

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

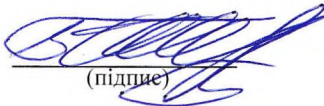
До захисту
Допускається
Завідувач кафедри енергетики та
електротехнічних систем

доцент Чепижний А.В.

ДИПЛОМНА РОБОТА
за магістерським рівнем вищої освіти

На тему: «Аналіз та обґрунтування використання
електроприводу у газоперекачувальному агрегаті»

Виконав


(підпис)

Бакунов О.В.
(прізвище, ініціали)

Група

ЕТЕС 2301-2м

Науковий) керівник:


(підпис)

Кравченко В.О.
(прізвище, ініціали)

Суми – 2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Ступінь вищої освіти «Магістр»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

завідувач кафедри енергетики та
електротехнічних систем

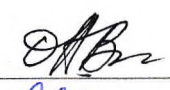
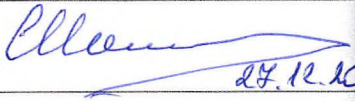
доцент Чепіжний А.В.
(підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

« 10 » _____ 2024 року

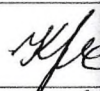
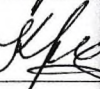
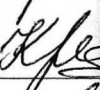


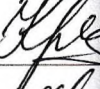
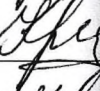
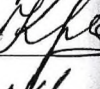
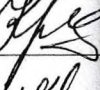

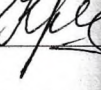
ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ
ЗДОБУВАЧУ ВИЩОЇ ОСВІТИ
Бакунов Олексій Володимирович
(прізвище, ім'я та по батькові)

- Тема роботи:** Аналіз та обґрунтування використання електроприводу у газоперекачувальному агрегаті
керівник роботи: Кравченко Володимир Олексійович, к.ф.-м.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджено наказом по закладу вищої освіти від «26» 02 2024 р. № 572/ос
- Термін подання здобувачем закінченої роботи** «11» 11 2024 р.
- Вихідні дані до роботи** технічні характеристики газотранспортної системи України, нормативні документи для проведення досліджень, стандарти.
- Зміст пояснювальної записки** (перелік питань, що підлягають розробці):
 - 1 Аналіз особливостей організації газотранспортної системи України.
 - 2 Аналіз основних підходів до використання газотурбінного нагнітача на компресорній станції.
 - 3 Особливості модернізації компресорної станції.
 - 4 Охорона праці.
 - 5 Економічне обґрунтування.Висновки та пропозиції.
Список використаної літератури •
Додатки.
- Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:**
Презентаційний матеріал виконаний в програмі Power Point

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата
Охорона праці	Василенко О. О, доц. каф. охор. праці	 27.12.2024
Економічне обґрунтування	ст. викл. Шашин С.В.	 27.12.2024

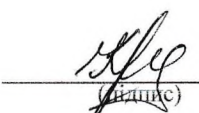
КАЛЕНДАРНИЙ ГРАФІК

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел з обраної тематики	до 15.08.2024 р.	
2	Складання плану роботи	до 23.08.2024 р.	
3	Написання вступу	до 26.08.2024 р.	
4	Підготовка розділу «Розділ 1»	до 28.08.2024 р.	
5	Підготовка розділу «Розділ 2»	до 16.09.2024 р.	
6	Підготовка розділу «Розділ 3»	до 14.10.2024 р.	
7	Підготовка розділу «Розділ 4»	до 21.10.2024 р.	
8	Написання висновків та пропозицій	до 28.10.2024 р.	
9	Подання роботи на перевірку унікальності до експертної ради факультету	до 01.11.2024 р.	
10	Подання роботи на рецензування	до 05.11.2024 р.	
11	Подання до попереднього захисту	до 12.11.2024 р.	

Здобувач вищої освіти

 (Бакунов О.В.)
(прізвище, ініціали)

(Науковий) керівник
дипломної роботи

 (Кравченко В.О.)
(прізвище, ініціали)

Реферат

Аналіз та обґрунтування використання електроприводу у газоперекачувальному агрегаті: Магістерська робота / Бакунов Олексій Володимирович – Суми: СНАУ, 2024- 61 с.

В магістерській роботі було проаналізовано та обґрунтовано доцільність використання електроприводу у газоперекачувальному агрегаті на компресорній станції.

Розглянуто і проаналізовано роботу компресорної станції на базі газоперекачуючого агрегата ГТН-6 та на базі електроприводного газоперекачувального агрегата СТД-4000-2. Обґрунтовано доцільність модернізації компресорної станції шляхом переходу на електроприводні газоперекачувальні агрегати.

Були зроблені розрахунки електричної частини компресорної станції, розрахунок розподільчої силової живлячої мережі, проведено вибір електричного обладнання для заміни газотурбінного газоперекачувального агрегата на електроприводний газоперекачувальний агрегат.

Проведено економічне обґрунтування застосування електроприводного газоперекачувального агрегату на компресорній станції та зроблені всі технічні розрахунки електричної частини компресорної станції для її модернізації.

ЗМІСТ

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ДАНІ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ .	6
1.1 Структура оператора газотранспортної системи України.....	6
1.2 Головні напрямки функціонування ГТСУ	7
1.3 Поточний стан ГТСУ. Технічні характеристики ГТС України (на 2024 рік)	8
РОЗДІЛ 2 ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОТУРБІННОГО НАГНІТАЧА ГТН-6 НА КОМПРЕСОРНІЙ СТАНЦІЇ.....	10
2.1. Основні технічні дані та характеристики	10
2.2. Система автоматичного управління (САУ) газоперекачуючого агрегату	16
РОЗДІЛ 3 МОДЕРНІЗАЦІЯ КС.....	19
Таблиця 3.1 – Характеристика компресорного цеху.....	20
Таблиця 3.1.....	24
Характеристика охолодження газу.....	24
3.2 Розрахунок електричної частини КС-3.....	26
3.2.1 Розрахунок електричних навантажень КС	26
3.3 Розрахунок розподільчої силової живлячої мережі	34
3.4. Вибір електричного обладнання.....	43
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ	47
4.1 Основні поняття про охорону праці та її задачі.....	47
4.2 Охорона праці та довкілля при використанні електродвигуна СТД-4000-2	48
4.3 Охорона довкілля	49
РОЗДІЛ 5 АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КС.....	51
Основні технічні характеристики:	53
Економічні показники:	54
Порівняльний техніко-економічний аналіз роботи компресорної станції	54
ВИСНОВКИ.....	56
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	57

ВСТУП

Енергетична інфраструктура є ключовим елементом функціонування економіки будь-якої країни, а надійне постачання енергії безпосередньо впливає на соціальну та економічну стабільність. Однією з найважливіших складових глобальної енергетики є транспорт газу, який є важливим джерелом енергії як в Україні, так і у світі. Газова інфраструктура України, зокрема система транспортування природного газу, має стратегічне значення як для внутрішнього споживання, так і для міжнародного енергетичного ринку. Україна відіграє ключову роль у транзиті природного газу до країн Європейського Союзу, що робить її важливим учасником європейської енергетичної системи.

Однак, після запуску "Північного потоку-1" і "Північного потоку-2" значна частина транзиту була перенаправлена на ці маршрути. Ситуація загострилася через військові дії в Україні, що призвело до пошкодження газової інфраструктури і зниження попиту на російський газ в Європі через санкції та прагнення ЄС до енергетичної незалежності. Зменшення обсягів транзиту безпосередньо впливає на дохід ГТС, що ускладнює її утримання та модернізацію. ОГТСУ також стикається з потребою в інвестиціях для оновлення інфраструктури та забезпечення надійності поставок.

Повномасштабна війна також завдала серйозних збитків українській ГТС. Були пошкоджені трубопроводи, компресорні станції та інші об'єкти. Ремонт і відновлення потребують значних інвестицій.

Тим не менш Україна активно працює над інтеграцією з європейським енергетичним ринком, включаючи пошук нових постачальників газу (зокрема, реверсні постачання з ЄС) та розвиток альтернативних джерел

енергії. Це допомагає зменшити залежність від російського газу, але потребує часу і ресурсів.

В умовах сучасних глобальних тенденцій до зниження вуглецевих викидів та переходу на відновлювані джерела енергії (ВДЕ), постає необхідність модернізації традиційних енергетичних технологій. Одним з найбільш перспективних напрямків розвитку є заміна газотурбінних установок (ГТУ), які використовуються для транспорту природного газу, на електротурбінні установки (ЕТУ). ГТУ, що працюють на природному газі, є джерелом викидів парникових газів та інших шкідливих речовин. Крім того, залежність від викопних джерел енергії підвищує вартість експлуатації таких установок і створює ризики енергетичної безпеки.

Заміна газотурбінних установок на електротурбінні має декілька важливих цілей. По-перше, це зниження викидів вуглекислого газу (CO_2), що сприяє виконанню міжнародних зобов'язань України у сфері боротьби зі зміною клімату та зниженню негативного впливу на навколишнє середовище. По-друге, впровадження електротурбінних технологій сприяє підвищенню енергоефективності транспортної інфраструктури, оскільки електротурбінні установки мають вищий коефіцієнт корисної дії порівняно з газовими аналогами. По-третє, цей перехід забезпечує можливість інтеграції енергосистеми України з відновлюваними джерелами енергії, зокрема вітровою та сонячною енергетикою, що відповідає глобальній тенденції до "зеленої" енергетики.

Таким чином, перехід на електротурбінні установки є необхідним кроком для модернізації газотранспортної системи України, що не лише підвищить її екологічну ефективність, але й забезпечить довгострокову економічну стабільність і конкурентоспроможність на світовому енергетичному ринку.

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ДАНІ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

1.1 Структура оператора газотранспортної системи України

ТОВ «Оператор газотранспортної системи України» (ГТСУ) забезпечує транспортування природного газу споживачам України та країн Європейського Союзу.

Товариство було створене в 2019 році з метою виконання міжнародних зобов'язань перед Енергетичним Співтовариством щодо забезпечення незалежності оператора газотранспортної системи України. Починаючи з 1 січня 2020 року, ТОВ «Оператор ГТС України» є сертифікованим оператором газотранспортної системи України і є повністю незалежним від вертикально-інтегрованих підприємств. Акціонером ТОВ «Оператор ГТС України» є АТ «Магістральні газопроводи України».

Оператор газотранспортної системи України (ГТСУ) є ключовою ланкою в енергетичній інфраструктурі країни. Його діяльність забезпечує транспортування природного газу через територію України як для внутрішніх потреб, так і для міжнародних споживачів. Основними завданнями та напрямками функціонування оператора є підтримка стабільності газопостачання, забезпечення безпечного транспортування газу, а також інтеграція ГТС до європейських енергетичних ринків.

Оператор ГТС України має головний офіс, де приймаються стратегічні рішення, здійснюється координація та управління усіма процесами. Включаючи підрозділи, що відповідають за ремонт і технічне обслуговування мереж, моніторинг стану трубопроводів, компресорних станцій та інших об'єктів інфраструктури. Центральний вузол управління потоками газу, який координує балансування обсягів та тиску в системі, керує процесом транспортування газу. А також має підрозділи, що

займаються забезпеченням безпеки експлуатації ГТС, дотриманням екологічних стандартів і міжнародних норм.

1.2 Головні напрямки функціонування ГТСУ

ГТСУ виконує транзит газу до Європи, що є важливою частиною енергетичного партнерства між Україною, ЄС та іншими країнами. Вагомий обсяг експорту газу до ЄС проходить саме через Україну. Оператор ГТСУ постійно працює над оновленням та вдосконаленням газопроводів, компресорних станцій та іншої інфраструктури для забезпечення більш ефективного та безпечного транспортування газу.

