при експлуатації, технічному обслуговуванні, випробуванні і ремонті.

### **7.3 Вимоги норм проектування інженерно-технічних заходів ЦО (ІТЗ ЦО) до будівництва об'єктів та комунально-енергетичних систем.**

Заходи щодо підвищення стійкості об'єктів господарювання здійснюються відповідно до вимог Норм проектування інженерно-технічних заходів. Норми проектування починають діяти з прийняттям постанови Урядом. Вимоги Норм призначені для того, щоб в умовах надзвичайних ситуацій:

- забезпечити захист населення та знизити масштаби руйнувань (пожеж, затоплень, заражень);
- підвищити стійкість роботи об'єктів господарювання і галузей економіки;
- створити умови для успішного проведення робіт по ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Вимоги Норм проектування реалізуються при проектуванні та забудові міст, будівництві нових промислових підприємств, об'єктів енергетики, транспортних систем, систем водо- та газопостачання, а також при їх реконструкції.

Норми проектування ІТЗ ЦЗ здійснюються диференційовано з урахуванням ролі і важливості міст і об'єктів економіки. Для цього міста

поділяють на групи, а об'єкти – на категорії за такою класифікацією: міста: „Особливої групи”, I, II та III групи; об'єкти господарювання: „Особливої важливості”, I та II категорій. Об'єкти атомної енергетики виділяються в окрему групу.

Для „категорійних” міст і об'єктів з метою реалізації ІТЗ встановлені дві зони: зона можливих слабких руйнувань, де очікується (за прогнозом) надмірний тиск у фронті повітряної ударної хвилі ядерного вибуху  $\Delta P_{\phi} - 10$  кПа, і зона можливих сильних руйнувань, в межах якої очікується  $\Delta P_{\phi} \geq 30$  кПа.

Межа зони сильних руйнувань для міст „особливої”, I, II, III групи пролягає в межах проектної забудови міста, а зони слабких руйнувань – відстані – 7км від межі проектної забудови міста (ПЗМ) (ПЗМ приймається відповідно до затвердженого генерального плану забудови на розрахунковий період. Для об'єктів „особливої важливості” межа зони сильних руйнувань пролягає на відстані 3км від межі проектної забудови об'єкта; слабких – 10км.

### **Вимоги до систем газопостачання**

На багатьох промислових об'єктах газ використовується як паливо, а на хімічних підприємствах - і як сировина. При руйнуванні газових мереж, газ може бути причиною вибуху і пожежі. Для надійного постачання газ повинен подаватися на промислові об'єкти по двох незалежних газопроводах.

Газорозподільні станції необхідно розташовувати за межами території об'єкта. На газовій мережі повинні встановлюватися автоматичні вимикаючі пристрої, що спрацьовують від дії ударної хвилі.

На газопроводах також потрібно встановлювати запірну арматуру і крани, що автоматично перекривають подачу газу при розриві труб, що дозволяє відключати аварійні ділянки /об'єкти/ від загальної мережі газопостачання.

Виконання вимог Норм проектування сприяє не тільки безпечному та безперебійному функціонуванню промислових об'єктів, але і покращенню умов праці та проживання в даному районі.

## 8 ЕКОЛОГІЯ

### 8.1 Актуальність охорони навколишнього середовища

Впровадження у виробництво найновіших досягнень науки і техніки, поява нових технологій, енергоджерел і матеріалів призвели до революційних змін у житті суспільства. Людство вступило в епоху науково-технічної революції, що посилює антропогенний вплив на природу.

Цей вплив має суперечливий характер. У ньому переплітаються позитивні й негативні явища. З одного боку, вдосконалення технологій і зростання виробництва сприяють більш повному задоволенню потреб людей, раціональному користуванню природними ресурсами, збільшенню виробництва продуктів харчування і т. ін. З іншого – забруднюється природне середовище, знищуються ліси, посилюється ерозія ґрунтів, випадають кислотні дощі, зменшується озоновий шар землі, погіршується стан здоров'я людей тощо.

Зростаючі потреби суспільства і виробництва обумовлюють подальше прискорення темпів науково-технічного прогресу. Цілком зрозуміло, що чим вищий історичний етап розвитку суспільства, тим більшою мірою стан природного середовища детермінується цілепокладаючою людською діяльністю. Поглиблення і розширення масштабів такої діяльності можуть призвести до глобальних суперечностей у розвитку цивілізації, які можна подолати лише шляхом проведення докорінних змін у рамках розвитку самого суспільства.

Сучасна екологічна ситуація складалась стихійно в ході діяльності людей, спрямованої на задоволення їхніх потреб. Людина досягла висот сучасної цивілізації завдяки тому, що постійно змінювала природу у відповідності зі своїми цілями. Люди досягали цілей, на які розраховували, але одержували наслідки, яких не чекали.

Науково-технічна революція змінює стосунки людини з природою, створює нові умови її існування, помітно впливає на спосіб її життя і праці.

Використовуючи сучасні засоби виробництва, людство впливає на природу в планетарному масштабі. Різке збільшення масштабів такого впливу загострило проблему передбачення наслідків людської діяльності.

Екологічне прогнозування стало необхідною умовою оптимізації процесу взаємодії суспільства і природи. Тому важливо мати еколого-економічну оцінку науково-технічного прогресу. Ця суперечливість пов'язана з нерівномірністю розвитку різних галузей виробництва, науки і техніки. Подальше вдосконалення техніки має здійснюватись із врахуванням її негативного впливу на стан природного середовища. В умовах структурної перебудови економіки України, заміни застарілої техніки і технології новими відкриваються широкі можливості для помітного зменшення негативного впливу виробничої діяльності на природу.

