

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Забезпечення надійності системи електропостачання
підприємства переробки молока з вибором резервного джерела живлення**

Виконав(ла): студент(ка) 6 курсу, групи ЕЕм-61
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

_____ **Бачинський О. Р.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

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

Завідувач кафедри _____ **Тарасенко М. Г.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 30 » вересня 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Бачинському Олегу Руслановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності системи електропостачання підприємства переробки
молока з вибором резервного джерела живлення

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 29 » вересня 2021 року № 4/7-807

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2021 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) План підприємства із зовнішніми електричними
мережами, графіки електричних навантажень, характеристики споживачів електричної енергії.
Перелік наявних основних та допоміжних електропотужностей цеху.

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. Генеральний план території молокозаводу 1л. ф – А1

2. Однолінійна схема електропостачання підприємства 1л. ф – А1

3. Схема електрична принципова трансформаторної підстанції 1л. ф – А1

4. План приміщення дизельної електростанції 1л. ф – А1

5. Електрична принципова схема УАВР 1л. ф – А1

6. Квартальні графіки електричних навантажень 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 30 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	10.09.2021	
2	Аналітичний розділ	20.10.2021	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2021	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.12.2021	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2021	
6	Висновки	10.12.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2021	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2021	

Студент

(підпис)

Бачинський О. Р.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Бабюк С. М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Бачинський О. Р. Забезпечення надійності системи електропостачання підприємства переробки молока з вибором резервного джерела живлення.

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Стор.– 77; рис. - 13; табл. - 28; креслень - 6; джерел - 21; додатків - .

У кваліфікаційній роботі магістра здійснено розробку технічних заходів щодо забезпечення надійності системи електропостачання підприємства переробки молока.

Здійснено розрахунок силового та освітлювального електричного навантаження, здійснено зміни в схемі електропостачання струмоприймачів, проведено вибір перерізу жил дротів та кабелів, розраховано струми короткого замикання, на основі яких здійснено вибір комутаційної та пускозахисної апаратури.

Для надійного та безперебійного живлення, проведено розрахунки та здійснено вибір резервного джерела живлення дизельної електростанції.

Створено умови відносно освітлення та вентиляції приміщення резервного джерела живлення, для проведення поточного ремонту та технічного обслуговування обладнання.

Ключові слова: СТРУМОПРИЙМАЧ, ТРАНСФОРМАТОР, ДИЗЕЛЬНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, НАВАНТАЖЕННЯ, ВТРАТИ.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Засоби забезпечення надійності електропостачання споживачів	9
1.2 Безперебійне електропостачання споживачів	11
1.3 Аналіз виробничо-господарської діяльності підприємства	12
1.4 Обґрунтування теми роботи з аналізом стану електропостачання підприємства	13
1.5 Висновки до розділу 1	18
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	19
2.1 Розробка схеми електропостачання підприємства	19
2.2 Розрахунок потужності трансформаторних підстанцій, з вибором їх	21
2.2.1 Розрахунок електричних навантажень	21
2.2.2 Розрахунок коефіцієнта завантаження трансформаторів ТП №1, ТП №2 і визначення їх придатності для подальшої експлуатації	32
2.3 Висновки до розділу 2	34
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	35
3.1 Розрахунок електричних мереж 10 і 0,4 кВ	35
3.1.1 Визначення перерізу дротів ліній 10 і 0,4 кВ	35
3.1.2 Визначення втрат напруги в мережі	40
3.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання в лініях 0,4 кВ	42
3.2 Вибір комутаційно-захисної апаратури для мереж 10 і 0,4 кВ	45
3.2.1 Вибір вимикачів	45
3.2.2 Вибір реле струму	46
3.2.3 Вибір плавких вставок на лінії високої напруги	47
3.2.4 Вибір трансформаторів струму	47
3.2.5 Вибір трансформатора напруги	48
3.2.6 Вибір захисту ліній 0,38 кВ	48

	5
3.3 Розробка схеми автоматичного включення резерву на напругу 0,4 кВ	49
3.4 Розрахунок потужності резервної електростанції з вибором обладнання	51
3.5 Електрична схема керування резервною електростанцією	56
3.6 Розрахунок освітлення і вентиляції приміщення резервної електростанції	57
3.6.1 Розрахунок освітлення приміщення	57
3.6.2 Розрахунок вентиляції приміщення	59
3.7 Розрахунок заземлення нейтралі резервної електростанції	63
3.8 Висновки до розділу 3	66
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	67
4.1 Вимоги до персоналу для обслуговування резервної електростанції	67
4.2 Заходи із безпечного увімкнення резервної електростанції в роботу	69
4.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій	71
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	74
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	75

ВСТУП

Актуальність проблеми. Промисловість споживає близько двох третин усієї електроенергії, що виробляється в нашій країні. Зростають потужності, споживані підприємствами і окремими електроприймачами. У зв'язку з цим ускладнюються завдання раціональної побудови схем розподілу електроенергії. Підвищуються вимоги до надійності, економічності, зручності і безпеки експлуатації і до якості електроенергії.