Станом на сьогоднішній день Україна активно інтегрується до європейських ринків газу, що вимагає дотримання правил ЄС, таких як Третій енергетичний пакет. Це включає дотримання принципів прозорості, недискримінації та створення конкурентного ринку.

Фактично оператор ГТСУ відповідає за балансування газопостачання, тобто контроль за відповідністю обсягів подачі та споживання, щоб уникнути перебоїв. Це включає оперативне реагування на зміни в попиті на газ як в Україні, так і за її межами.

У сучасних умовах безпека є пріоритетним напрямком. ГТСУ активно співпрацює з державними структурами та міжнародними партнерами для захисту інфраструктури від зовнішніх загроз, а також для підтримання стабільності в енергозабезпеченні. Важливим аспектом є дотримання екологічних стандартів є важливою частиною діяльності ГТСУ. Що включає зменшення викидів, енергоефективність та дотримання екологічних норм є частиною стратегії компанії.

Таким чином, Оператор газотранспортної системи України грає вирішальну роль в енергетичній системі країни і забезпечує надійне

транспортування газу в Європу. Його діяльність орієнтована на модернізацію, інтеграцію з ЄС, забезпечення енергетичної безпеки та екологічну відповідність.

1.3 Поточний стан ГТСУ. Технічні характеристики ГТС України (на 2024 рік)

Станом на 2024 рік оператор газотранспортної системи України (ГТСУ) має розвинену мережу газопроводів, компресорних станцій та інших об'єктів інфраструктури, які дозволяють транспортувати значні обсяги природного газу як для внутрішнього споживання, так і для транзиту до Європи. Нижче наведено основні технічні показники ГТС України.

- 1) Загальна довжина газотранспортної системи: приблизно 33 000 км;
- 2) Основні магістральні газопроводи займають значну частину мережі та забезпечують транзитні потоки;
- 3) Кількість компресорних станцій: 57 станцій;
- 4) Загальна потужність компресорного обладнання: близько 7200 МВт;
- 5) Компресорні станції розміщені вздовж головних маршрутів транспортування газу та забезпечують необхідний тиск для ефективного транспортування;
- 6) В Україні функціонує близько 1400 газорозподільних станцій;
- 7) Вони забезпечують стабільний розподіл газу по регіонах України та регулюють тиск для передачі газу кінцевим споживачам;
- 8) Пропускна здатність на західному кордоні для експорту газу до країн ЄС становить до 146 млрд кубометрів на рік;

- 9) Основні пункти виходу – на кордоні з Польщею, Словаччиною, Угорщиною, Румунією та Молдовою.

Всі об'єкти ГТС обладнані сучасними системами моніторингу та контролю, що дозволяє оперативно відслідковувати стан мережі, виявляти можливі витіки чи інші технічні проблеми. Використовуються автоматизовані системи для балансування, що дозволяють забезпечити ефективне управління потоками газу в реальному часі.

В Україні працює 12 підземних сховищ газу (ПСГ), загальною активною ємністю близько 31 млрд кубометрів. ПСГ є стратегічним резервом для забезпечення стабільності поставок у зимовий період, коли попит на газ значно зростає.

Згідно вимог щодо інтеграції з Європейським Союзом ГТСУ здійснює програму модернізації для покращення ефективності та зниження витрат на обслуговування, включаючи заміну старих газопроводів та оновлення компресорних станцій. Використання нових технологій дозволяє зменшити викиди вуглекислого газу та підвищити енергоефективність роботи компресорних станцій. Також ведеться активна робота щодо зниження технологічних втрат газу, а також запровадження екологічних стандартів відповідно до вимог ЄС. Доречним є перехід від використання газотурбінних газоперекачувальних агрегатів (ГПА) до електропривідних ГПА.

Завдяки таким характеристикам, ГТСУ має високий потенціал для забезпечення стабільного газопостачання в Україні та підтримки енергетичної безпеки Європи.

РОЗДІЛ 2 ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОТУРБІННОГО НАГНІТАЧА ГТН-6 НА КОМПРЕСОРНІЙ СТАНЦІЇ

На сьогоднішній день компресорна станція (КС), забезпечена газотурбінною установкою ГТН-6, яка виконує стиснення природного газу для підтримання необхідного тиску в магістральних газопроводах. ГТН-6 використовується як привод компресора, забезпечуючи автономність роботи станції за рахунок спалювання частини перекачуваного газу в якості палива.

2.1. Основні технічні дані та характеристики

Таблиця 2.1

Основні параметри газотурбінної установки (ГТУ)

Найменування параметрів	Значення
Потужність на муфті нагнітача, кВт	6300
Температура газу перед ТВТ при номінальній потужності, °С	760
Ступінь підвищення тиску в компресорі	6
К.к.д. ГТУ при номінальній потужності, %	24
Частота обертання ротора при номінальній потужності, хв ⁻¹	
а) турбокомпресорної групи	6200
б) турбіни низького тиску	6100
Максимально допустима потужність турбіни низького тиску в холодну пору року (при 0 °С та нижче), кВт	7200
Максимально допустима частота обертання ротора, хв ⁻¹	
а) турбокомпресорної групи	6400
б) турбіни низького тиску	6400
Габаритні розміри газотурбінного двигуна з нагнітачем, мм	
довжина	11800
ширина	3200

висота	3900
Маса основних вузлів газотурбінної установки, <i>m</i>	
а) газотурбінного двигуна з нагнітачем, (основний блок), на більш	60
б) турбокомпресорної групи ГТУ (без рами-маслобака, системи регулювання та нагнітача)	33,5
в) нагнітач Н-6-56-2	8,5
г) верхній половині циліндра	4,1
д) ротор компресорної групи	4,6
е) кришки корпусу нагнітача	2,0

Таблиця 2.2

Основні параметри нагнітача н-6-56-2

Найменування параметрів	Значення	
	Перший агрегат	Другий агрегат
Ступінь стиснення	1,22	1,23
Продуктивність, доведена до 20 °С та 760 мм.рт.ст., $нм^3/доб$	$20,0 \cdot 10^6$	$20,0 \cdot 10^6$
Тиск газу (абсолютний), $кгс/см^2$		
а) на вході до нагнітача	37,3	45,5
б) на виході з нагнітача	45,6	56
Температура газу, °С		
а) на вході до нагнітача	15	31,1
б) на виході з нагнітача	31,1	48,8
Мінімально допустима температура газу на вході до нагнітача, °С	мінус 40	мінус 40
Частота обертання ротора, $хв^{-1}$	6100	6170
Об'ємна продуктивність при робочих умовах на вході, $м^3/хв$	353	303
Політропичеський к.к.д., %	85	85

Мінімально допустима об'ємна продуктивність, $m^3/xв$		
а) при $n=6400 xв^{-1}$	190	160
б) при $n=4600 xв^{-1}$	110	100

Газотурбінна установка (ГТУ) типу ГТН-6 виконана по схемі простого відкритого циклу без регенерації тепла. Обертання роторів турбіни приводу компресора (турбіна високого тиску - ТВТ) та турбіни приводу нагнітача (турбіни низького тиску – ТНТ) незалежне.

Нагнітач природного газу являє собою одноступеневий відцентрований компресор, безпосередньо що приводиться ТНТ газотурбінною установкою.

Газоперекачувальний агрегат типу ГТН-6 може працювати при наступних варіантах підключення нагнітача до газопроводу:

- Послідовно групи нагнітачів (не більше трьох);
- Паралельно одиночних або груп послідовно включених нагнітачів.

Конструкція агрегату забезпечує запуск та зупинку під повним тиском всмоктування в корпусі нагнітача.

Нормальна робота агрегату забезпечується при температурі зовнішнього повітря від мінус 50 °С до плюс 40 °С.

Конструкція агрегату допускає зміну частоти обертання ротору нагнітача (турбіни низького тиску) в діапазоні від 0,75 до 1,05 номінального значення.

Агрегат забезпечений системою централізованого контролю та автоматичного управління (УЦКУ) А-705-15-04, котра забезпечує роботу агрегату без постійної присутності обслуговуючого персоналу в машинному залі. При цьому виконуються наступні операції:

- Автоматичне керування пуском, роботою на заданому режимі, нормальним зупином;
- Захист агрегату;
- Швидкий аварійний зупин;
- Контроль та реєстрація основних параметрів;
- Сигналізація при відхиленні параметрів від норми;
- Індикація режимів роботи та положення запірної арматури.

Для системи змащування ГТУ використовується масло турбінне марки Т-22 ГОСТ 32-74, або марки Тп-22 ГОСТ 99-74. Витрати масла складають не більше 0,1 кг на 1 годину роботи агрегату.

В конструкції агрегату передбачено підігрів масла гарячою водою при підготовці агрегату до пуску. Витрати гарячої води складають 13м³/гоод при температурі 70 °С.

Споживання газу ашрегатом під час пуску та роботі становить:

- Пусковий газ в кількості до 1,5 кг/сек з тиском перед турбодетонатором 10 кгс/см² на період протягом 15 хвилин;
- Паливний газ в кількості 2,5 т/год (включаючи надходження з ущільнення нагнітача) з нижчий теплотворній здібністю 11200-12000 ккал/кг при робочому тиску перед блоком регулювання 8,5-9,0 кгс/см².

Як паливо для ГТУ використовується газ що транспортується з середнім складом (в % по об'єму):

$$\text{CH}_4 = 95,04 - 98,62$$

$$\text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_8 = 0,31 - 0,50$$

$$\text{C}_4\text{H}_{10} + \text{вищі} = 0,02$$

$$\text{N}_2 + \text{рідкісні} = 0,95 + 1,18$$

$$\text{CO}_2 = 0,3 - 0,8$$

Максимальна вологість газу – стан насичення. Запиленість газу, поступаючого в нагнітач, не повинне перебільшувати 0,5 г на 1 м³ та розміром часток не більш 40 мкм.

Споживання електроенергії постійного та перемінного струму під час пуску та роботі агрегату становить:

а) сумарна споживна потужність перемінного струму напругою 220/380В:

- під час підготовки до пуску (в зимовий час) – 140 кВт;

- під час пуску та зупинці – 100 кВт (з урахуванням електродвигунів повітряних маслоохолоджувачів, працюючих на повну потужність);\

- під час робочого режиму 43 кВт (з урахуванням електродвигунів повітряних маслоохолоджувачів);

б) сумарна споживна потужність постійного струму напругою 220 В під час пуску та зупинці агрегату 1,5 кВт. Під час зникнення перемінного струму в режимі зупинки необхідне живлення постійним током напругою 220 В споживачів з сумарною потужністю біля 6 кВт;

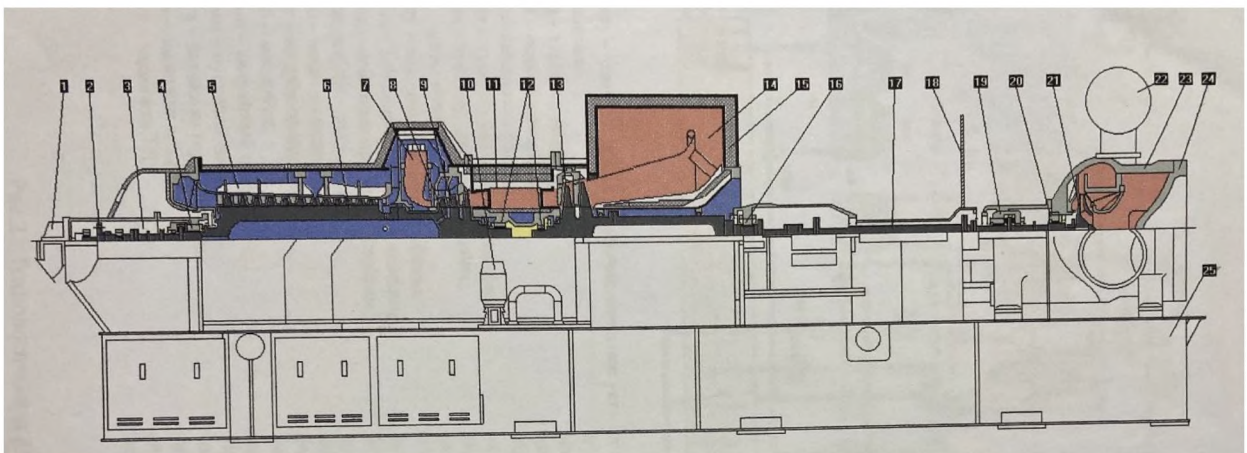
в) сумарна споживна потужність постійного струму напругою 24 В при всіх режимах 1,9 кВт.