## **8.2 Вплив газопроводів на навколишнє середовище**

Прямі впливу на ґрунтовий покрив пов'язані з проведенням підготовчих земельних робіт і виражаються в наступному:

- порушення сформованих форм природного рельєфу в результаті виконання різного роду земляних робіт (риття траншей та інших виїмок, відсіпання насипів, планувальні роботи та ін);
- погіршення фізико-механічних і хіміко-біологічних властивостей ґрунтового шару;
- знищення і псування посівів сільськогосподарських культур і сіножатей;
- захламлення ґрунтів відходами будівельних матеріалів, порубкових залишків та ін.;
- техногенних порушеннях мікрорельєфу, викликаних багаторазовим проходженням важкої будівельної техніки.

До негативних впливів на земельні ресурси під час експлуатації газових об'єктів відносяться:



- прямі втрати земельного фонду, що вилучається під розміщення постійних наземних споруд;
- незручності в землекористуванні через поділ сільськогосподарських угідь трасами інженерних комунікацій і автодоріг;
- скорочення сільськогосподарської продукції, пов'язане з довгостроковим вилученням орних земель і погіршення родючих властивостей ґрунту на тимчасово відведених землях.

Джерелом забруднення повітряного басейну при будівництві є:

- вихлопні гази будівельних машин і механізмів, автотранспорту, котелень та пересувних електростанцій на рідкому і газовому паливі;
- дим від двигунів, спалювання залишків деревини та будівельних матеріалів;
- вуглеводні від складів ПММ, автозаправних станцій, паливних баків;
- зварювальні аерозолі від трубозварювальних установок і ручного зварювання.

Джерелом забруднення водних об'єктів при будівництві є побутові, промислові та зливові стоки з майданчиків тимчасового житлового селища, тимчасових об'єктів, з майданчиків технологічних об'єктів.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В результаті виконання дипломної роботи вирішено практичне завдання розробки та впровадження заходів з підвищення надійності електропостачання газоперекачувальної станції.

Отримані наступні результати:

1. Здійснено аналіз принципу роботи, експлуатаційних характеристик, та конструкції компресорних установок.

2. Здійснено аналіз мікропроцесорних блоків для захисту електроенергетичного обладнання газоперекачувальної станції.

3. Проведено визначення розрахункових навантажень (силового та освітлювального), як окремо по цехах, так і в цілому по комплексу.

4. Згідно техніко-економічних розрахунків проведено вибір радіальної схеми електропостачання з двома секціями збірних шин.

5. Проведено розрахунки струмів короткого замикання, відповідно до яких проведено вибір високовольтного та низьковольтного електричного обладнання, раціональні перетини жил проводів і кабелів. Здійснено перевірку всіх ліній згідно перевантажувальної здатності.

6. Проведено вибір методу компенсації реактивної потужності, для зменшення втрат напруги та активної потужності, з використанням конденсаторних установок і здійснено розрахунки для вибору батарей.

7. Для зменшення споживання електричної енергії в період роботи газоперекачувальної станції не на повну потужність, впроваджено схему керування електроприводом компресора за допомогою тиристорних перетворювачів частоти, що дозволить зменшити частоту обертання електроприводу без зниження механічних характеристик.

Запропоновані заходи і розроблена система електропостачання є надійними, економічно обґрунтованими і забезпечать споживачів електроенергією високої якості у повному обсязі.

**ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ**

1. Фёдоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова: Учебное пособие для вузов. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
2. Федоров А. А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / А. А. Федоров, Г. В. Сербиновский: Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1980 г. – 576 с.
3. Краснов М. Н. Пособие по расчёту и проектированию естественного, искусственного и совмещённого освещения / Под общ. ред. М. Н. Краснова. – М. : Стройиздат, 1985. – 383 с.
4. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под общ. ред. Г. М. Кнорринга – Л. : Энергия, 1976. – 383 с.
5. Фёдоров А. А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А. А. Фёдорова. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.
6. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / И. П. Крючков, Н. Н. Кувшинский, Б. Н. Неклепаев: Учеб. пособие для электроэнергетических специальностей вузов 3-е изд., переработанное и дополненное. – М. : Энергия, 1978. – 456 с.
7. Правила устройства электроустановок: 7-е изд., перераб. и дополн. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 776 с.
8. Орлов И. Н. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 2. Использование электрической энергии / Под общ. ред. Профессоров МЭИ: И. Н. Орлова (гл. ред. и др.) 7-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 616 с.
9. Грудинский П. Г. Электротехнический справочник. 5-е изд. / Под общ. ред. Грудинского П. Г. – М. : Энергия, 1975. – 362 с.

10. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения/ В.А. Андреев: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение». – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 1991. – 496 с.: ил.
11. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.– М. : Госэнергоиздат, 2001.– 53 с.
12. РД 16.407– 95.Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт.– М. : Тяжпромэлектропроект, 1995.
13. Князевский Б. А. Охрана труда / Б. А. Князевский, П. А. Долин, Т. П. Марусова и др.: Учебник для студентов вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1982. – 311 с.
14. Собурь С. В. Пожарная безопасность / С. В. Собурь: Курс пожарно-технического минимума: справочник. – 5-е изд, доп (с изм) . – М. : Спецтехника, 2001. – 448 с.
15. Инструкция по эксплуатации автоматического пожаротушения / Разработана техническим комитетом по стандартизации МТК 274/643 «Пожарная безопасность» от 5 июля 1995 г. № 347.
16. РД.34.20.801. Инструкция по расследованию и учёту технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, эл. и тепловых сетей – 2000.– Спб.: Издательство ДЕАН, 2002. – 32 с.
17. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
18. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258 ] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
19. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