Аналіз показує високу міру зносу систем, яка сягає більше 60%. На багатьох промислових підприємствах існуючі системи електропостачання є проектами як мінімум двадцятирічної давності. Тому на сьогодні в електроенергетиці нашої країни виразно видима чітка тенденція зниження показників надійності електропостачання, а також зростання цін на електричну енергію. Усе це безпосередньо пов'язано зі значним старінням електрогенеруючих підприємств, електричних мереж і, звичайно, збільшенням числа відключень на лініях внаслідок аварій [1].

Надійність схеми електропостачання ґрунтується на ймовірностно-статистичній природі її поведінки. Останніми роками зі збільшенням аварійних ситуацій, розробляються методи оцінки вірогідності їх каскадного розвитку, обумовлених відмовами автоматики і комутаційної апаратури.

Необхідно відмітити, що будь-яке ушкодження в електричних мережах – ця випадкова подія, тому неможливо точно передбачити, коли і в якому місці може виникнути яке-небудь порушення в роботі системи електропостачання. Спостереження і аналіз досвіду експлуатації певною мірою дозволяє виділити головні причини, місця і періоди з підвищеною вірогідністю відмови. Технічна і організаційна структура систем електропостачання не є постійною, а періодично міняється разом зі змінами в структурі громадського виробництва. Часті порушення працездатності електроустановок, які виконують передачу і розподіл електроенергії, при збігу певних обставин, можуть привести до серйозних порушень режиму роботи насосної станції.

Раптові перерви електропостачання є найбільш важкими і поширеними видами порушень, від яких складно повністю захистити устаткування, оскільки специфіка процесу виробництва і передачі електроенергії обумовлює неможливість зробити її запас в необхідних для технологічних процесів кількості для забезпечення безперебійності живлення.

Серед основних шляхів підвищення надійності електропостачання промислових підприємств, найважливішу роль відіграють такі: застосування резервних джерел живлення, модернізація систем електропостачання, оптимальний вибір електрообладнання цехових трансформаторних підстанцій, детальний розрахунок електричного навантаження підприємства, проведення аналізу надійної роботи усього електричного обладнання, застосування сучасних пристроїв автоматики та схем релейного захисту, використання пристроїв для компенсації реактивної потужності, які суттєво вплинуть на показники якості електричної енергії.

Мета і завдання дослідження. Основною метою роботи є розробка та впровадження технічних заходів для забезпечення надійності системи електропостачання підприємства переробки молока.

Поставлена в роботі мета вимагає вирішення наступних задач:

- аналіз чинників та впровадження заходів, які впливають на надійність електропостачання промислових підприємств;
- аналіз шляхів забезпечення безперебійного електропостачання підприємства;
- визначання силового та освітлювального навантаження підприємства;
- вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання;
- вибір числа потужності, та місця розташування трансформаторних підстанцій;
- вибір пристроїв компенсації реактивної потужності та місця їх установки;

- розрахунок струмів короткого замикання для вибору пристроїв релейного захисту та автоматики;
- вибір комутаційної апаратури, раціонального перетину жил кабелів та проводів;
- розрахунок потужності резервного джерела живлення із розробкою схеми резервування живлення.

Об’єкт дослідження - процеси забезпечення надійності системи електропостачання.

Предмет дослідження - схема електропостачання на основі установки автономного резервного джерела живлення.

Наукова новизна отриманих результатів.

– Дістало подальший розвиток аналіз та впровадження шляхів забезпечення надійної роботи системи електропостачання підприємства із переробки молока, шляхом установки автономного резервного джерела живлення, яке забезпечить надійне та безперебійне живлення.

Практичне значення отриманих результатів.

Запропонована схема електропостачання, та одержані результати свідчать про її ефективність та економічність, а застосування сучасного комплексу технічних засобів забезпечить надійну та безвідмовну роботу пристроїв захисту, та забезпечить безпеку виробництва.

Апробація.

Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на IV студентській науково-технічній конференції "ПРИРОДНИЧІ ТА ГУМАНІТАРНІ НАУКИ. АКТУАЛЬНІ ПИТАННЯ" 28-29 квітня 2021 р., на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (21 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 77 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Засоби забезпечення надійності електропостачання споживачів

Надійність електропостачання споживачів визначається надійністю електропостачання системних живлячих вузлів (центрів живлення), що забезпечується системними засобами (структурою і параметрами систем генерації і транспорту електроенергії, резервами потужності, запасами енергоресурсів і пропускних здібностей зв'язків, засобами управління і так далі), надійністю розподільних мереж і систем електропостачання конкретних споживачів різних категорій (локальній розподільній мережі).