Агрегат зберігає нормальний режим роботи під навантаженням при перерві в електропостачанні перемінним струмом від основного джерела, якщо система контролю та керування забезпечена резервним живленням перемінним та постійним струмом, а через повітряні маслоохолоджувачі забезпечується просос повітря компресором ГТУ. Якщо вище вказані вимоги не виконані, під час перериву в електропостачанні агрегат зберігає нормальний режим роботи на номінальному режимі роботи не більше 15 хвилин.

Для нормальних умов роботи агрегату необхідно виконання наступних вимог:

- Перед входом газу нагнітач повинна бути встановлене сито, що запобігає попаданню в нагнітач крупних сторонніх предметів;
- Попадання газу в блок регулювання, турбодетандер та нагнітач під час стоянки агрегату повинно бути повністю виключено;
- Сумарний опір повітряного тракту (від вхідного патрука компресора) та тракту видалення газів, що входять (від вихідного патрука турбіни) повинне бути не більше 120 мм вод.ст.
- Приєднання нагнітача до магістрального газопроводу повинно бути виконано відповідно з установкою «мертвої» опори та виконанням компенсатора на ділянці під цією опорою та нагнітачем.

Газотурбінна установка ГТН-6 з нагнітачем природного газу



Мал. 2.1

- | | |
|---|--------------------------------------|
| 1 – турбодетандер | 14 – вихлопний газохід |
| 2 – зубчастий привід від ТД до компресору | 15 – ізоляція |
| 3 – блок переднього підшипника | 16 – задній підшипник |
| 4 – передній підшипник | 17 – провал |
| 5 – вісьовий копресор | 18 – стіна між машзалом і нагнітачем |
| 6 – ротор копресора | 19 – опорно-упорний підшипник |
| 7 – камера згоряння | 20 – опорний підшипник |
| 8 – повітря на охолодження | 21 – ротор нагнітача |
| 9 – турбіна високого тиску | 22 – акумулятор мастила |
| 10 – аварійний маслonaсос | 23 – корпус нагнітача |
| 11 – промпатрубок | 24 – кришка нагнітача |
| 12 – середній підшипник | 25 – рама мастильного баку |
| 13 – турбіна низького тиску | |

2.2. Система автоматичного управління (САУ) газоперекачуючого агрегату

Технологічні параметри об'єкту (тиск, температура, оберти та інше) перетворюються за допомогою сенсорних елементів, розташованих в контрольованих точках техпроцесу, в електричні аналогові та дискретні сигнали з стандартними характеристиками (4-20мА, «сухий» контакт та ін.). Ці сигнали надходять до контролерів, де здійснюється їх перетворення у двійкові цифрові коди, які зчитуються та оброблюються згідно з заданою програмою. В залежності від поточного рівня контрольованого параметра програма може видавати сигнали впливу на роботу ГПУ.

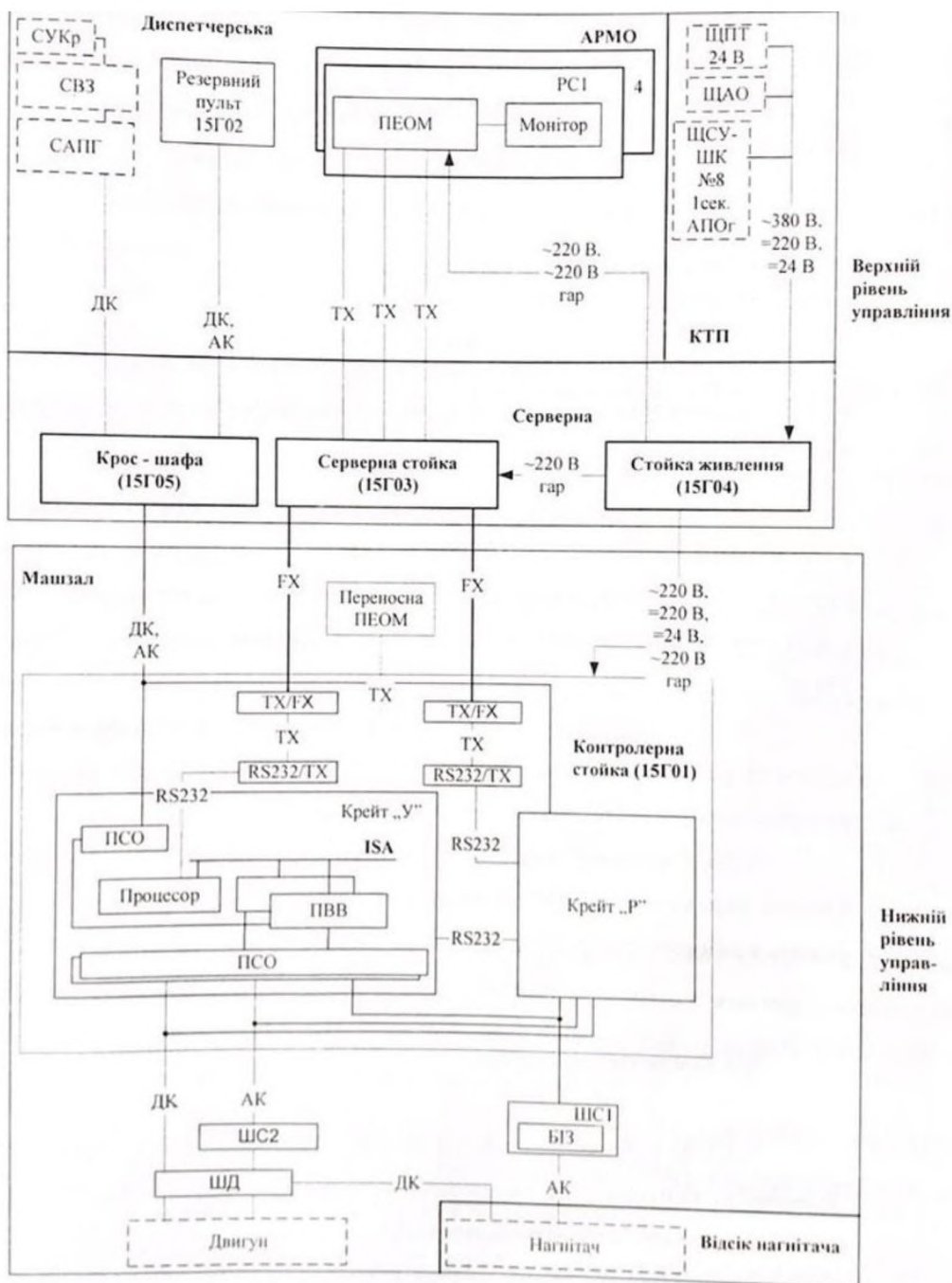
Вплив на технологічний процес забезпечується шляхом видачі забезпечується процесором контролера двійкового цифрового коді в пристрій спряження з об'єктом (ПСО), в якому виконується його перетворення у електричний сигнал, що подається на електропривід відповідного виконавчого механізму.

Видача управляючих сигналів може здійснюватися автоматично або по команді оператора з будь-якої РС-1-РС4 в режимі дистанційного управління.

Інформація про роботу ГПУ передається від контролерів управління та регулювання (через сервер збору даних) по локальній мережі в ПЕОМ РС1 – РС4, які відтворюють відповідні мовні та текстові повідомлення та відображають динаміку процесу на екрані монітора.

Інформація про роботу ГПУ накопичується в сервері і може бути відтворена в будь-який момент часу на екрані РС або роздрукована у вигляді звіту.

Структурна схема САУ



Мал. 2.1.2

Пояснення до схеми: ДК – дискретний канал, АК – аналоговий канал, TX – канал інтерфейсу Ethernet (мідний кабель), FX – канал канал інтерфейсу Ethernet (оптичний кабель), ППВ - плата введення – виведення, ПСО – пристрій спряження з об'єктом, БІЗ – бар'єр іскрозахисту, СВЗ – система виявлення загазованості, САПГ – система автоматичного пожежогасіння, СУКр – система управління кранами, ЩПТ 24 В – щит постійного струму 24 В, ЩАО – щит аварійного управління АПО газу, ЩСУ ШК – 1 секція АПОг – щит силового управління АПО газу, КТП – комплексна трансформаторна підстанція.

Компресорні станції на базі ГТН-6 відіграють важливу роль у забезпеченні стабільного функціонування газотранспортної системи України. Їхня автономність, висока потужність і надійність роблять їх ефективними у віддалених регіонах. Однак через низький ККД і високі експлуатаційні витрати їх використання стає менш вигідним у сучасних умовах, коли акцент робиться на енергоефективність і зниження шкідливих викидів. Це обумовлює необхідність модернізації газотранспортної системи з поступовим переходом на більш ефективні технології, такі як електроприводні компресорні станції.

РОЗДІЛ 3 МОДЕРНІЗАЦІЯ КС

Модернізація компресорних станцій із використанням енергоефективних електродвигунів, таких як СТД-4000-2, є одним із перспективних напрямів. Цей тип обладнання характеризується високим коефіцієнтом корисної дії (96,5%), значним ресурсом роботи та зниженими експлуатаційними витратами. Перехід на електроприводи дозволяє не лише оптимізувати енергоспоживання, але й зменшити залежність від природного газу як палива для приводу компресорів, що є особливо актуальним в умовах сучасних економічних і політичних викликів.

У цьому розділі досліджується техніко-економічна доцільність модернізації компресорної станції на базі електродвигуна СТД-4000-2, розглядаються особливості впровадження цього рішення та оцінюється його вплив на загальну ефективність роботи КС.

3.1. Характеристика компресорного цеху з відцентровим нагнітачем 280-11-6, з приводом від електродвигуна СТД-4000-2 і допоміжними установками

Розглядаємо 10 робочих і 2 резервних агрегатів. Основний режим – двоступінчате стиснення.

До допоміжних систем компресорного цеху відносяться:

- 1) масляна система змащування, ущільнення і регулювання агрегату;
- 2) система охолодження масла;
- 3) система регулювання, захист і КІП.