**ДОДАТКИ**

## Додаток А

### Характеристики споживачів електричної енергії компресорної станції

Таблиця А1 – Характеристики споживачів електричної енергії компресорної станції

| Найменування обладнання               | К-ть шт. | $P_n$ кВт | $U_n$ В | Катег. надій. |
|---------------------------------------|----------|-----------|---------|---------------|
| 1                                     | 2        | 3         | 4       | 5             |
| <b>Цех №1</b>                         |          |           |         |               |
| Компресор 5ГЦ1-100/9                  | 2        | 380       | ~380    | І             |
| Насос ЭМНУ                            | 2        | 55        | ~380    | І             |
| Пусковий ЭМН                          | 2        | 45        | ~380    | І             |
| Насос маслопрокачки                   | 4        | 5,5       | ~380    | І             |
| Валоповоротний пристрій               | 4        | 3         | ~380    | І             |
| Вентилятор відсмоктування             | 2        | 30        | ~380    | І             |
| Електрозасувка аварійного зливу масла | 4        | 0,87      | ~380    | І             |
| Електродвигун АВО масла               | 5        | 5,5       | ~380    | І             |
| Маслопідігрівач                       | 5        | 12,5      | ~380    | І             |
| Підігрівання трубопроводів АВО масла  | 5        | 12        | ~380    | І             |
| Електрозасувка системи ППТ            | 4        | 0,37      | ~380    | І             |
| <b>Ремонтно-експлуатаційний блок</b>  |          |           |         |               |
| Фрезерний верстат                     | 1        | 4,5       | ~380    | ІІ            |
| Токарний верстат                      | 1        | 12        | ~380    | ІІ            |
| Токарний верстат                      | 1        | 12        | ~380    | ІІ            |
| Свердлильний верстат                  | 1        | 3         | ~380    | ІІ            |
| Заточувальний верстат                 | 1        | 1,7       | ~380    | ІІ            |
| <b>Насосна масла (склад ГЗМ)</b>      |          |           |         |               |
| Електродвигун центрифуги ПСМ          | 2        | 5,5       | ~380    | І             |
| Насос                                 | 3        | 7,5       | ~380    | І             |
| Підігрівач ємності                    | 1        | 4         | ~380    | І             |
| <b>Бокс системи пінопожежогасіння</b> |          |           |         |               |
| Насос                                 | 1        | 37        | ~380    | ІІ            |
| Електрозасувка                        | 1        | 0,45      | ~380    | ІІ            |

## Продовження таблиці А1

| 1  | 2 | 3    | 4    | 5  |
|--|---|------|------|----|
| Система припливної і витяжної вентиляції |   |      |      |    |
| П - 1 – П - 3                            | 3 | 30   | ~380 | II |
| П - 4 (Завіса воріт)                     | 2 | 15   | ~380 | II |
| П - 5                                    | 1 | 7,5  | ~380 | II |
| У - 1 – В - 8                            | 8 | 1,1  | ~380 | II |
| У - 9                                    | 1 | 11   | ~380 | II |
| Цех №2                                   |   |      |      |    |
| Компресор 5ГЦ1-100/9                     | 1 | 380  | ~380 | I  |
| Насос ЭМНУ                               | 4 | 55   | ~380 | I  |
| Пусковий ЭМН                             | 4 | 40   | ~380 | I  |
| Насос маслопрокачки                      | 4 | 5,5  | ~380 | I  |
| Валоповоротний пристрій                  | 4 | 3    | ~380 | I  |
| Вентилятор відсмоктування                | 4 | 30   | ~380 | I  |
| Електрозасувка аварійного зливу масла    | 4 | 0,4  | ~380 | I  |
| Електродвигун АВО масла                  | 6 | 5,5  | ~380 | I  |
| Маслопідігрівач                          | 4 | 12   | ~380 | I  |
| Підігрівання трубопроводів АВО масла     | 4 | 12   | ~380 | I  |
| Електрозасувка системи ПШТ               | 4 | 0,37 | ~380 | I  |
| Ремонтно - експлуатаційний блок          |   |      |      |    |
| Фрезерний верстат                        | 1 | 4,5  | ~380 | II |
| Токарний верстат                         | 1 | 12   | ~380 | II |
| Токарний верстат                         | 1 | 12   | ~380 | II |
| Свердильний верстат                      | 1 | 3    | ~380 | II |
| Заточувальний верстат                    | 1 | 1,7  | ~380 | II |
| Насосна масла (склад ГЗМ)                |   |      |      |    |
| Електродвигун центрифуги ПСМ             | 2 | 5,5  | ~380 | I  |
| Насос                                    | 3 | 7,5  | ~380 | I  |
| Підігрівач ємності                       | 1 | 4    | ~380 | I  |
| Бокс системи пінопожежогасіння           |   |      |      |    |
| Насос                                    | 1 | 37   | ~380 | II |
| Електрозасувка                           | 1 | 0,45 | ~380 | II |

## Продовження таблиці А1

| 1  | 2  | 3    | 4    | 5  |
|--|----|------|------|----|
| Система припливної і витяжної вентиляції |    |      |      |    |
| П - 1 – П - 3                            | 3  | 10   | ~380 | II |
| П - 4 (Завіса воріт)                     | 2  | 15   | ~380 | II |
| П - 5                                    | 1  | 7,5  | ~380 | II |
| У - 1 – В - 2; У - 4 – В - 9             | 8  | 1,1  | ~380 | II |
| У - 3                                    | 1  | 0,81 | ~380 | II |
| Цех №3                                   |    |      |      |    |
| Компресор 5ГЦ1-100/9                     | 1  | 380  | ~380 | I  |
| Пусковий маслonaсос                      | 2  | 75   | ~380 | I  |
| Гвинтовий маслonaсос                     | 3  | 22   | ~380 | I  |
| Валоповоротний пристрій                  | 6  | 3    | ~380 | I  |
| Сепаратор маслобака                      | 6  | 5,5  | ~380 | I  |
| Насос маслобака                          | 6  | 3    | ~380 | I  |
| Насос системи охолодження масла          | 6  | 3    | ~380 | I  |
| Вентилятор системи охолодження масла     | 36 | 5,5  | ~380 | I  |
| Нагрівачі системи охолодження масла      | 6  | 18   | ~380 | I  |
| Вентилятор відсмоктування повітря        | 12 | 1,5  | ~380 | I  |
| Електрозасувка                           | 30 | 0,55 | ~380 | I  |
| Вентилятор припливний нагнітального залу | 12 | 5,5  | ~380 | I  |
| Вентилятор припливний машинного залу     | 12 | 1,5  | ~380 | I  |
| Вентилятор витяжний нагнітального залу   | 12 | 0,37 | ~380 | I  |
| Вентилятор повітреприготування           | 12 | 7,5  | ~380 | I  |
| Енергоблок                               |    |      |      |    |
| Вентилятор припливний                    | 3  | 2,2  | ~380 | II |
| Вентилятор витяжний                      | 3  | 1,5  | ~380 | II |
| Вентилятор даховий                       | 3  | 3    | ~380 | II |
| Випрямно-зарядний пристрій               | 3  | 25   | ~380 | I  |
| Блок пінопожежогасіння                   |    |      |      |    |
| Насос                                    | 3  | 55   | ~380 | II |
| Насос                                    | 2  | 5,5  | ~380 | II |
| Цех №4                                   |    |      |      |    |
| Компресор 5ГЦ1-100/9                     | 2  | 380  | ~380 | I  |
| Насос ЭМНУ                               | 1  | 55   | ~380 | I  |
| Пусковий ЭМН                             | 1  | 40   | ~380 | I  |
| Насос маслопрокачки                      | 4  | 5,5  | ~380 | I  |
| Валоповоротний пристрій                  | 4  | 3    | ~380 | I  |
| Вентилятор відсмоктування                | 4  | 30   | ~380 | I  |
| Електрозасувка аварійного зливу масла    | 4  | 0,4  | ~380 | I  |