Надійність електропостачання споживачів повинна забезпечуватися усіма суб'єктами ринку в зонах відповідальності за надійність при їх технологічній і економічній взаємодії. Завданням Системного оператора є забезпечення надійності електроживлення вузлів основної електричної мережі, від яких здійснюється постачання електроенергією вузлів навантаження. Відповідальність за надійність електропостачання конкретних споживачів несуть енергопостачальні організації (енергозбутові), які забезпечують постачання електричної енергії (потужності) споживачам в заявленому об'ємі відповідно до графіку споживання і договорів електропостачання при виконанні споживачами усіх технічних і фінансових зобов'язань. Потрібна зміна Положення про енергопостачальні організації (гарантуючі постачальники), в частині наділу їх повноваженнями по координації забезпечення надійності електропостачання споживачів.

Сучасний етап розвитку електроенергетики пред'являє принципово нові вимоги до тарифної політики у сфері споживання електроенергії. У основу системи формування тарифів має бути закладений принцип справедливого розподілу витрат серед споживачів. У нових господарських і правових умовах функції тарифів значно розширюються і придбавають реальну значущість.

Одним з можливих варіантів механізму розподілу відповідальності за забезпечення надійності електропостачання є створення зворотних економічних зв'язків між рівнем надійності електропостачання споживачів і інвестиціями в забезпечення надійності з боку енергопостачальної і мережевої компаній з урахуванням страхування ризиків.

Створення спеціальних страхових фондів надійності з участю в них зацікавлених виробників електроенергії, енергопостачальних компаній, і споживачів – один із способів підтримки надійності в умовах ринкових стосунків. Страхові фонди можуть використовуватися як для створення засобів забезпечення надійності що виробляють електроенергію і структурами, що забезпечують нею, так і для відшкодування збитку, що наноситься споживачам при порушенні їх електропостачання.

Для забезпечення надійного постачання споживачів електроенергією необхідної якості в нових економічних умовах необхідно розробити систему управління надійністю електропостачання споживачів, в основу якої повинно належати наступне:

1. Управління надійністю електропостачання споживачів повинно базуватися на відповідній правовій основі (законодавчих документах, стандартах, нормативах, регламентах оптового і роздрібного ринків і т. д.).

2. При побудові такої системи слід виходити з необхідності підтримки надійності ЕЕС з урахуванням економічних інтересів суб'єктів ринку.

3. Учасники енергетичного ринку повинні отримувати справедливе відшкодування витрат і втрат (у тому числі упущеної вигоди), які мають місце при підтримці заданого рівня надійності або виникають при зниженні його нижче нормативних або договірних значень.

4. Споживачам електричної енергії має бути надана свобода вибору рівня надійності електропостачання, що забезпечується їх платоспроможним попитом. У випадку якщо нормативний або договірною рівень надійності порушений, споживач повинен отримати відшкодування збитку.

5. Ефективне функціонування системи управління надійністю

електропостачання споживачів повинно ґрунтуватися на кількісній оцінці комплексу показників і критеріїв надійності стосовно кожного з суб'єктів енергетичного ринку.

6. Для забезпечення надійного електропостачання споживачів в нових економічних умовах необхідно переглянути чинні нормативні документи, що містять застарілі норми побудови (проектування) схем електропостачання кінцевих споживачів, і в діючих методичних рекомендаціях по проектуванню розвитку енергосистем виділити нормативи надійності у вигляді самостійного розділу. Для цього має бути розроблена необхідна нормативна і законодавча база.

7. Завдання забезпечення надійності електропостачання відповідальних споживачів, окрім надійності зовнішнього електропостачання, великою мірою повинне вирішуватися за рахунок саморезервування в достатньому об'ємі, у тому числі, за рахунок забезпечення живучості системи їх внутрішнього електропостачання.

1.2 Безперервне електропостачання споживачів

Безперервне електропостачання можливо мережевою організацією тільки у тому випадку, якщо енергоприймаючі пристрої приєднані до об'єктів її електромережевого господарства. Отже, категорія надійності електропостачання підвищується, якщо мережевою організацією забезпечено приєднання до зовнішнього від споживача джерела електропостачання. Автономне резервне джерело живлення встановлюється заявником самостійно, поза стосунками по виробництву технологічного приєднання (за винятком особливої групи першої категорії надійності) і категорію надійності електропостачання, по сенсу електроенергетичного законодавства, не змінює, але змінює її технологічно.