Характеристика компресорного цеху наведена в таблиці 2.1

Таблиця 3.1 – Характеристика компресорного цеху

№	Найменування	Коротка характеристика	Одиниці вимірювання	Кількість
1	Установка пилоочистки :масло солярове (з розрахунку 25г/1000м ³ газа)	ГОСТ 1666-51	кг/добу	1580
2	Одночасне заповнення системи соляровим маслом	ГОСТ 1666-51	Т	40
3	Компресорний цех : кількість агрегатів 280-11-6 з СТД-4000-2	Комплект	N=4000 кВт	10 робоч. 2 резервн.
4	Масло змашувальне агрегата турбінне (22-Л)	ГОСТ 32-53	т/рік	54
5	Одночасне заповнення системи турбінним маслом (22-Л)	ГОСТ 32-53	Т	60

Характеристика редуктора

Редуктор типу Р-4300/2,66 призначений для підвищення швидкості нагнітача до 7971 об/хв. Редуктор розрахований на передачу потужності 4300 кВт і має передаточне число 7971 /3000.

Характеристика електродвигуна СТД-4000-2

Електродвигун приводить в рух нагнітач. Цей електродвигун синхронний СТД-4000-2 потужністю 4000 кВт, зі швидкістю обертання ротора 3000 об/хв, закритого виконання, із замкнутою системою вентиляції з повітроохолоджувачем.

Двигуни синхронні, трифазні потужністю 4000 кВт призначені для приводу насосів, турбокомпресорів, повітродувок та інших швидкохідних механізмів.

Позначення двигуна СТД-4000-2 розшифровуються наступним чином: СТД – синхронний трьохфазний двигун; 4000 – потужність двигуна; 2 – число полюсів.

Масляна система агрегату

Масляна система агрегату повинна забезпечувати безперебійну змазку підшипників при нормальній швидкості обертання агрегату і подачу масла, для роботи регулювання. В системі змащування, регулювання і ущільнення нагнітача і приводу застосовується масло турбінне марки 22-Л згідно положення ГОСТ-32-53.

Масляна система складається з:

- 1) головного зубчастого насоса, продуктивністю 450 л/хв;
- 2) пускового зубчастого електронасосу, продуктивністю 350 л/хв;
- 3) резервного зубчастого електронасосу, продуктивністю 180 л/хв;
- 4) масляного бака з фільтрами;
- 5) маслоохолоджувачів;
- 6) маслопроводів з арматурою.

Система масляного ущільнення складається з:

- 1) двох гвинтових насосів (робочого і резервного) кожен з продуктивністю від 80 до 90 л/хв, при тиску 64 кгс/см² з

електродвигуном потужністю 20 кВт і частотою обертання 1450 об/хв;

- 2) регулюючий пристрій;
- 3) газовідділювач;
- 4) маслопроводи з арматурою;
- 5) акумулятор масла;
- 6) маслоохолоджувач;
- 7) інших пристроїв, що забезпечують нормальну роботу системи ущільнення.

Масляне господарство КС складається з:

- комплектуючого до кожного агрегату індивідуальної системи змашування і ущільнення;
- центральної системи подачі, регенерації і зберігання масла (ті, що складаються із складу масел і масляного господарства).

Для подачі масла до маслобаків кожного з агрегатів і періодичного опускання їх, передбачається в компресорному цеху установка маслобака, що складається з вимірюючого і переливних баків, а також двох насосів РЗ 7,5 з електродвигуном АО-42 -4, потужністю $N=2,8$ кВт та РЗ -30^И з електродвигуном АО-52-6, потужністю $N=4,5$ кВт, для подачі масла до машин і на склад.

Вздовж компресорного цеху прокладається переловний колектор, до якого від кожного агрегату передбачений вільний перелив.

Масло, що переливається з маслобака, відводиться в бак відпрацьованого масла маслобака компресорного цеху, а звідти перекачується на склад.

Для аварійного зливу масла з кожної машини, передбачається дистанційно-управляючі засувки з електроприводом. Для періодичної очистки масла, в компресорному цеху передбачається дві маслоочисні установки ПСМІ-3000 (стаціонарна і пересувна).

Витрата масла на основі практичних даних на один нагнітач складає 4,5 т/рік, що рівне 54 т/рік, для 12 нагніначів.

Для охолодження масла, в систему ввімкнуті два маслоохолоджувачі, поверхністю 5 м^2 кожен. Витрата охолоджуючої води для охолодження масла одного нагнітача, складає $30\text{ м}^3/\text{год}$. Температура охолоджуючої води на вході в маслоохолоджувач рівна приблизно 30°C , а на виході приблизно 42°C .

Характеристика споживачів за режимом роботи

Компресорний цех являється споживачем першої категорії надійності електропостачання, він одержує живлення з двох секцій шин трансформаторної підстанції 110/10 кВ. Усі КТП цеху виконати двоохтрансформаторними.

Зарезервованими є приводи технологічних пристроїв (насоси, компресори). Якщо насосів у певному технологічному вузлі два, то один є резервним, а другий – працюючим. Режим роботи більшості споживачів – тривалий.

Охолодження газу на КС

В проекті КС передбачено охолодження частини газу, що подається в існуючий газопровід ДУ 1000 із умов міцності закладеної ізоляції.

В якості холодильників на основі попередніх розрахунків, прийняті горизонтальні апарати повітряного охолодження (АПО) типу (АВГ-64-Б1-В3/8-1-3), з поверхнею теплопередачі по ребрам 3550 м^2 з двома вентиляторами і

електродвигуном ВАО-82-6, потужністю N=40 кВт і обертами n=980 об/хв, МН-5886-66.

Таблиця 3.1

Характеристика охолодження газу

№	Найменування	Розмірність	Кількість
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
1	Кількість газу, що охолоджується	млн.м ³ /доб	33
2	Початкова температура газу	С	59
3	Кінцева температура газу, що охолоджується	С	40
4	Загальне теплове навантаження	ккал/год	8,5*10 ⁶
5	Прийнятий тип теплообмінників	МН-5886-66	(АВГ-64-Б1-В3/8-1-3)
6	Кількість вентиляторів в одному агрегаті	шт	2
7	Прийнята кількість холодильників	шт	5
8	Початкова температура повітря	С	26
9	Кінцева температура повітря	С	40,5
10	Середня різниця температур з урахуванням поправки на перехресний струм	С	18
11	Швидкість газу в трубах	м/с	7,3
12	Швидкість повітря в міжтрубному просторі	м/с	10,7

13	Розрахунковий коефіцієнт теплопередачі на ребристу поверхню	ккал/м ² годС	29,5
14	Прийнятий коефіцієнт теплопередачі	_____	26,6
15	Коефіцієнт запасу	_____	1,4
16	Втрати напору газового потоку	кгс/см ²	0,18
17	Потужність вентилятора $N_p/N_{уст}$	КВт	35/40

Апарати типу АВГ призначені для конденсації і охолодження парообразних і рідких фаз при різних температурах і тисках в технологічних процесах нафтопереробної, нафтохімічної, газової і суміжних з ними галузях промисловості.

Кожен апарат складається з горизонтально розташованих трубних секцій прямокутної конфігурації, складених з поперечно оребрених трубок. В апараті АВГ по 3 секції.

Секції прикріплені на рамі, яка впирається на стійку апарату. До тієї ж рами та стійкам кріпиться дифузор і колектор з приводом.

Вентилятор, обертаючись в полості колектора, проганяє повітря через міжтрубний простір секцій.

Продукт, який протікає в середині трубок конденсується або охолоджується за рахунок передачі його через ребристу поверхню трубок повітря.

Розпилювання води форсунками зволожувача повітря дозволяє знизити температуру повітря при підвищенні її в літній період. При низькій температурі навколишнього середовища в зимовий період, робочий апарат може працювати з відключеним вентилятором, при цьому охолодження продукту відбувається за рахунок конвекції.

3.2 Розрахунок електричної частини КС-3

3.2.1 Розрахунок електричних навантажень КС

Для електроприймачів підприємства, згрупованих по ТП, визначаємо P_p , Q_p , коефіцієнт завантаження, коефіцієнт максимуму, коефіцієнт використання за формулами:

$$P_p = K_{II} * P_{ном} \quad ()$$

де K_{II} – коефіцієнт попиту

$$Q_p = P_p * tg\phi \quad ()$$

$$K_{мах} = P_{мах} / P_{сер} \quad ()$$

$$K_{вик} = P_{сер} / P_{ном} \quad ()$$

Дані розрахунків зводимо в таблицю :

Таблиця 3.2 Навантаження електроприймачів компресорної станції

Найменування	n, шт	P _{ном} , кВт	K _п	cosφ /tgφ	P _p , кВт	Q _p , кВар	S _p , кВА	K _{мах}	K _{вик}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Високовольтний Привід	10	40000	0,92	0,9/0,484	37000	18000	41146	1,15	0,8
2. КТП-1									
2.1 КЦ-3 (1000)									

Збуджувач TE8/320	10	400	0,92	0,98/0,33	368	121,44	387,52	1,15	0,8
Вентилятор АПО масла	10	55	0,9	0,85/0,62	49,5	30,69	58,242	1	0,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Насос м/у	10	220	0,92	0,8/0,75	202,4	151,8	253	1,15	0,8
Допоміжний насос	10	35	0,7	0,85/0,62	24,5	15,19	28,83	1,24	0,56
Служба КПіА		31,5	0,7	0,8/0,75	22	16,5	27,50	1,13	0,62
Диспетчерська служба		5,3	0,8	0,65/1,17	4,24	4,96	6,53	1,17	0,68
Підзарядний апарат	2	24	0,5	0,7/1,02	12	12,24	17,14	1	0,5
Електрокалорифер	6	360	0,2	0,9/0,48	72	34,56	79,86	1	0,2
Вентилятори приточно-втяжні	4	22	0,6	0,85/0,62	13,2	8,184	15,53	1	0,6
Сварочна машина	1	9	0,9	0,9/0,484	8,1	3,92	9,00	1,19	0,75
Кран мостовий	1	34,5	0,1	0,5/1,73	3,45	5,96	6,89	1	0,1
Компресор ВП-202	1	22	0,7	0,8/0,75	15,4	11,55	19,25	1	0,7
2.2 Маслохозайство									
Освітлення					0,4				
Силове навантаження		97,5	0,7	0,98/0,33	68,25	22,52	71,87	1	0,7
2.3 Склад ГСМ									
Силове навантаження		68,1	0,7	0,95/0,29	47,67	15,68	50,18	1,16	0,6
Освітлення					2				
2.4 Наружне освітлення					30				
3 КТП-2 (630)									

3.1 Пристрій охолодж.газа	10	400	0,7	0,85/0,62	280	173,6	329,45	1	0,7
3.2 Арт свердловини		64	0,8	0,8/0,75	51,2	38,4	64,00	1,14	0,7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.3 Гараж №2									
Силове навантаження		32	0,8	0,8/0,75	25,6	19,2	32,00	1,23	0,65
Освітлення					2				
3.4 Служба ГРС									
Кран-балка	1	16,43	0,85	0,6/1,33	14	18,6	23,28	1,21	0,7
Інші навантаження		10,5	0,7	0,85/0,62	7,35	4,55	8,64	1,13	0,62
Освітлення					2				
3.5 Служба ЛЕС									
Сварочне навантаження		27	0,9	0,7/1,02	24,3	24,78	34,71	1,23	0,23
Сварочний трансформатор	2	69	0,5	0,95/2,67	345	9,2	345,12	1,14	0,44
Освітлення					5,7				
3.6 Насосна ПІД"єму		162	0,8	0,8/0,75	129,6	97,2	162,00	1	0,8
4 ТП-3 (400)					2				
4.1 Котельня									
Водяні насоси		9	0,8	0,8/0,75	7,2	5,4	9,00	1	0,8
Силове навантаження		275	0,8	0,8/0,75	220	165	275,00	1,23	0,65
Освітлення		13,75	0,8		11				
4.2 Гараж №1									