## Продовження таблиці А1

| 1  | 2  | 3    | 4    | 5  |
|--|----|------|------|----|
| Електродвигун АВО масла                  | 24 | 5,5  | ~380 | I  |
| Маслопідігрівач                          | 8  | 12   | ~380 | I  |
| Підігрівання трубопроводів АВО масла     | 4  | 12   | ~380 | I  |
| Електрозасувка системи ППТ               | 4  | 0,37 | ~380 | I  |
| Ремонтно-експлуатаційний блок            |    |      |      |    |
| Фрезерний верстат                        | 1  | 4,5  | ~380 | II |
| Токарний верстат                         | 1  | 12   | ~380 | II |
| Токарний верстат                         | 1  | 12   | ~380 | II |
| Свердильний верстат                      | 1  | 3    | ~380 | II |
| Заточувальний верстат                    | 1  | 1,7  | ~380 | II |
| Насосна масла (склад ГЗМ)                |    |      |      |    |
| Електродвигун центрифуги ПСМ             | 2  | 5,5  | ~380 | I  |
| Насос                                    | 3  | 7,5  | ~380 | I  |
| Підігрівач ємності                       | 1  | 4    | ~380 | I  |
| Бокс системи пінопожежогасіння           |    |      |      |    |
| Насос                                    | 2  | 37   | ~380 | II |
| Електрозасувка                           | 1  | 0,45 | ~380 | II |
| Система припливної і витяжної вентиляції |    |      |      |    |
| П - 1 – П - 3                            | 3  | 30   | ~380 | II |
| П - 4 (Завіса воріт)                     | 2  | 15   | ~380 | II |
| П - 5                                    | 1  | 7,5  | ~380 | II |
| У - 1 – В - 2; У - 4 – В - 9             | 8  | 1,1  | ~380 | II |
| У - 3                                    | 1  | 0,81 | ~380 | II |

**Додаток Б**  
**Тип і технічні дані трансформаторів розташованих в КТП**

Таблиця Б1 – Тип і технічні дані трансформаторів розташованих в КТП

| № КТП | Навантаження на шинах ТП, кВА | Тип трансформатора | $S_{ном, т}$ , кВА | $U_{ВН}$ , кВ | $U_{НН}$ , кВ | $\Delta P_{xx}$ , кВт | $\Delta P_{кз}$ , кВт | $I_{xx}$ , % | $U_{к.з.}$ , % |
|-------|-------------------------------|--------------------|--------------------|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------|--------------|----------------|
| 1     | 1553,16                       | 2×ТМ–1000/10/0,4   | 1000               | 10            | 0,4           | 1,9                   | 12,2                  | 1,4          | 5,5            |
| 2     | 1472,96                       | 2×ТМ–1000/10/0,4   | 1000               | 10            | 0,4           | 1,9                   | 12,2                  | 1,4          | 5,5            |
| 3     | 824,62                        | 2×ТМ–630/10/0,4    | 630                | 10            | 0,4           | 1,15                  | 8,5                   | 2,0          | 5,5            |
| 4     | 1613,49                       | 2×ТМ–1000/10/0,4   | 1000               | 10            | 0,4           | 1,9                   | 12,2                  | 1,4          | 5,5            |
| 5     | 869,42                        | 2×ТМ–630/10/0,4    | 630                | 10            | 0,4           | 1,15                  | 8,5                   | 2,0          | 5,5            |
| 6     | 1600,02                       | 2×ТМ–1000/10/0,4   | 1000               | 10            | 0,4           | 1,9                   | 12,2                  | 1,4          | 5,5            |
| 7     | 842,21                        | 2×ТМ–630/10/0,4    | 630                | 10            | 0,4           | 1,15                  | 8,5                   | 2,0          | 5,5            |
| 8     | 854,13                        | 2×ТМ–630/10/0,4    | 630                | 10            | 0,4           | 1,15                  | 8,5                   | 2,0          | 5,5            |