Відсутність законодавчого розмежування між різними видами джерел живлення, вказівки на можливість заявника самостійно встановити автономне резервне джерело живлення без узгодження з мережевою організацією і тим

самим самостійно підвищити надійність електропостачання, призводить до підвищених витрат на технологічне приєднання, збільшення об'єму об'єктів електромережевого господарства, що негативно відбивається на санітарно-епідеміологічному стані довкілля і електропостачанні інших споживачів. Вважаємо, що в цілях удосконалення нормативно-технічної бази в електроенергетиці в Правилах технологічного приєднання необхідно привести визначення автономного резервного джерела живлення - пристрою, технологічно не пов'язаного з об'єктами електромережевого господарства мережевої організації, призначеного для тимчасового електропостачання електроприймачів, в період зникнення напруги на основному джерелі живлення від електричної мережі (електрогенеруючі системи, що функціонують за рахунок горючого палива, альтернативних джерел енергії, хімічних реакцій). Правила технологічного приєднання також повинні містити в собі вказівку на можливість заявника встановити автономне резервне джерело живлення самостійно, без узгодження з мережевою організацією. Подібна вказівка, на наш погляд, дозволить власникам енергоприймаючих пристроїв, для яких виходячи з вимог Правил технологічного приєднання і ПУЕ не потрібно забезпечення безперебійного електропостачання, без підвищення вартості технологічного приєднання, своїми силами забезпечити високий рівень надійності електропостачання.

1.3 Аналіз виробничо-господарської діяльності підприємства

Генеральний план підприємства представлений в графічній частині. Загальна площа усієї території складає 74500 м².

Чисельність персоналу, зайнятого на виробництві, 146 чоловік, включаючи ІТР. Робоча зміна – восьмигодинна.

Основною діяльністю акціонерного товариства є переробка молока і виробництво цільномолочної продукції, а також її реалізація.

У асортимент товарної продукції входять: паста сирна фруктова; сирні десерти; крем сирний; напій кисломолочний солодкий; дієтичні кисломолочні продукти; йогурт фруктовий молочний нежирний; сметана; молоко пастеризоване, а також сир.

Встановлена продуктивність підприємства по випуску готової продукції складає 150 тон в добу, але фактична залежить від числа і об'єму замовлень.

Ефективність використання спожитих виробничих ресурсів (трудових, матеріальних), а також рівень управління і організації праці, кількість і результати реалізації продукції, економічне стимулювання працівників підприємства можна проаналізувати за даними, представленими нижче.

Результати діяльності підприємстві наводяться за 3 останні роки.

Таблиця 1.1 – Склад і структура трудових ресурсів

Показники	Даний період виробництва, рік		
	2018	2019	2020
Чисельність працівників, чол.	154	151	146
Чисельність ІТР, чол.	28	27	27
Чисельність робітників, чол.	126	124	119
Кількість відпрацьованих днів.	306	307	307
Відпрацьовано за рік усіма працівниками, ч/днів.	47124	46357	44822

Чисельність працівників, вказана в таблиці 1.1, значно відрізняється від чисельності по штату, що пов'язано з роботою виробництва не на встановлену продуктивність підприємства.

1.4 Обґрунтування теми роботи з аналізом стану електропостачання підприємства

Відповідно до проектної документації підприємства – технічного паспорта, усі електроприймачі знаходяться в експлуатації, по мірі надійності електропостачання відносяться до споживачів другої категорії.

Живлення силового обладнання підприємства і освітлювальних установок здійснюється від внутрішньоцехових трансформаторних підстанцій, розташування яких позначене на генеральному плані.

На ТП № 1 встановлений два силові трансформатори потужністю по 1000 $kV \cdot A$ кожен. На ТП № 2 два силові трансформатори потужністю по 630 $kV \cdot A$ кожного. У схемі низької напруги на обох підстанціях передбачена систем аварійного включення резерву (АВР).

Перелік електроприймачів, представлений в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Встановлена потужність струмоприймачів

№ на плані	Найменування виробничих приміщень і обладнання	$P_{ел.обл.},$ kWt	$P_{осв.},$ kWt
1	2	3	4
3	Склад: освітлювальна установка тельфер	4,6	5,184
4	Склад з навісом: освітлювальна установка		3,456
6	АБК (адміністративно-побутовий корпус) : освітлювальна установка калорифер ВЦ 4-70 (2 шт.) інші силові споживачі	4,4 12,0	23,040
7	Головний корпус (1 поверхова будівля) : освітлювальна установка Гараж: автомат зварювальний калорифер ВЦ 4-70 Лабораторія електроцеху : калорифер ВЦ 4-70 Майстерня електроцеху : верстат токарний верстат свердлувальний вентилятор витяжний калорифер ВЦ 4-70 Компресорна: компресор стислого повітря 4ВУ/5 компресор крижаної води КМ80-50-200М Приймальне відділення: насос молочний (6 шт.)	16,5(kVA) 2,2 60,0 2,2 6,0 2,6 2,5 2,2 37,0 8,0 6,6	35,964