Силове навантаження		92	0,48	0,67/1,08	44,16	48	65,22	1,2	0,4
Освітлення		17	0,88		15				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.3 Цех №2									
Силове навантаження		63	0,75	0,8/0,75	47,25	35,44	59,06	1,11	0,67
Освітлення		1			1				
4.4 Блок склад. майстерень		30	0,7	0,9/0,47	21	10,08	23,29	1,23	0,57
Освітлення		10	0,8		8				
4.5 Наружне освітлення		40	0,6	0,5/1,73	24	41,52	47,96		
5 ТП-4 (400)									
5.1 Арт свердловина		22	0,8	0,8/0,75	17,6	13,2	22,00	1	0,8
5.2 Насосна П під'єму		200	0,8	0,8/0,75	160	120	200,00	1	0,8
Освітлення		2	0,8		1,6				
5.3 Сауна		95	0,9	0,9/0,47	85,5	41	94,82	1	0,9
Освітлення		4,2	1		4,2				
5.4 Зв'язок		10	0,92	0,9/0,47	9,2	4,4	10,20	1,19	0,77
Освітлення		1,2	1		1,2				
5.5 Хім. лабораторія		61	0,9	0,85/0,62	55	34,1	64,71	1,23	0,73
Освітлення		5,7	1		5,7				
5.6 Мех. Майстерня		157	0,43	0,85/0,62	67,51	41,85	79,43	1,25	0,34
Освітлення		5,7	1		5,7				

5.7	Адмін будинок		40	0,6	0,9/0,48	24	11,52	26,62	1,1	0,55
	Освітлення		20	0,8		16				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	ТП-5 (630)									
6.1	Арт свердловина		22	0,8	0,8/0,75	17,6	13,2	22,00	1	0,8
6.2	Насосна II під'єму		220	0,8	0,8/0,75	176	132	220,00	1	0,8
	Освітлення		2	1		2				
6.3	Столова		95	0,9	0,9/0,48	85,5	41	94,82	1	0,9
	Освітлення		6,9	1		6,9				
6.4	РБЦ		206	0,92	0,8/0,75	189,5	142,14	236,88	1,22	0,75
	Освітлення		18	0,8		14,4				
6.5	Адмін будинок		30	0,6	0,9/0,48	18	8,64	19,97	1,17	0,5
	Освітлення		21	0,8		16,8				
	Ітого					2977,77	1971,29	3571,15		

Підраховуємо дані з таблиці 3.1 згрупованими по ТП, та заносимо до таблиці 3.2

Таблиця 3.2 - Зведена таблиця навантажень по окремим ТП

Наіменування	Силове навантаження				Освіт.пловальне навантаження		Розрахункове навантаження		
	Ру, кВт		Рр, кВт	Qr,кВар	Про, кВт	Qpo,кВар	Рр+Про	Qr+Qpo	Spі,кВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КЦ-3 (10кВ)	40000	0,9/0,484	37000	18000			37000	18000	41146,1

КТП-1 (1000)	1392	0,82/0,69	914,71	459,27	96,15	110,28	1010,9	569,55	1160,27
КТП-2 (630)	780,93	0,718/0,96	566,55	468,33	11,7		578,25	468,33	744,11
ТП-3 (400)	469	0,794/0,765	339,61	263,94	59	41,52	398,61	305,46	502,19
ТП-4 (400)	585	0,86/0,6	418,81	266,07	34,4		453,21	266,07	525,54
ТП-5 (630)	573	0,84/0,646	486,6	336,98	40,1	24,9	526,7	361,88	639,04
Всього (0,4кВ)			2726,3	873,7	241,35	176,7	2967,6	1971,29	3571,15

$$\Delta P_T = 0,02 * S_p = 0,02 * 3571 = 71,42 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 * S_p = 0,1 * 3571 = 357 \text{ кВар};$$

Сумарне розрахункове навантаження (з врахуванням розрахункового навантаження високої та низької напруги, розрахункового освітлювального навантаження)

Сумарне активне розрахункове навантаження визначається за формулою:

$$P_{p\Sigma} = K_{pm} * (P_{p\Sigma 0,4кВ} + P_{p\Sigma 10кВ}) + P_{po\Sigma} + \Delta P_T \quad ()$$

$$P_{p\Sigma} = 0,95 * (2726,28 + 37000) + 241,35 + 71,42 = 38053 \text{ кВт}.$$

Сумарне реактивне розрахункове навантаження визначається за формулою:

$$Q_{p\Sigma} = K_{pm} * (Q_{p\Sigma 0,4кВ} + Q_{p\Sigma 10кВ}) + Q_{po\Sigma} + \Delta Q_T \quad ()$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,95 * (873,7 - 18000) + 176,7 + 357 = - 16803,65 \text{ кВар}.$$

Сумарне розрахункове навантаження визначається за формулою:

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

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{38053^2 + (-16804)^2} = 41598 \text{ кВА}.$$

Вибір номінальної напруги цехових електричних мереж

Напругу ліній, яка живить цехові КТП, ТП та РП приймаємо 10 кВ, оскільки в цеху встановлені електричні двигуни з номінальною напругою 10 кВ. Для цехових електричних мереж приймаємо напругу 380 В. Цією

напругою будуть живитися силові приймачі. Освітлювальна мережа буде живитися фазною напругою 220 В.

Вибір числа і потужності трансформаторів

Компресорна станція являється споживачем І категорії. Компресорний цех ув'язан в його технологічний процес. Отже трансформаторна підстанція, через яку живляться високовольтні двигуни цеху буде двохтрансформаторна.

Необхідна потужність трансформатора.

У нормальному режимі їх навантаження повинно складати 60 ÷ 70 % сумарного максимального навантаження станції:

$$S_{\text{тр}} = (0,6 \dots 0,7) * S_p \quad (\quad)$$

де - S_p розрахункове навантаження, кВА;

$$S_{\text{тр}} = 0,7 * 41598 = 29119 \text{ кВА.}$$

Вибираємо з урахуванням можливості реконструкції та розширення кількості користувачів два ТРДН – 40000/110/10.5/10.5 з розщепленою вторинною обмоткою з регулюванням напруги під напругою. По вимогам безперебійного електропостачання трансформатори меншої потужності (32кВА) встановлювати не рекомендується.

Визначаємо загрузку трансформаторів в нормальному режимі:

$$K_{\text{зн}} = (S_p / 2S_{\text{нм}}) * 100 \% \quad (\quad)$$

$$K_{\text{зн}} = (41598 / 2 * 40000) * 100 = 52 \%$$

$$40\% < 52\% < 70\%$$

Загрузка в аварійному режимі

$$K_{\text{зав}} = (S_p / S_{\text{нм}}) * 100\% \quad (\quad)$$

$$K_{\text{зав}} = (41598 / 40000) * 100 = 104\% < 140\%$$

Отже потужність трансформаторів вибрано у допустимих межах.

ТРДН –40000/110/10.5/10.5 з РПН

$$\begin{aligned} \Delta U_{\%} &= 9 * 1.78\%; & U_k &= 10.5 \%; & \Delta P_{кз} &= 175 \text{ кВт}; & \Delta P_{xx} &= 42 \text{ кВт}; \\ I_{xx} &= 0,7 \%; & R_T &= 1.44 \text{ Ом}; & X_T &= 34,8 \text{ Ом}; & \Delta Q_{xx} &= 280 \text{ кВар}; \\ S &= 40 \text{ МВ*А.} & U_{вн} &= 115 \text{ кВ}; & U_{нн} &= 10,5 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Знаходимо втрати потужності та енергії в трансформаторах за рік при їх роботі в доцільному режимі:

$$\begin{aligned} \Delta P_m = n * \Delta P_x + 1/n (\Delta P_{кзвн} * (S_{маквн}^2 / S_{ном}^2) + \Delta P_{кзнн1} * (S_{макнн1}^2 / S_{ном}^2) + \\ + \Delta P_{кзнн2} * (S_{макнн2}^2 / S_{ном}^2)) \end{aligned} \quad ()$$

$$S_{нн1} = S_{нн2} = 0,5 * S_{ном} = 0,5 * 40000 = 20000 \text{ кВА}$$

$$P_{кзнн1} = P_{кзнн2} = 0,5 * P_{кзвн-нн}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_m = 2 * 42 + 1/2 (175 (41600/40000)^2 + 0,5 * 175 (20000/40000)^2 + 0,5 * 175 * \\ * (20000/40000)^2) = 200 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Реактивними втратами нехтуємо.

Втрати електричної енергії в трансформаторах за рік:

$$\begin{aligned} \Delta A_m = n * \Delta P_{xx} T + 1/n (\Delta P_{кзвн} * (S_{маквн}^2 / S_{ном}^2) * \tau + \Delta P_{кзнн1} * (S_{макнн1}^2 / S_{ном}^2) * \tau + \\ + \Delta P_{кзнн2} * (S_{макнн2}^2 / S_{ном}^2) * \tau), \end{aligned} \quad ()$$

де τ - час максимальних втрат; $\tau = f(T_{max}; \cos \phi)$, при $\cos \phi = 0,8$

T_{max} – максимальний час використання максимального навантаження (для трьох змінного підприємства $T_{max} = 5300$ годин)

$\tau = 4200$ годин (рис.2, 10 стр.36 “Эл.ен.пром.предприятий”)

T – час роботи трансформаторів впродовж року

$T = 8000$ годин

$$\Delta A = 2 \cdot 42 \cdot 8000 + \frac{1}{2} (175 \cdot (1,04)^2 \cdot 4200 + 0,5 \cdot 175 \cdot (0,5)^2 \cdot 4200 + 0,5 \cdot 175 \cdot (0,5)^2 \cdot 4200) = 1161363 \text{ кВт} \cdot \text{ч/рік}.$$

3.3 Розрахунок розподільчої силової живлячої мережі

На повітряних лініях напругою 35 кВ і вище рекомендується використовувати сталевалюмінієві проводи марки АС. Більшість ліній споруджується на залізобетонних опорах. При необхідності прокладки двох ліній по одній трасі можна використовувати двоколові опори, які забезпечують необхідну надійність електропостачання споживачів I категорії.

Приймаємо двоколову лінію на залізобетонних опорах.