**Додаток В**  
**Визначення розрахункових навантажень**

Таблиця В1 – Визначення розрахункових навантажень

| Найменування приймача             | $n$<br>шт. | $P_n$<br>кВт | $k_e$ | $\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$ | $n \times P_n$<br>кВт | $k_e \times P_n$<br>кВт | $k_e \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi$<br>кВАр | $n_{ef}$ | $k_p$ | $P_p$ ,<br>кВт | $Q_p$ ,<br>кВАр | $S_p$ ,<br>кВА | $I_p$<br>А |
|-----------------------------------|------------|--------------|-------|--|-----------------------|-------------------------|--|----------|-------|----------------|-----------------|----------------|------------|
| Пусковий маслonaсос               | 1          | 40           | 0,75  | 0,8/0,75                               | 40                    | 30                      | 22,5   | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Гвинтовий маслonaсос              | 2          | 55           | 0,75  | 0,8/0,75                               | 110                   | 82,5                    | 61,875   | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Валоповоротний пристрій           | 1          | 3            | 0,75  | 0,8/0,75                               | 3                     | 2,25                    | 1,69   | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Маслопідігрівач                   | 4          | 12           | 0,7   | 0,8/0,75                               | 48                    | 33,6                    | 25,2   | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Підігрівач АВО масла              | 4          | 12           | 0,7   | 0,8/0,75                               | 48                    | 33,6                    | 25,2   | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Електрозасувка ППТ                | 1          | 0,37         | 0,7   | 0,8/0,75                               | 0,37                  | 0,259                   | 0,194  | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Вентилятор відсмоктування повітря | 1          | 30           | 0,75  | 0,8/0,75                               | 30                    | 22,5                    | 16,88  | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Електрозасувка ав. зливу масла    | 1          | 0,4          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 0,4                   | 0,28                    | 0,21   | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Електродвигун АВО масла           | 6          | 5,5          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 33                    | 24,75                   | 18,56  | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Насос маслопрокачки               | 1          | 5,5          | 0,75  | 0,8/0,75                               | 5,5                   | 4,125                   | 3,09   | –        | –     | –              | –               | –              | –          |
| Разом по РП1– РП4 :               | 88         | –            | –     | –                                      | 1273,08               | 928,88                  | 696,68   | 48       | 1,0   | 928,88         | 696,68          | 1161,1         | 1675,9     |

## Продовження таблиці В1

| Найменування приймача              | $n$<br>шт. | $P_n$<br>кВт | $k_\varepsilon$ | $\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$ | $n \times P_n$<br>кВт | $k_\varepsilon \times P_n$<br>кВт | $k_\varepsilon \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi$<br>кВАр | $n_{\text{эф}}$ | $k_p$ | $P_p$<br>кВт | $Q_p$<br>кВАр | $S_p$<br>кВА | $I_p$<br>А |
|------------------------------------|------------|--------------|-----------------|--|-----------------------|-----------------------------------|--|-----------------|-------|--------------|---------------|--------------|------------|
| Ремотно-експлуатаційний блок (РЕБ) |            |              |                 |  |                       |                                   |  |                 |       |              |               |              |            |
| Фрезерний верстат                  | 1          | 4,5          | 0,14            | 0,5/1,73                               | 4,5                   | 0,63                              | 1,089  | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Токарний верстат                   | 1          | 12           | 0,14            | 0,5/1,73                               | 12                    | 1,68                              | 2,91   | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Токарний верстат                   | 1          | 12           | 0,14            | 0,5/1,73                               | 12                    | 1,68                              | 2,91   | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Свердлильний верстат               | 1          | 4,5          | 0,14            | 0,5/1,73                               | 4,5                   | 0,63                              | 1,089  | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Заточувальний верстат              | 1          | 1,4          | 0,14            | 0,5/1,73                               | 1,4                   | 0,196                             | 0,339  | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Разом по РП5:                      | 5          | —            | —               | —                                      | 34,4                  | 4,82                              | 8,339  | 5,73            | 1,06  | 5,105        | 9,16          | 10,49        | 15,94      |
| Склад ГЗМ                          |            |              |                 |  |                       |                                   |  |                 |       |              |               |              |            |
| Насос                              | 3          | 7,5          | 0,75            | 0,8/0,75                               | 22,5                  | 16,88                             | 12,66  | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Електродвигун<br>центрифуги        | 2          | 5,5          | 0,75            | 0,8/0,75                               | 11                    | 8,25                              | 6,19   | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Насос                              | 1          | 4            | 0,7             | 0,8/0,75                               | 4                     | 2,8                               | 2,1  | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Разом по РП6:                      | 6          | —            | —               | —                                      | 37,5                  | 27,93                             | 20,9   | 10              | 1,0   | 27,93        | 20,9          | 34,91        | 53,03      |
| Блок пінопожежогасіння             |            |              |                 |  |                       |                                   |  |                 |       |              |               |              |            |
| Насос                              | 2          | 37           | 0,7             | 0,8/0,75                               | 74                    | 51,8                              | 38,85  | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Електрозасувка                     | 1          | 0,45         | 0,7             | 0,8/0,75                               | 0,45                  | 0,32                              | 0,24   | —               | —     | —            | —             | —            | —          |
| Разом по РП7:                      | 3          | —            | —               | —                                      | 74,45                 | 52,12                             | 39,09  | 4,02            | 1,06  | 55,24        | 42,99         | 69,99        | 106,36     |