продовження таблиці 1.2

1	2	3	4
8	Компресорна: освітлювальна установка компресор аміачно-гвинтовий А-280-7-2 (8 шт.) компресор аміачно-поршневої Р-110 (2 шт.) установка пониження пари аміаку ТК-140(2 шт.) компресор крижаної води КМ80-50-200М	800,0 120,0 8,8 8,0	8,400
11	Компресорна: освітлювальна установка компресор стислого повітря 4ВУ/5	37,0	0,432
12	Склад: освітлювальна установка		1,512
13	Головний корпус (2 поверхи) : освітлювальна установка Тарний цех: транспортер стрічковий (2 шт.) машина мийна (2 шт.) Молокохранилище: насос молочний (2 шт.) Апаратний цех: ємність з мішалкою Я1-ОСВ-4.0 (20 шт.) ємність з мішалкою ОЗУ-063 (12 шт.) насос молочний (2 шт.) калорифер ВЦ 4-70 Цех виробництва олії, сиру і пастеризації молока : сепаратор Ж5-ОМ-С (6 шт.) гомогенізатор А1-ОГМ (2 шт.) насос теплообміну К60/30 (2 шт.) насос молочний (4 шт.) Цех розлива : насос молочний (6 шт.) калорифер ВЦ 4-70 Відділення холодильне : камера холодильна ВОП (12 шт.) Лабораторія: калорифер ВЦ 4-70 Насос опалювання (2 шт.)	5,6 4,4 2,2 15,0 9,0 2,2 2,2 90,0 70,0 44,0 4,4 6,6 2,2 26,4 8,6 2,2 22,0	96,660
14	Насосна другого підйому: освітлювальна установка насос мережевий (2 шт.)	22,0	2,592

продовження таблиці 1.2

1	2	3	4
15	Будівельний цех: освітлювальна установка верстат токарний верстат фугувальний верстат фрезерний верстат шипорізний верстат наждачний вентилятор витяжний компресор		8,640
16	Очисна: освітлювальна установка насос водяний поршневий	1,8 3,5 2,6 2,8 1,5 2,2 3,2	0,864
18	Приміщення цистерн запасу молока : освітлювальна установка	5,5	0,192

Живлення 10 кВ трансформаторні підстанції отримують від комірки № 2 міського РП-27 за допомогою тільки однієї силової кабельної лінії, прокладеної в траншеї.

У схемі комутації на стороні високої напруги застосовуються вимикачі навантаження, роз'єднувачі і запобіжники, а на стороні низької – силові розподільні щити типу ПР-85 зі збірними шинами з одностороннім обслуговуванням.

Через використання першого комірки РП-27 іншими споживачами, що не відносяться до виробничої діяльності підприємства, можливість отримання резервної лінії для електропостачання силового устаткування відсутня.

Відповідно до «Правил улаштування електроустановок» [2], до електроприймачів другої категорії відносяться електроприймачі, перерва електропостачання яких може привести до масового недовіпуску продукції, масовим простоєм робітників, механізмів і промислового транспорту.

Таким чином, аналізуючи схему електропостачання усього виробничого циклу по випуску цільномолочної продукції, можна зробити висновок, що існуюча схема, не відповідає вимогам категоричності, встановленим ПУЕ, є не допрацьованою і вимагає конструктивних змін.

Приведемо виробничі чинники, що вимагають підвищення рівня надійності електропостачання і внесення змін до діючої схеми живлення споживачів :

1. Для обігріву приміщень підприємства при температурі навколишнього повітря вище -22°C , використовується теплоносій, вироблений котельною власних потреб, нижче - в роботу додатково вводяться калориферні установки ВЦ4 – 70, потужністю $2,2\text{ кВт}$ кожна, загальною кількістю 8 шт.

2. Для охолодження продукції, що готується до випуску, для її тимчасового зберігання, застосовуються холодильні камери з різними встановленими для цих цілей температурними режимами. Загальний робочий об'єм холодильних камер складає 1920 тон.

Так, для зберігання готової продукції, температура усередині холодильної камери повинна підтримуватися в діапазоні $-3...-7^{\circ}\text{C}$, а для заморожування бути постійною -18°C .

3. Для холодильних камер як холодагенту використовується аміак – сильно лужний хімічний елемент, здатний викликати отруєння організму, задуху, напади кашлю, запаморочення, головні болі і навіть привести до сліпоті, він горючий і вибухонебезпечний.

Саме по собі використання аміаку на надійність електропостачання не впливає, але електроустановки використовувані, як для його нагнітання, так і для зниження тиску пари, вимагають відповідальнішого підходу з боку забезпечення електроживленням.

Для забезпечення необхідного рівня роботи і підвищення надійності електропостачання пропонується зробити розділення усіх електроприймачів на дві групи по категоріях електропостачання, другу і третю, а в схемі комутації приймачів другої категорії передбачити резервне живлення від стаціонарної дизельної електростанції.

З точки зору економічного показника, доцільність цього варіанту, заснованого на виявленні збитку виробництву при не достатній надійності роботи схеми електропостачання.

Показники надійності елементів системи характеризуються параметрами потоків відмов (аварій), потоків планових відключень і їх тривалістю за часом. За даними енергетичної служби підприємства середня сумарна тривалість усіх аварійних відключень за 2015 рік склала 72,8 години, а планових 362,2 години.