Знаходимо розрахунковий струм при нормальному режимі однієї цепі лінії.

$$I_{p.n} = S_p / 2 \sqrt{3} \cdot 110 = 41600 / 2 \sqrt{3} \cdot 110 = 110 \text{ А};$$

Економічний переріз лінії знаходимо по економічній щільності струму

$$T > 5000 \text{ годин (по табл. 9-1 [4])}$$

$$J_e = 1 \text{ а/мм}^2;$$

$$S_{ек} = I_p / J_e = 110 / 1 = 110 \text{ мм}^2.$$

Для лінії 110 кВ вибираємо сталевалюмінієвий провід марки АС-120

$$I_{дл.доп} = 380 \text{ А};$$

Розрахунковий струм в аварійному режимі

$$I_{p.ав} = S_p / \sqrt{3} U_n = 41600 / \sqrt{3} \cdot 110 = 218,34 \text{ А}$$

Таблиця 4.4 Характеристика проводу АС – 120

Марка проводу	L, км	r _о , Ом/км	x _о , Ом/км	I _{рн max} , А	I _{рн ав} , А	I _{доп} , А	R, Ом	X, Ом
---------------	-------	------------------------	------------------------	-------------------------	------------------------	----------------------	-------	-------

АС – 120	5	0,27	0,408	110	218	380	1,35	2,04
----------	---	------	-------	-----	-----	-----	------	------

Перевіримо вибрану лінію по допустимій втраті напруги:

$$\Delta U = \frac{1/2 * P * R + 1/2 * Q * X}{U}; \quad (\quad)$$

$$\Delta U = \frac{1/2 * 3800 * 1.35 - 1/2 * 17226 * 2.04}{110000} = 0,073 \text{ кВ};$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U} * 100 \%; \quad (\quad)$$

$$\Delta U \% = \frac{0.073}{110} * 100 \% = 0,066 \%;$$

$$\Delta U_{\text{дон}} \% = 5 \% > \Delta U \% = 0,066 \%$$

У аварійному режимі визначаємо допустиму втрату напруги:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}; \quad (\quad)$$

$$\Delta U = \frac{3800 * 1.35 - 17226 * 2.04}{110000} = 0,147 \text{ кВ};$$

$$\Delta U \% = \frac{0.147}{110} * 100 \% = 0,134 \% < 5 \%.$$

Втрати потужності в лінії визначаються по формулі:

$$\Delta P_n = 2 * 3 * I_p^2 * R * 10^{-3}; \quad (\quad)$$

$$\Delta P_n = 2 * 3 * 110^2 * 1,35 * 10^{-3} = 98 \text{ кВт};$$

Втрати електроенергії в лінії за рік:

$$\Delta A = \Delta P_n * \tau; \quad (\quad)$$

$$\Delta A = 98 * 4200 = 411600 \text{ кВт * год/рік};$$

$$\Delta Q_n = 2 * 3 * I_p^2 * X * 10^{-3}; \quad (\quad)$$

$$\Delta Q_n = 2 * 3 * 110^2 * 2.04 * 10^{-3} = 148 \text{ кВар}.$$

Розрахунок трансформаторів по ТП

Розраховуємо втрати по трансформаторах, які встановлені в КТП-1, КТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-4 дані беремо з таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 Характеристики трансформаторів

Тип трансформатора	Номінальна потужність кВА	Співвідношення напруги		Втрати потужності		Напруга КЗ $\Delta U_{кз}\%$	Струм ХХ $\Delta I_{хх}\%$
		ВН,кВ	НН,кВ	$\Delta P_{хх},кВт$	$\Delta P_{кз},кВт$		
КТП-1 ТМЗ-1000/10	1000	10	0,4	3,3	12,2	5,88	1,4
КТП-2/ТП-5 ТМЗ-630/10	630	10	0,4	1,7	7,6	5,5	2
ТП-3/ТП-4 ТМ-400/10	400	10	0,4	1,1	5,5	4,5	2,1

КТП-1

Визначаємо втрати активної і реактивної потужності в трансформаторах ТМЗ-1000/10

$$\Delta P_m = 2 * \Delta P_{хх} + 1/2 * \Delta P_{кз} \left(\frac{S_H}{S_{mp}} \right)^2 ; \quad ()$$

$$\Delta P_m = 2 * 3.3 + 1/2 * 12.2 \left(\frac{1093}{1000} \right)^2 = 13,88 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_m = 2 * \Delta Q_{хх} + 1/2 * \Delta Q_{кз} \left(\frac{S_H}{S_{mp}} \right)^2 ; \quad ()$$

$$\Delta Q_m = 2 * 14 + 1/2 * 58.8 \left(\frac{1093}{1000} \right)^2 = 63,12 \text{ кВар.}$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах за рік:

$$\Delta A_m = 2 * \Delta P_{xx} * T + 1/2 * P_{K3} \left(\frac{S_H}{S_{mp}} \right)^2 * \tau; \quad ()$$

$$\Delta A_m = 2 * 3.3 * 8000 + 1/2 * 12.2 \left(\frac{1093}{1000} \right)^2 * 4200 = 83407 \text{ кВт*год.}$$

Так як $P_p=1011$ кВт; $Q_p=415$ кВар; $S_p=1093$ кВА

Тоді необхідна потужність трансформаторів

$$S_p^H = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_p + \Delta Q_m)^2}; \quad ()$$

$$S_p^H = \sqrt{(1011 + 13,88)^2 + (415 + 62,13)^2} = 1131 \text{ кВА.}$$

Визначаємо загрузку трансформаторів в нормальному режимі:

$$K_{zn} = (S_p / 2S_{HM}) * 100 \%; \quad ()$$

$$K_{zn} = (1093 / 2 * 1000) * 100 = 55 \%$$

$$40\% < 55\% < 70\%$$

Загрузка в аварійному режимі

$$K_{zav} = (S_p / S_{HM}) * 100\%; \quad ()$$

$$K_{zav} = (1093 / 1000) * 100 = 109\% < 140\%$$

Отже потужність трансформаторів вибрано у допустимих межах.

Аналогічно розраховуємо КТП-2 $S_p^H=728,8$ кВА,
ТП-3 $S_p^H=517$ кВА, ТП4 $S_p^H=551,9$ кВА, ТП-5 $S_p^H=653,32$ кВА.

Розрахунок перерізу кабелю від ЗРУ до ТП

Відстань кабельної лінії від ЗРУ до ТП:

ЗРУ – КТП-1 – 135 м; ЗРУ – КТП-2 – 130 м; ЗРУ – ТП-3 – 235 м; ЗРУ – ТП-4 – 332 м; ЗРУ – ТП-5 – 130 м.

КТП-1

Визначаємо робочий струм в нормальному режимі роботи

$$I_p = \frac{S}{n\sqrt{3} * U}; \quad (\quad)$$

$$I_p = \frac{1131}{2\sqrt{3} * 10} = 32,65 \text{ A};$$

Робочий струм в аварійному режимі роботи

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} * U}; \quad (\quad)$$

$$I_p = \frac{1131}{\sqrt{3} * 10} = 65,3 \text{ A};$$

Економічний переріз кабелю визначається за формулою:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_e}; \quad (\quad)$$

де $j_e = 1.2 \text{ A/мм}^2$ економічна густина струму [4]

$$F_{ек} = \frac{32,65}{1.2} = 27,2 \text{ мм}^2;$$

Вибираємо стандартне значення перерізу, найближче до знайденого – кабель марки ААБ 3*35

$$T^0 C_{доп} = 60^0 \text{ C}; \quad I_{доп} = 115 \text{ A}; \quad r_0 = 0.894 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,095 \text{ Ом/км}.$$

Визначаємо питомі активний і реактивний опори лінії:

$$R = r_0 * l; \quad (\quad)$$

$$X = x_0 * l; \quad (\quad)$$

$$R = 0.894 * 0.135 = 0,12 \text{ Ом};$$

$$X = 0.095 * 0.135 = 0,0128 \text{ Ом};$$

Втрати напруги в лінії

$$\Delta U = \frac{1/2PR + 1/2QX}{U}; \quad (\quad)$$

$$\Delta U = \frac{1/2 * 1024.88 * 0.12 + 1/2 * 478.12 * 0.0128}{10000} = 0,0084 \text{ кВ};$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U} 100\% ; \quad (\quad)$$

$$\Delta U \% = \frac{0.0084}{10} 100\% = 0,0842\%$$

Втрати потужності в лінії

$$\Delta P = 3 * I^2 * R; \quad (\quad)$$

$$\Delta P = 3 * 32.65^2 * 0.12 = 0,384 \text{ кВт.}$$

Аналогічно розраховуємо:

КТП-2

Вибираємо стандартне значення перерізу, найближче до знайденого – кабель марки ААБ 3*25

$$T^0 C_{\text{доп}} = 60 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}; \quad r_0 = 1,25 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,099 \text{ Ом/км.}$$

ТП-3

Вибираємо стандартне значення перерізу, найближче до знайденого – кабель марки ААБ 3*16

$$T^0 C_{\text{доп}} = 60 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad I_{\text{доп}} = 75 \text{ А}; \quad r_0 = 1,95 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,113 \text{ Ом/км.}$$

ТП-4

Вибираємо стандартне значення перерізу, найближче до знайденого – кабель марки ААБ 3*16

$$T^0 C_{\text{доп}} = 60 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad I_{\text{доп}} = 75 \text{ А}; \quad r_0 = 1,95 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,113 \text{ Ом/км.}$$

Розрахунок перерізу кабелю від КТП-1 до СТД

Відстань кабельної лінії від КТП-1 до СТД: СТД-1/12 – 122 м; СТД-2/11 – 110 м; СТД-3/10 – 100 м; СТД-4/9 – 89 м; СТД-5/8 – 78 м; СТД-6/7 – 67 м;

СТД-1/12

Визначаємо робочий струм в нормальному режимі роботи

$$I_p = \frac{S}{n\sqrt{3} * U};$$

$$I_p = \frac{4560}{1\sqrt{3} * 10} = 263,3 \text{ А};$$

Економічний переріз кабелю визначається за формулою:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_e};$$

де $j_e = 1.2 \text{ А/мм}^2$ економічна густина струму [4]

$$F_{ек} = \frac{263.3}{1.2} = 219,4 \text{ мм}^2;$$

Вибираємо стандартне значення перерізу, найближче до знайденого – кабель марки СБ (3*120)*2

$$T^0 C_{доп} = 60^0 \text{ С}; \quad I_{доп} = 24 \text{ А}; \quad r_0 = 0,261 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,081 \text{ Ом/км}.$$

Визначаємо питомі активний і реактивний опори лінії:

$$R = r_0 * l;$$

$$X = x_0 * l;$$

$$R = 0.261 * 0.122 = 0,0318 \text{ Ом};$$

$$X = 0.081 * 0.122 = 0,00988 \text{ Ом};$$

Втрати напруги в лінії

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = 0,0042 \text{ кВ};$$

$$\frac{\Delta U}{U} 100\% = 0,034\%;$$

Втрати потужності в лінії

$$\Delta P = 3 * I^2 * R;$$

$$\Delta P = 3 * 263.3^2 * 0.0318 = 3,327 \text{ кВт.}$$

Аналогічно розраховуємо переріз кабелю, втрати напруги, потужності для інших СТД, результати заносимо до таблиці 4.6

Таблиця 4.6 - Розрахунок кабелю від КТП-1 до СТД

	Ip, А	Fe, мм	Марка кабеля	Довжина l,м	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU, кВ	ΔU%, %	ΔP, кВт
СТД-1/12	263,3	219,4	СБ-(3*120)*2	122	0,318	0,00988	0,0042	0,042	3,327
СТД-2/11	263,3	219,4	СБ-(3*120)*3	110	0,287	0,00891	0,0037	0,037	2,912
СТД-3/10	263,3	219,4	СБ-(3*120)*4	100	0,0261	0,0081	0,0034	0,034	2,704
СТД-4/9	263,3	219,4	СБ-(3*120)*5	89	0,0232	0,00721	0,003	0,03	2,392
СТД-5/8	263,3	219,4	СБ-(3*120)*6	78	0,0204	0,00632	0,0026	0,026	2,08
СТД-6/7	263,3	219,4	СБ-(3*120)*7	67	0,0175	0,00543	0,0022	0,022	1,809

Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання проводимо для мережі високої напруги. Визначимо їх для кожної ділянки мережі, а також на затискачах найбільш потужних синхронних двигунів.