## Продовження таблиці В1

| Найменування приймача                    | $n$<br>шт. | $P_n$<br>кВт | $k_e$ | $\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$ | $n \times P_n$<br>кВт | $k_e \times P_n$<br>кВт | $k_e \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi$<br>кВАр | $n_{ef}$ | $k_p$ | $P_p$ ,<br>кВт | $Q_p$ ,<br>кВАр | $S_p$ ,<br>кВА | $I_p$<br>А |
|--|------------|--------------|-------|--|-----------------------|-------------------------|--|----------|-------|----------------|-----------------|----------------|------------|
| Система припливної і витяжної вентиляції |            |              |       |  |                       |                         |  |          |       |                |                 |                |            |
| П-1                                      | 1          | 30           | 0,7   | 0,8/0,75                               | 30                    | 21                      | 15,75  | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| П-2                                      | 1          | 30           | 0,7   | 0,8/0,75                               | 30                    | 21                      | 15,75  | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| П-3                                      | 1          | 30           | 0,7   | 0,8/0,75                               | 30                    | 21                      | 15,75  | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| П-4                                      | 2          | 15           | 0,7   | 0,8/0,75                               | 30                    | 21                      | 15,75  | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| П-5                                      | 1          | 7,5          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 7,5                   | 5,25                    | 3,94   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| У-1                                      | 1          | 1,1          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 1,1                   | 0,77                    | 0,58   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| У-2                                      | 1          | 1,1          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 1,1                   | 0,77                    | 0,58   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| У-3                                      | 1          | 1,81         | 0,7   | 0,8/0,75                               | 1,81                  | 0,57                    | 0,43   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| У-4                                      | 1          | 1,1          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 1,1                   | 0,77                    | 0,58   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| У-5                                      | 1          | 1,1          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 1,1                   | 0,77                    | 0,58   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| У-6                                      | 1          | 1,1          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 1,1                   | 0,77                    | 0,58   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| У-7                                      | 1          | 1,1          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 1,1                   | 0,77                    | 0,58   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| У-8                                      | 1          | 1,1          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 1,1                   | 0,77                    | 0,58   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| У-9                                      | 1          | 1,1          | 0,7   | 0,8/0,75                               | 1,1                   | 0,77                    | 0,58   | —        | —     | —              | —               | —              | —          |
| Разом по РП8:                            | 15         | —            | —     | —                                      | 137,11                | 95,98                   | 71,98  | 7,89     | 1,0   | 95,98          | 79,18           | 124,42         | 189,04     |
| Всього по цеху:                          | 117        | —            | 0,63  | —                                      | 1556,5                | 1109,7                  | 836,99   | 56,6     | 1,0   | 1109,7         | 836,99          | 1389,95        | 2111,81    |

## Додаток Г

### Розрахунок кабельної лінії 10 кВ

Таблиця Г1 – Розрахунок кабельних ліній 10 кВ

| Початок траси | Кінець траси | $l$ , м | $N_{KL}$ | $I_p$<br>А | $I_{дон}$<br>А | Марка кабелю | К-ть і переріз жил, мм <sup>2</sup> | $r_0$<br>МОм/м | $x_0$<br>МОм/м | $\Delta U$<br>% |
|---------------|--------------|---------|----------|------------|----------------|--------------|-------------------------------------|----------------|----------------|-----------------|
| ЦРП           | КТП-1        | 720     | W1, W2   | 85,27      | 199            | АПвЭП        | 3×70                                | 0,447          | 0,082          | 0,75            |
| ЦРП           | КТП-2        | 880     | W3, W4   | 86,80      | 199            | АПвЭП        | 3×70                                | 0,447          | 0,082          | 0,93            |
| ЦРП           | КТП-3        | 790     | W5, W6   | 48,99      | 162            | АПвЭП        | 3×50                                | 0,625          | 0,085          | 0,64            |
| ЦРП           | КТП-4        | 285     | W7, W8   | 85,65      | 199            | АПвЭП        | 3×70                                | 0,447          | 0,082          | 0,29            |
| ЦРП           | КТП-5        | 420     | W9, W10  | 51,56      | 162            | АПвЭП        | 3×50                                | 0,625          | 0,085          | 0,36            |
| ЦРП           | КТП-6        | 310     | W11, W12 | 85,35      | 199            | АПвЭП        | 3×70                                | 0,447          | 0,082          | 0,32            |
| ЦРП           | КТП-7        | 380     | W13, W14 | 50,02      | 162            | АПвЭП        | 3×50                                | 0,625          | 0,085          | 0,31            |
| ЦРП           | КТП-8        | 890     | W15, W16 | 50,65      | 162            | АПвЭП        | 3×50                                | 0,625          | 0,085          | 0,75            |