1.5 Висновки до розділу 1

В даному розділі розглянуто питання забезпечення надійності електропостачання споживачів. Доведено, що надійність електропостачання споживачів визначається надійністю електропостачання системних живлячих вузлів.

Серед основних шляхів підвищення надійності електропостачання промислових підприємств, найважливішу роль відіграють такі: застосування резервних джерел живлення, модернізація систем електропостачання, оптимальний вибір електрообладнання цехових трансформаторних підстанцій, детальний розрахунок електричного навантаження підприємства, проведення аналізу надійної роботи усього електричного обладнання, застосування сучасних пристроїв автоматики та схем релейного захисту, використання пристроїв для компенсації реактивної потужності, які суттєво вплинуть на показники якості електричної енергії. Також передбачити заміну вимірювальних трансформаторів, трансформаторів власних потреб та інші зміни.

Також в даному розділі проведено обґрунтування теми роботи з аналізом стану електропостачання підприємства.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розробка схеми електропостачання підприємства

Виходячи з того, що на кожній із внутрішньоцехових ТП встановлені трансформатори однакової потужності, для більш рівномірного розподілу навантаження по секціях пропонується таке приєднання електроприймачів (таблиця 2.1 і 2.2). Принципові електричні схеми ТП приведені на рис. 2.1 та 2.2.

Таблиця 3.1 - Розподіл навантаження по секціях ТП №1

Секція 1	Навантаження приведене, кВт		Секція 2
РП1-1			РП1-2
Компресорна (об'єкт №8)	338,0	216,4	Компресорна (об'єкт №8)
		8,76	Склад (об'єкт №3)
РП2-1		3,5	Склад з навісом (об'єкт №4)
Компресорна (об'єкт №11)	37,43	1,52	Склад (об'єкт №12)
ЩО			РП2-2
Освітлювальна установка	23,0	151,0	Головний корпус (об'єкт №7)
Разом:	398,43	381,18	Разом:

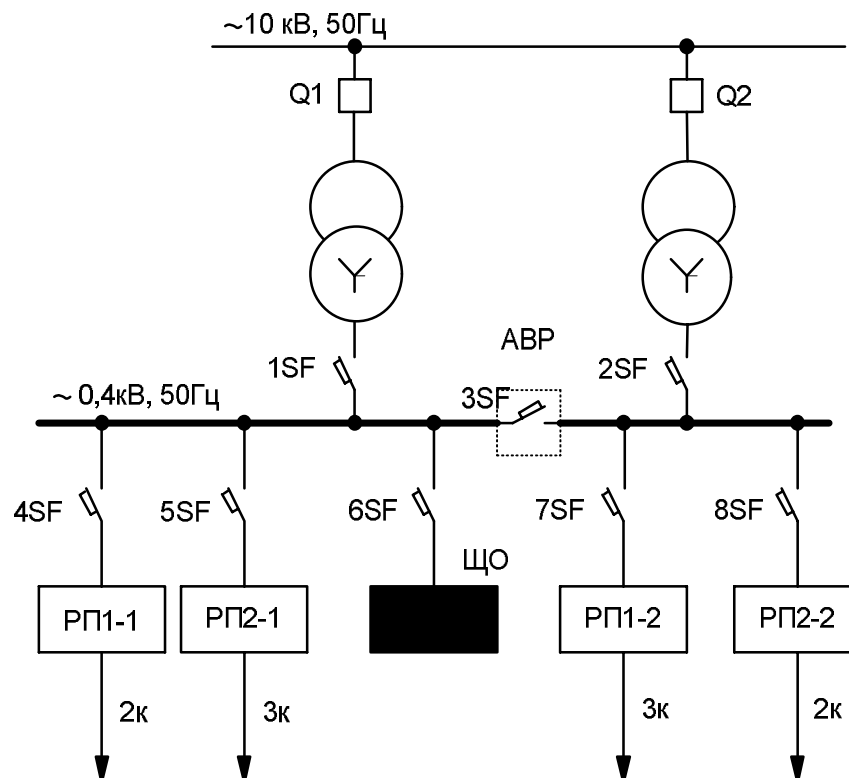


Рисунок 2.1 – Принципова електрична схема ТП №1

Таблиця 2.2 – Розподіл навантаження по секціях ТП№2

Секція 1	Навантаження приведене, кВт		Секція 2
РП1-3			РП2-3
Головний корпус (об'єкт № 13)*	261,6	39,4	АБК (об'єкт № 6)
		24,6	Насосна другого підйому (об'єкт № 14)
		26,2	Будівельний цех (об'єкт № 15)
		6,36	Очисна (об'єкт № 16)
		55,0	Головний корпус (об'єкт № 13)*
			ЩО-1
		96,7	Цехова освітлювальна установка
			ЩО-2
		22,0	Освітлювальна установка вулична
Разом:	261,6	270,3	Разом:

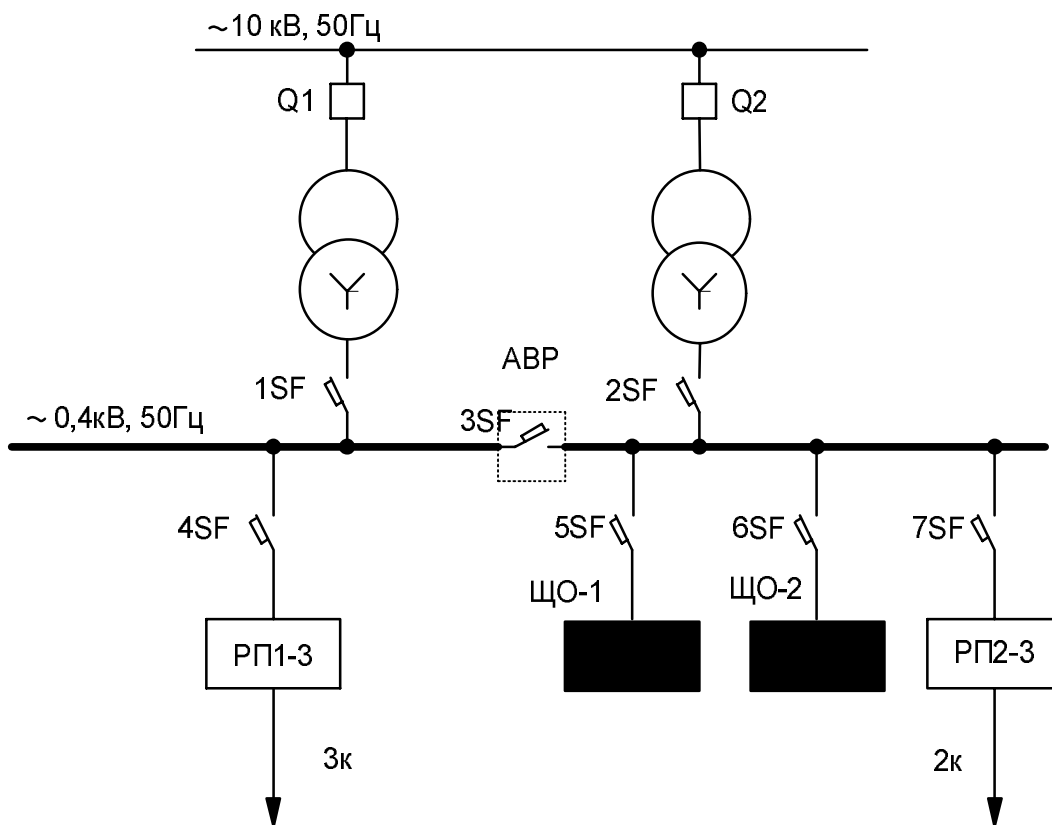


Рисунок 2.2 – Принципова електрична схема ТП №2

2.2 Розрахунок потужності трансформаторних підстанцій, з вибором їх обладнання

2.2.1 Розрахунок електричних навантажень

Для визначення електричних навантажень цехів і будівель, що стоять окремо, скористаємося методом коефіцієнта максимуму (впорядкованих діаграм).

Розрахунок приведеного навантаження для кожного об'єкту зробимо відповідно до схеми електропостачання :

3. Склад:

На цьому об'єкті, окрім освітлювальної установки потужністю 5,184 кВт, використовується силове обладнання у вигляді підіймача – тельфер.

Потужність освітлювальної установки була визначена як:

$$P_{осв} = P_{пит} \cdot S \text{ (кВт)}; \quad (2.1)$$

де $P_{пит}$ – питоме навантаження освітлення, Вт / м² [3], табл. 6.5;

S – площа приміщення, м².

Рекомендовані норми питомих навантажень штучного освітлення для розрахунку освітленості виробничих і адміністративних приміщень, приведені в таблиці 2.3 [4].

Таблиця 2.3 – Норми питомих навантажень штучного освітлення

Найменування приміщень	Питоме навантаження, Вт / м ²
Гараж	11
Ремонтні майстерні	12
Деревообробна майстерня	12
Лабораторія, молочна	15,5
Склади устаткування і матеріалів	3,0
Приміщення для персоналу	18,0

Для визначення середньої і максимальної навантажень за зміну приведемо навантаження тельфера до тривалого режиму:

$$P_p = P_n \sqrt{PIB} \text{ (кВт)}; \quad (2.2)$$

де P_p – розрахункове навантаження, кВт;

$P_n = 4,6$ – номінальна потужність кран-балки, кВт;

$PIB = 60\%$ – номінальна тривалість включення двигуна (паспортні дані).