Для розрахунку нарисуємо схему:

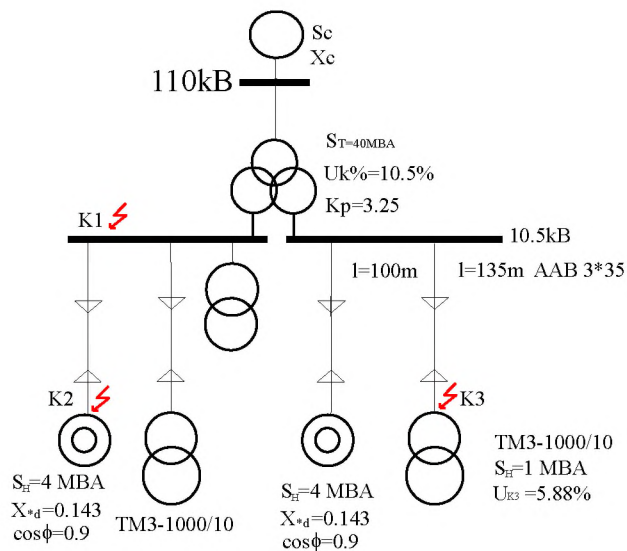


Рисунок 6.1 Для розрахунку КЗ

Складаємо схему заміщення:

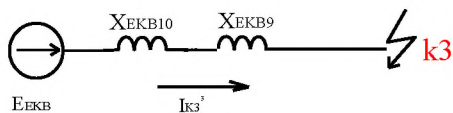


Рисунок 6.10 Остаточно спрощена схема заміщення для К.З.-3

$$X_{екв11} = X_{екв10} + X_{кл1} + X_{екв9} = 0,0187 + 7,005 = 7,0237$$

$$I_{кз3} = \frac{I_{\sigma} * E_{екв}}{\sqrt{r_{\Sigma}^2 + X_{екв11}^2}} = \frac{2,199 * 0,996}{\sqrt{53,219^2 + 7,0237^2}} = 40,8 \text{ кА};$$

$$\text{де } r_{\Sigma} = 2 * r_{кл1} + r_{кл2} = 2 * 4,716 + 43,787 = 53,219$$

$$I_{уд} = I_{кз3} * \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 40,8 * \sqrt{1 + 2(1,05 - 1)^2} = 41 \text{ кА.}$$

де $k_y = 1,05$ по рис. 8.2 [6]

3.4. Вибір електричного обладнання

Електричні апарати, ізолятори та струмоведучі частини працюють в умовах експлуатації в трьох режимах: в тривалому режимі, в режимі перевантажень та в режимі КЗ.

В тривалому режимі надійна робота апаратів, ізоляторів та струмоведучих частин забезпечується правильним вибором за номінальними напругою та струмом.

В режимі перевантажень надійна робота апаратів, ізоляторів та струмоведучих частин забезпечується обмеженням величини і тривалості підвищення струму в таких межах, при яких ще гарантується нормальна робота електроустановок за рахунок запасу міцності.

В режимі К.З. надійна робота апаратів, ізоляторів та струмоведучих частин забезпечується відповідністю вибраних параметрів пристроїв умовам термічної та електродинамічної стійкості.

Вибір шин

Допустимі температури провідника:

- Довготривала допустима температура жил по нормах $\vartheta_{\text{жн}}=70\text{ C}^0$;
- Короткотривала допустима температура жил при перегрузках $\vartheta_{\text{п}}=125\text{ C}^0$;
- Максимально допустиме підвищення нагріву жил по нормах при струмах короткого замикання $\tau_{\text{жн}}=150\text{ C}^0$.

Розрахунковий переріз ошиновки

$$F_{\text{розр}}=I_{\text{роб.мах}}/j_e; \quad (\quad)$$

$$j_e=1\text{ А/мм}^2 \quad \text{при } \tau=8000\text{ год} \quad \text{по [6]}$$

$$F_{розр} = 306/1 = 306 \text{ мм}^2$$

Вибираємо провід АСО-300, $I_{доп} = 690 \text{ А}$; $F = 300 \text{ мм}^2$; $d = 24.4 \text{ мм}^2$; відстань між фазами 300 см.

Перевірка по вимогам коронування.

$$E_0 = 30.3m \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30.3 * 0.82 \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.22}} \right) = 31.6 \text{ кВ/см}^2;$$

де $m = 0.82$ коефіцієнт шорсткості поверхні провода

$$E = \frac{0.354U}{r_0 * \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0.354 * 110}{1.22 * \lg \frac{1.26 * 300}{1.22}} = 12.82 \text{ кВ/см}^2.$$

$D_{cp} = 1.26D$ – при горизонтальному розташуванні фаз

По умовах перевірки $1.07E = 13.72 \leq 0.9E_0 = 28.44$.

Вибір вимикача підстанції енергосистеми.

$$I_{p \max} = \frac{1.4 * S_{mp}}{\sqrt{3}U_n}; \quad (\quad)$$

$$I_{p \max} = \frac{1.4 * 41600}{\sqrt{3} * 110} = 306 \text{ А};$$

Перевіряєм на симетричний струм вимкнення:

$$I_{n,\tau} = 13.454 \text{ кА} \leq I_{відк.ном} = 20 \text{ кА};$$

Вибираємо: МКП-110/630-20

$$U_{уст} \leq U_n = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{найб} = 1.15 * U_p = 126 \text{ кВ};$$

$$I'' = 12.8 \text{ кА} \leq I_{дин.с} = 20 \text{ кА};$$

$$i'' = 34 \text{ кА} \leq i_{дис.с} = 1.8 * \sqrt{2} * I_{дин.с} = 52 \text{ кА};$$

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.}; \quad (\quad)$$

$$\text{де } t_{з.мин} = 0,1 \text{ сек}; \quad t_{с.в.} = 0,08 \text{ сек.}$$

$$\tau = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ сек};$$

$$I_{n,\tau} = I_{no,c} + I_{no,\delta} * e^{-\frac{\tau}{T_{\delta}}}; \quad \text{де } T_{\delta} = 0,534; \quad T_a = 0,05;$$

$$i_{a,\tau} = i_{a,\tau c} + i_{a,\tau \delta} = \sqrt{2} * I_{n,o,c} * e^{-\frac{\tau}{T_{a,c}}} + \sqrt{2} * I_{n,o,\delta} * e^{-\frac{\tau}{T_{a,\delta}}};$$

$$I_{n,\tau} = 12,8 + 0,916 * e^{-\frac{0,18}{0,534}} = 12,8 + 0,654 = 13,454 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} * 12,8 * e^{-\frac{0,18}{0,05}} + \sqrt{2} * 0,916 * e^{-\frac{0,18}{0,05}} = 0,547 \text{ кА};$$

$$B_k = 51,64 \text{ кА}^2 \text{с} \leq I_T^2 * t_T = 1200 \text{ кА}^2 \text{с}; \quad \text{де } I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ сек.}$$

Вибір роз'єднювача

Вибираю роз'єднювач РНД 3-2-110/630 з приводом ПРН-220 М;

$$U_n = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{max} = 126 \text{ кВ} = 1,15 U_n;$$

$$I_{ном} = 630 \text{ А};$$

$$i_y = 34 \text{ кА} \leq i_{n,c} = 80 \text{ кА};$$

$$B_k = 51,64 \text{ кА}^2 \text{с} \leq I_T^2 * t_T = 1200 \text{ кА}^2 \text{с}; \quad \text{де } I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ сек.}$$

Вибір короткозамикача

КЗ-110 М з приводом ШПКМ;

$$U_n = 110 \text{ кВ};$$

$$i_y = 34 \text{ кА} \leq i_{n,c} = 34 \text{ кА};$$

$$B_k \leq I_T^2 * t_T; \quad \text{де } I_T = 13,3 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ сек.}$$

$$51,64 \text{ кА}^2 \text{с} \leq 530,67 \text{ кА}^2 \text{с.}$$

Вибір заземлення

ЗОН-110-М-П для захисту нейтралей силових трансформаторів, не маючих в нулі трансформаторів струму, чи для шин відкритих підстанцій.

$$U_n = 110 \text{ кВ};$$

$$I_n = 400 \text{ А};$$

$$B_k \leq I_T^2 * t_T; \quad \text{де } I_T = 6,3 \text{ кА}; \quad t_T = 10 \text{ сек};$$

$$51,64 \text{ кА}^2\text{с} \leq 396,9 \text{ кА}^2\text{с};$$

з приводом ПРНУ-10.

Вибір обладнання ЗРУ-10 Кв

Вибір вимикача вводу на секції I-III; II-IV; та секційного вимикача I-III; II=IV секцій.

$$I_{p \max} = \frac{0,615 * 40000}{\sqrt{3} * 10} = 1420 \text{ А};$$

Вибираємо: ВМП-10Э-3000-350

Перевіряємо на симетричний струм вимкнення:

$$B_k = 164,34 \text{ кА}^2\text{с} \leq I_T^2 * t_T = 900 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Вибір вимикачів на відходячих лініях до ТП

$$I_{p \max} = \frac{1,4 * 1000}{\sqrt{3} * 10} = 80,83 \text{ А};$$

Вибираємо: ВМП-10-630-20К

Перевіряємо на симетричний струм вимкнення:

$$B_k = 193,148 \text{ кА}^2\text{с} \leq I_T^2 * t_T = 3200 \text{ кА}^2\text{с}.$$

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

4.1 Основні поняття про охорону праці та її задачі

Охорона праці - це комплекс заходів правового, соціально-економічного, організаційного, технічного, гігієнічного і лікувально-профілактичного характеру, які направлені на забезпечення здорових і безпечних умов праці на виробництві. Заходи технічного характеру дозволяють захищати працюючих від різного роду виробничих травм і нещасних випадків, полегшити працю і ліквідувати причини, які можуть привести до травм і шкідливої дії на організм людини. Заходи санітарно-гігієнічного характеру (виробнича санітарія) - забезпечувати здорові умови праці шляхом влаштування побутових приміщень, раціонального освітлення робочих місць, тощо. Із приведеного визначення виходить, що охорона праці - це насамперед система визначених дій, які направлені на збереження здоров'я і працездатності працюючого.

На КС охорона праці здійснюється згідно чинного законодавства, а саме: Закону України "Про охорону праці".

Так як газова галузь відноситься до виробництва підвищеної небезпеки, існує наступна періодичність перевірки знань з питань охорони праці:

- інженерно-технічні працівники - 1 раз у 3 роки;
- робітники – 1 раз на рік.

На підприємстві існує ряд інструкцій по охороні праці, які поділяються на: інструкції по професіям, інструкції по видах робіт, а також інструкції щодо попередження можливих аварійних ситуацій.

4.2 Охорона праці та довілля при використанні електродвигуна СТД-4000-2

Електродвигун СТД-4000-2 широко використовується в промисловості завдяки своїй потужності, надійності та ефективності. Однак його безпечна експлуатація потребує суворого дотримання правил охорони праці та охорони довілля. Ці аспекти є важливими не лише для збереження здоров'я працівників, але й для мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище.

Електробезпека:

Електродвигун СТД-4000-2 працює з високими струмами, тому всі роботи з його підключення, обслуговування чи ремонту повинні виконуватися кваліфікованими електротехніками. Перед запуском двигуна необхідно перевірити:

- Стан ізоляції кабелів;
- Відсутність механічних пошкоджень;
- Надійність підключення до заземлення, що запобігає ураженню електричним струмом.

Необхідно використовувати спеціальний інструмент із ізольованими ручками та гумові діелектричні рукавички.

Механічна безпека:

Електродвигун має рухомі частини, які можуть бути небезпечними для персоналу. Всі обертові елементи мають бути закриті захисними кожухами. У разі потреби зупинки роботи двигуна для обслуговування необхідно спочатку відключити його від мережі й забезпечити, щоб інерція ротора не створювала додаткової небезпеки.

Пожежна безпека:

- необхідно уникати перегріву двигуна шляхом регулярної перевірки та очищення системи охолодження;
- забороняється використовувати двигун у середовищі з високим вмістом вибухонебезпечних парів чи пилу;
- поруч із місцем встановлення необхідно забезпечити наявність первинних засобів пожежогасіння, таких як порошкові або вуглекислотні вогнегасники.