**Додаток Д**  
**Вибір перерізів проводів та жил кабелів**

Таблиця Д1 – Вибір перерізів проводів і жил кабелів

| Найменування         | $P_p$<br>кВт | $I_p$<br>А | $\frac{I_p}{k_{cp} \cdot k_{np}}$<br>А | $I_{доп}$<br>А | Марка | К-ть і<br>переріз<br>жил, мм <sup>2</sup> | $l$ ,<br>м | $r_0$<br>мОм/м | $x_0$<br>мОм/м | $r$<br>мОм | $x$<br>мОм | $\Delta U$<br>% |
|----------------------|--------------|------------|--|----------------|-------|---|------------|----------------|----------------|------------|------------|-----------------|
| 1                    | 2            | 3          | 4                                      | 5              | 6     | 7   | 8          | 9              | 10             | 11         | 12         | 13              |
| КТП 2 - РП 1         | 232,2        | 418,9      | 418,9                                  | 460            | АВВГ  | 4х120                                     | 40         | 0,261          | 0,08           | 10,44      | 3,2        | 2,01            |
| КТП 2 - РП 2         | 232,2        | 418,9      | 418,9                                  | 460            | АВВГ  | 4х120                                     | 50         | 0,261          | 0,08           | 13,05      | 4,0        | 2,15            |
| КТП 2 - РП 3         | 232,2        | 418,9      | 418,9                                  | 460            | АВВГ  | 4х120                                     | 60         | 0,261          | 0,08           | 16,6       | 4,8        | 3,05            |
| КТП 2 - РП 4         | 232,2        | 418,9      | 418,9                                  | 460            | АВВГ  | 4х120                                     | 70         | 0,261          | 0,08           | 18,7       | 5,6        | 3,6             |
| КТП 2 - РП 5         | 5,1          | 15,9       | 16,2                                   | 175            | АВВГ  | 4х50                                      | 60         | 0,625          | 0,085          | 37,5       | 5,1        | 0,55            |
| КТП 2 - РП 6         | 27,9         | 53,0       | 54,1                                   | 210            | АВВГ  | 4х70                                      | 100        | 0,447          | 0,082          | 44,7       | 8,2        | 0,11            |
| КТП 2 - РП 7         | 55,2         | 106,4      | 109,2                                  | 210            | АВВГ  | 4х70                                      | 20         | 0,447          | 0,082          | 8,94       | 1,6        | 1,31            |
| КТП 2 - РП 8         | 95,9         | 189,0      | 193,0                                  | 255            | АВВГ  | 4х95                                      | 60         | 0,329          | 0,081          | 19,74      | 4,86       | 1,58            |
| КТП 2 - РП 1         | 232,2        | 418,9      | 418,9                                  | 460            | АВВГ  | 4х120                                     | 40         | 0,261          | 0,08           | 10,44      | 3,2        | 2,01            |
| КТП 2 - РП 2         | 232,2        | 418,9      | 418,9                                  | 460            | АВВГ  | 4х120                                     | 50         | 0,261          | 0,08           | 13,05      | 4          | 3,0             |
| КТП 2 - РП 3         | 232,2        | 418,9      | 418,9                                  | 460            | АВВГ  | 4х120                                     | 60         | 0,261          | 0,08           | 15,66      | 4,8        | 4               |
| КТП 2 - РП 4         | 232,2        | 418,9      | 418,9                                  | 460            | АВВГ  | 4х120                                     | 70         | 0,261          | 0,08           | 18,27      | 5,6        | 4,2             |
| КТП 2 - РП 5         | 5,1          | 15,9       | 16,2                                   | 175            | АВВГ  | 4х50                                      | 60         | 0,625          | 0,085          | 37,5       | 5,1        | 0,55            |
| КТП 2 - РП 6         | 27,9         | 53,0       | 54,1                                   | 210            | АВВГ  | 4х70                                      | 100        | 0,447          | 0,082          | 44,7       | 8,2        | 0,11            |
| КТП 2 - РП 7         | 55,2         | 106,4      | 109,2                                  | 210            | АВВГ  | 4х70                                      | 20         | 0,447          | 0,082          | 8,94       | 1,64       | 1,31            |
| КТП 2 - РП 8         | 95,9         | 189,0      | 193                                    | 255            | АВВГ  | 4х95                                      | 60         | 0,329          | 0,081          | 19,74      | 4,86       | 1,58            |
| Гвинтовий маслонасос | 55           | 83,7       | 87,1                                   | 255            | АВВГ  | 4х95                                      | 20         | 0,329          | 0,081          | 6,58       | 1,62       | 0,42            |
| Пусковий маслонасос  | 40           | 61,14      | 63,3                                   | 175            | АВВГ  | 4х50                                      | 25         | 0,625          | 0,085          | 15,63      | 2,125      | 0,38            |

Продовення таблиці Д1

| 1                             | 2     | 3     | 4     | 5   | 6    | 7      | 8  | 9     | 10    | 11    | 12   | 13   |
|-------------------------------|-------|-------|-------|-----|------|--------|----|-------|-------|-------|------|------|
| Насос маслопрокачки           | 5,5   | 7,48  | 7,79  | 115 | АВВГ | 4x25   | 25 | 1,25  | 0,091 | 31,25 | 2,28 | 0,85 |
| Валоповоротний пристрій       | 3     | 4,07  | 4,24  | 175 | АВВГ | 4x50   | 15 | 0,625 | 0,085 | 9,38  | 1,28 | 0,01 |
| Вентилятор відсмоктування     | 30    | 40,7  | 42,4  | 175 | АВВГ | 4x50   | 16 | 0,625 | 0,085 | 10,0  | 1,36 | 0,17 |
| Електрозасувка ав. зливу мала | 0,4   | 0,61  | 0,63  | 29  | АВВГ | 4x2, 5 | 10 | 12,5  | 0,116 | 125   | 1,16 | 0,04 |
| Електродвигун АВО масла       | 5,5   | 7,83  | 8,13  | 70  | АВВГ | 4x10   | 15 | 3,12  | 0,099 | 46,8  | 1,49 | 0,12 |
| Маслопідігрівач               | 12    | 17,3  | 18,1  | 90  | АВВГ | 4x16   | 20 | 1,95  | 0,095 | 39,0  | 1,9  | 0,6  |
| Підігрівач АВО масла          | 12    | 17,3  | 18,1  | 90  | АВВГ | 4x16   | 15 | 1,95  | 0,095 | 29,25 | 1,43 | 0,17 |
| Електрозасувка ППТ            | 0,37  | 0,56  | 0,59  | 29  | АВВГ | 4x2, 5 | 5  | 12,5  | 0,116 | 62,5  | 0,58 | 0,01 |
| Фрезерний верстат             | 4,5   | 1,99  | 2,07  | 29  | АВВГ | 4x2, 5 | 10 | 12,5  | 0,116 | 125   | 1,16 | 0,1  |
| Токарний верстат              | 12    | 5,31  | 5,53  | 38  | АВВГ | 4x4    | 30 | 7,81  | 0,107 | 234,3 | 3,21 | 0,19 |
| Свердлильний верстат          | 4,5   | 1,33  | 1,39  | 29  | АВВГ | 4x2, 5 | 10 | 12,5  | 0,116 | 125   | 1,16 | 0,1  |
| Заточувальний верстат         | 1,4   | 0,75  | 0,78  | 29  | АВВГ | 4x2, 5 | 6  | 12,5  | 0,116 | 75    | 0,69 | 0,02 |
| Електродвигун центрифуги      | 5,5   | 14,9  | 15,6  | 115 | АВВГ | 4x25   | 5  | 1,25  | 0,091 | 6,25  | 0,46 | 0,01 |
| Насос                         | 7,5   | 30,6  | 31,8  | 175 | АВВГ | 4x50   | 5  | 0,625 | 0,085 | 3,125 | 0,43 | 0,02 |
| Насос                         | 4     | 5,07  | 5,28  | 38  | АВВГ | 4x4    | 5  | 7,81  | 0,107 | 39,05 | 0,54 | 0,12 |
| Насос                         | 37    | 101   | 105   | 210 | АВВГ | 4x70   | 6  | 0,447 | 0,082 | 2,682 | 0,49 | 0,12 |
| Насос                         | 37    | 101   | 105   | 210 | АВВГ | 4x70   | 6  | 0,447 | 0,082 | 2,682 | 0,49 | 0,12 |
| Засувка                       | 0,45  | 0,61  | 0,64  | 29  | АВВГ | 4x2, 5 | 6  | 12,5  | 0,116 | 75    | 0,70 | 0,02 |
| П 1, П 2, П 3                 | 30    | 45,6  | 47,5  | 175 | АВВГ | 4x50   | 12 | 0,625 | 0,085 | 7,5   | 1,02 | 2,3  |
| П 4                           | 15    | 22,3  | 24,4  | 90  | АВВГ | 4x16   | 75 | 1,95  | 0,095 | 146,2 | 7,13 | 0,17 |
| П5                            | 7,5   | 11,4  | 11,9  | 70  | АВВГ | 4x10   | 80 | 3,12  | 0,099 | 249,6 | 7,92 | 2,4  |
| У 1, В 2 – В 9                | 1,1   | 1,67  | 1,74  | 29  | АВВГ | 4x2, 5 | 15 | 12,5  | 0,116 | 187,5 | 1,74 | 0,05 |
| У 3                           | 1,8   | 2,45  | 2,63  | 29  | АВВГ | 4x2, 5 | 30 | 12,5  | 0,116 | 375   | 3,48 | 0,12 |
| Компресор 5ГЦ1-100/9          | 232,2 | 418,9 | 418,9 | 460 | АВВГ | 4x120  | 40 | 0,261 | 0,08  | 10,44 | 3,2  | 2,01 |