Захист від шуму та вібрації:

Електродвигун може створювати значний рівень шуму та вібрації, особливо при роботі на максимальних режимах. Для зниження впливу цих факторів:

- Використовуються спеціальні демпфери або антивібраційні опори.
- Працівникам рекомендується носити засоби індивідуального захисту (звукоізоляційні навушники або беруші).

Організація робочого місця

- Робоче місце має бути чистим, сухим, із достатнім освітленням;
- Заборонено залишати двигун у ввімкненому стані без нагляду.

4.3 Охорона довкілля

Електродвигун СТД-4000-2 характеризується високим коефіцієнтом корисної дії (ККД), що дозволяє зменшити споживання електроенергії. Це позитивно впливає на зниження екологічного навантаження, пов'язаного із виробництвом електроенергії.

Під час обслуговування двигуна утворюються відпрацьовані мастильні матеріали. Вони повинні збиратися в спеціальні контейнери та передаватися на утилізацію відповідно до вимог екологічного законодавства.

Забороняється зливати технічні рідини, мастила чи інші відходи безпосередньо у ґрунт або водні об'єкти. У разі аварійного витоку необхідно використовувати сорбенти для локалізації та очищення.

Електродвигун не створює викидів під час роботи, але можливе виділення випарів через перегрівання мастил або ізоляційних матеріалів. Система вентиляції повинна забезпечувати належну циркуляцію повітря, особливо у закритих приміщеннях.

Непридатні частини електродвигуна, такі як сталь, мідь чи ізоляційні матеріали, можуть бути здані до спеціалізованих пунктів вторинної переробки, що сприяє збереженню ресурсів та мінімізації відходів.

РОЗДІЛ 5 АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КС

До основних техніко-економічних показників, які характеризують діяльність підприємства відносять:

- об'єм надходження газу в систему газопровід підприємства;
- втрати газу;
- витрати газу на власні потреби;
- об'єм транспорту газу;
- об'єм газу на заповнення нових газопроводів;
- товарний газ;
- тариф за транспортування 1 тис. м³ газу;
- товарний продукт;
- питомі витрати газу на власні потреби;
- питомі витрати газу на транспортування;
- транспортна робота;
- довжина газопроводу в однопіткєвому врахуванні;
- середній діаметор газопроводу;
- річні експлуатаційні витрати;
- собівартість транспорту 1 тис. м³ газу;
- собівартість транспортованої роботи 1 тис. м³ газу;
- собівартість товарної продукції;

- вартість основних фондів;
- середньо річна вартість основних фондів;
- фондоотдача;
- середнеспицькове число робочого персоналу;
- продуктивність праці:
 - за обсягом транспортування;
 - за обсягом транспортної роботи;
 - за обсягом товарної праці;
- матеріальні затрати;
- матеріаломісткість транспорту газу;
- затрати електроенергії;
- енергомісткість транспорту газу.

Таблиця 6.1
Розрахунок техніко-економічні показників КС на базі ГПА з електроприводом STD-4000-2

№ п/п	Найменування показника	Одиниці виміру	Вхідні та розрахункові данні
1	2	3	8
1	Об'єм надходження газу в систему газопровода підприємства	Міл. м ³	17538,2
2	Втрати газу	Тис.м ³	0
3	Витрати газу на власні потреби	Тис.м ³	2425,7
4	Об'єм транспорту газу	Тис.м ³	17535774
5	Об'єм газу на заповнення нових газопроводов	Тис.м ³	0
6	Товарний газ	Тис.м ³	17535774
7	Тариф за транспортування 1000 на 100 км	грн.	19,44
8	Товарний продукт	грн.	3,41E+08
9	Питомі витрати газу на транспортування	-	0
10	Питомі витрати газу на власні	-	0,000138

	потреби		
11	Транспортна робота	мил.м ³ ·км	24593468
12	Довжина газопроводу в одноступовому врахуванні	км	1402,474
13	Середній діаметр газопроводу	км	0,000534
14	Річні експлуатаційні витрати	тис.грн.	6441,4
15	Собівартість транспорту 1 тис м ³ газу	грн/тис.грн.	0,367329
16	Собівартість транспортованої роботи 1 тис м ³ газу	грн/мил.грн.·км	0,261915
17	Собівартість товарної продукції	Грн./грн	0,018896
18	Вартість основних фондів	тис. грн.	202935,2
19	Середньо річна вартість основних фондів	тис. грн.	198465,4
20	Фондовіддача	м ³ /грн	88,35683
21	Середньоспискове число робочого персоналу	Чол.	466

Для порівняльного аналізу основних техніко-економічних показників газотурбінного нагнітача ГТН-6 і нагнітача типу 280-11-6 з електроприводом СТД-4000-2 потрібно врахувати такі ключові параметри:

Основні технічні характеристики:

Параметр	ГТН-6	Нагнітач 280-11-6 (з СТД-4000-2)
Привід	Газова турбіна	Електродвигун
Потужність приводу	~6 МВт	4 МВт
ККД приводу	~28-35%	>95%
Продуктивність	Залежить від умов транспортування газу	Відповідно до проектних значень
Витрати палива/енергії	~200-300 куб. м газу/год	~4000 кВт електроенергії
Рівень шуму	Високий, потребує шумозахисту	Низький
Екологічність	Викиди NOx, CO2	Відсутність локальних

Параметр	ГТН-6	Нагнітач 280-11-6 (з СТД-4000-2) викидів
-----------------	--------------	--

Економічні показники:

Параметр	ГТН-6	Нагнітач 280-11-6 (з СТД-4000-2)
Капітальні витрати	Високі через вартість турбіни	Нижчі завдяки простішій конструкції
Операційні витрати	Високі через витрати палива і обслуговування	Залежить від тарифів на електроенергію
Технічне обслуговування	Часте і складне	Просте і менш трудомістке
Рентабельність	Залежить від вартості газу	Залежить від тарифів на електроенергію

Переваги та недоліки

Тип нагнітача	Переваги	Недоліки
ГТН-6	<ul style="list-style-type: none"> • Незалежність від електромережі. • Можливість роботи у віддалених регіонах із доступом до природного газу 	<ul style="list-style-type: none"> • Низький ККД. • Високий рівень викидів • Складність і вартість обслуговування
Нагнітач 280-11-6 з СТД-4000-2	<ul style="list-style-type: none"> • Високий ККД електродвигуна. • Відсутність викидів під час експлуатації • Нижчий рівень шуму 	<ul style="list-style-type: none"> • Залежність від стабільності електропостачання • Обмеження в регіонах з нестабільною електромережею

Порівняльний техніко-економічний аналіз роботи компресорної станції

Параметр	ГТН-6	ГПА СТД-4000-2
Потужність одного агрегату (кВт)	6000	4000
Ефективність (%)	28.0	97.5
Витрати на пальне/електроенергію (грн)	15 000 000	3 282 051
Загальна вартість транспортування (грн)	10 000 000	10 000 000
Загальні витрати на експлуатацію (грн)	25 000 000	13 282 051

Отже, ГТН-6 доцільно використовувати у віддалених регіонах із доступом до природного газу, але без електромереж. 280-11-6 із СТД-4000-2 є кращим вибором для районів з наявною стабільною електромережею, де важливі екологічність та економічна ефективність. Цей аналіз може бути уточнений на основі конкретних умов експлуатації, таких як відстань транспортування, характеристики газопроводу і тарифів на енергію.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було проаналізовано та обґрунтовано доцільність використання електроприводу у газоперекачувальному агрегаті на компресорній станції.

Розглянуто і проаналізовано роботу компресорної станції на базі газоперекачуючого агрегата ГТН-6 та на базі електроприводного газоперекачувального агрегата СТД-4000-2. Обґрунтовано доцільність модернізації компресорної станції шляхом переходу на електроприводні газоперекачувальні агрегати.

Були зроблені розрахунки електричної частини компресорної станції, розрахунок розподільчої силової живлячої мережі, проведено вибір електричного обладнання для заміни газотурбінного газоперекачувального агрегата на електроприводний газоперекачувальний агрегат.

Проведено економічне обґрунтування застосування електроприводного газоперекачувального агрегату на компресорній станції та зроблені всі технічні розрахунки електричної частини компресорної станції для її модернізації.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Антонов, В. П. "Економіка енергетичних підприємств". Київ: Вища школа, 2020.
2. Бондаренко, А. І. "Експлуатація та технічний стан газопроводів". Львів: Політехніка, 2018.
3. Бондаренко, А. И. "Энергоэффективность электроприводов для компрессорных станций". Київ: Техніка, 2019.
4. Дмитренко, І. В. "Електроприводи в енергетичних системах транспортування газу". Харків: ХНУРЕ, 2021.
5. ДСТУ 4045-2020. Системи магістрального транспортування газу. Енергетичні показники".
6. Захарова, О. С. "Моделювання динаміки роботи електроприводів компресорних агрегатів". Одеса: ОНПУ, 2019.
7. Ivanov, S. "Theoretical Analysis of Electric Drives in Gas Transport". Energy Systems Research Journal, 2020.
8. Elliott, D. "Pipeline Economics and Efficiency Metrics". Journal of Energy Economics, 2019.
9. Коваленко, П. Г. "Ефективність використання електроприводів на газоперекачувальних станціях". Львів: Львівська політехніка, 2018.

10. Кузнецов, В. А. "Электромеханические системы в газовой промышленности". Москва: Энергоатомиздат, 2017.
11. Ли, Д. "High-Performance Electric Motors for Gas Compressor Applications". Journal of Energy Efficiency, 2019.
12. Martin, R. "Operational Performance of Natural Gas Pipelines". Energy Policy Journal, 2020.
13. Мельник, В. С. "Перспективи заміни газотурбінних приводів електричними на газоперекачувальних станціях". Запоріжжя: ЗНТУ, 2020.
14. Нафтогаз України. Офіційний сайт. Розділ "Газотранспортна система". <https://naftogaz.com>
15. Nelson, P. "Optimization Strategies for Electric Drives in Gas Compression Systems". IEEE Transactions, 2021.
16. Олексієнко, М. В. "Аналіз енергетичних втрат в електроприводах компресорів". Дніпро: ДНУ, 2019.
17. Петров, С. И. "Автоматизация процессов управления электрическими приводами компрессоров". Москва: Издательство МЭИ, 2018.
18. Петров, С. І. "Сучасні технології транспортування газу". Київ: Вид-во НТУУ "КПІ", 2018.
19. Qureshi, A. "Energy Savings in Electric-Driven Compressors for Gas Pipelines". Energy Policy Journal, 2021.
20. Смирнов, И. Н. "Энергоэффективные технологии в газоперекачке". Новосибирск: Наука, 2019.
21. Thomas, G. "Electrification Trends in Gas Compressor Stations". Global Energy Review, 2020.
22. Умеров, А. В. "Теоретичне обґрунтування використання електроприводів у газоперекачувальних агрегатах". Київ: НТУУ "КПІ", 2020.
23. Verma, N. "Comparative Analysis of Gas Turbine and Electric Drives". International Journal of Applied Energy, 2020.

24. Wang, L. "Dynamic Control of Electric Compressors in Natural Gas Systems". *Journal of Control Engineering*, 2019.
25. Wang, L. "Optimization of Gas Transmission Systems". *International Journal of Energy Systems*, 2018.
26. Zhang, J. "Key Performance Indicators for Gas Pipeline Operations". *Journal of Applied Energy*, 2019.
27. Zhang, J. "Advanced Electric Drive System."