## Додаток Е

### Інтегральні параметри меж заземлюючого контура

Таблиця Е1 – Інтегральні параметри меж заземлюючого контура

| Заданий | Потенціал<br>$U$ | Струм<br>$I$ | Опір $R$ | Глибина занурення | Стержень                | Х;У початок прямої | Х;У кінця прямої | Довжина | Радіус<br>$R$ | Число точок |
|---------|------------------|--------------|----------|-------------------|-------------------------|--------------------|------------------|---------|---------------|-------------|
| І       | 16.7             | 4.675        | 3.58     | 0.7               | Контур1                 | 12, 0              | 12, 9            |         | 0.01          | 30          |
|         |                  |              |          |                   | Контур2                 | 12, 9              | 0, 9             |         | 0.01          | 30          |
|         |                  |              |          |                   | Вертикальний стержень 1 | 12, 0              | 12, 0            | 3       | 0.01          | 30          |
|         |                  |              |          |                   | Вертикальний стержень 2 | 12, 9              | 12, 9            | 3       | 0.01          | 30          |
|         |                  |              |          |                   | Вертикальний стержень 3 | 0, 9               | 0, 9             | 3       | 0.01          | 30          |

Симетрія по х: Так

Симетрія по у: Так

**Додаток Ж**  
**Вибір автоматичних вимикачів**

Таблиця Ж1 – Вибір автоматичних вимикачів

| Електроприймач  | $I_p$<br>А | Марка<br>вимикача | $U_{н.в.}$<br>В | $I_{н.в.}$<br>А | $I_{н.р.}$<br>А | $I_{с.о.}$<br>А | $I_{с.п.}$<br>А | $t_{с.о.}$<br>с |
|---|------------|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Введення КТП, I секція                                | 2111,8     | Э25 з РТМ         | 380             | 2500            | 2500            | 12500           | 2875            | 0,7             |
| Введення КТП, II секція                               | 2111,8     | Э25 з РТМ         | 380             | 2500            | 2500            | 12500           | 2875            | 0,7             |
| АВ секційний  | 1055,9     | Э16 з РТМ         | 380             | 1600            | 1250            | 6250            | 1437,5          | 0,45            |
| Компресор   | 418,98     | ВА53-41           | 380             | 630             | 630             | 1890            | 481,83          | 0,25            |
| Гвинтовий маслонасос                                  | 74,42      | ВА53-41           | 380             | 160             | 80              | 1600            | 92              | 0,04            |
| Пусковий маслонасос                                   | 61,14      | ВА51Г31           | 380             | 100             | 63              | 882             | 75,6            | 0,02            |
| Насос маслопрокачки                                   | 7,48       | ВА51-25           | 380             | 25              | 12,5            | 87,5            | 16,8            | 0,02            |
| Валоповоротний пристрій                               | 4,07       | ВА51Г-25          | 380             | 25              | 6,3             | 88              | 7,6             | 0,02            |
| Вентилятор відсмоктування                             | 40,7       | ВА51Г-31          | 380             | 100             | 50              | 700             | 60              | 0,02            |
| Електрозасувка ав. зливу мала                         | 0,61       | ВА51Г-25          | 380             | 25              | 1,25            | 17,5            | 1,5             | 0,02            |
| Електродвигун АВО масла                               | 7,83       | ВА51-25           | 380             | 25              | 12,5            | 87,5            | 16,8            | 0,02            |
| Маслопідігрівач                                       | 17,3       | ВА51-31           | 380             | 100             | 80              | 800             | 100             | 0,02            |
| Підігрівач АВО масла                                  | 17,3       | ВА51-31           | 380             | 100             | 63              | 630             | 85              | 0,02            |
| Електрозасувка ППТ                                    | 0,56       | ВА51-25           | 380             | 16              | 0,6             | 7,2             | 0,84            | 0,04            |
| Ремонтно-експлуатаційни блок і блок пінопожежогасіння | 122,3      | ВА53-41           | 380             | 250             | 160             | 1600            | 200             | 0,1             |
| Склад ГЗМ   | 53,03      | ВА53-41           | 380             | 250             | 160             | 1600            | 200             | 0,1             |
| Система припливної і витяжної вентиляції              | 189,04     | ВА53-41           | 380             | 400             | 400             | 2000            | 500             | 0,1             |