$$P_p = 4,6 \sqrt{0,6} = 3,56 \text{ кВт.}$$

Знайдемо значення середньої активної потужності за зміну:

$$P_{зм} = K_e \cdot P_p \text{ (кВт)}; \quad (2.3)$$

де K_e - коефіцієнт використання електроприймачів, [4], таблиця. 1.5.1.

$$P_{см} = 0,3 \cdot 3,56 = 1,068 \text{ кВт.}$$

Значення середньої реактивної потужності за найбільш завантажену зміну складе:

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ (квар)}; \quad (2.4)$$

де $\operatorname{tg} \varphi = 1,73$ - коефіцієнт реактивної потужності, при $\cos \varphi = 0,5$ [3], табл. 1.5.1.

$$Q_{см} = 1,068 \cdot 1,73 = 1,85 \text{ квар.}$$

Тоді повне середнє навантаження за зміну:

$$S_{см} = \sqrt{P_{см}^2 + Q_{см}^2} \text{ (кВ} \cdot \text{А)}; \quad (2.5)$$

$$S_{см} = \sqrt{1,068^2 + 1,85^2} = 2,14 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Для визначення максимального повного навантаження за зміну скористаємося стосунками:

Максимальне активне навантаження:

$$P_m = K_m \cdot P_{см} \text{ (кВт)}; \quad (2.6)$$

де K_m – коефіцієнт максимуму активного навантаження, який визначається згідно таблиць, або може бути визначений згідно формули:

$$K_m = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_e}} \sqrt{\frac{1 - K_{в.сер}}{K_{в.сер}}}; \quad (2.7)$$

де n_e - ефективне число електроприймачів [4], табл. 1.5.2, залежить від фактично числа електроприймачів, від коефіцієнта попиту і від номінальної потужності електроприймачів;

$K_{в.сер}$ - середний коефіцієнт використання електроприемников.

Середній коефіцієнт попиту можна визначити як:

$$K_{в.сер} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_n}; \quad (2.8)$$

$$K_{в.сер} = \frac{1,068}{3,56} = 0,3;$$

$$K_m = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{1}} \sqrt{\frac{1-0,3}{0,3}} = 4,58;$$

$$P_m = 4,58 \cdot 1,068 = 4,89 \text{ кВт.}$$

Визначаємо максимальне реактивне навантаження:

$$Q_m = K'_m \cdot Q_{см} \text{ (квар)}; \quad (2.9)$$

де, K'_m - коефіцієнт максимуму реактивного навантаження. У відповідності з практикою проектування приймається $K'_m = 1,1$ при $n_e \leq 10$;

$$K'_m = 1,0 \text{ при } n_e \gg 10 \frac{1}{2}.$$

Тоді:

$$Q_m = 1,1 \cdot 1,85 = 2,04 \text{ квар.}$$

Повне максимальне навантаження за зміну:

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} \text{ (кВ} \cdot \text{А)}; \quad (2.10)$$

$$S_m = \sqrt{4,89^2 + 2,04^2} = 5,3 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

При визначенні середньої і максимальної навантажень за зміну освітлювальної установки порядок розрахунку аналогічний, тому для зручності подальших обчислень, як для даного об'єкту, так і для інших скористаємося звідною відомістю навантажень. Для складу звідна відомість представлена таблицею 2.4.

Таблиця 2.4 - Зведена відомість навантажень по складу (об'єкт №3)

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$ кВт	K_e	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, квар	$S_{см}$, кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
РП1-2 Тельфер ПВ=60%	3,56	1	3,56	0,3	0,5	1,73	1,07	1,85								
Всього до РП1-2	-	1	3,56	0,3	0,5	1,73	1,07	1,85	2,14	-	-	-	1,07	1,85	2,14	3,25
ЩО			5,20	0,85	0,95	0,33	4,42	1,46	4,65	-	-	-	4,42	1,46	4,65	7,1

4. Склад з навісом:

Середня і максимальна навантаження по цьому об'єкту визначається тільки навантаженням освітлювальної установки, розрахунковою потужністю 3,456 кВт. Зведена відомість представлена таблицею 2.5.

Таблиця 2.5 – Зведена відомість навантажень по складу з навісом

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$ кВт	K_e	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, квар	$S_{см}$, кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
ЩО			3,50	0,85	0,95	0,33	2,98	0,28	2,99	-	-	-	2,98	0,28	2,99	4,55

6. АПК (адміністративно-побутовий корпус):

У адміністративно-побутовому корпусі розрахункова потужність освітлювальної установки складає 23,04 кВт. 12 кВт – приєднана потужність однофазних електроспоживачів. Ця величина узята з технічного проекту підприємства.

Оскільки онофазная навантаження може бути рівномірно розподілене з величиною нерівномірності менше 15%, то розрахунок ведеться, прийнявши приєднану потужність за номінальну. Результати розрахунку приведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Зведена відомість навантажень АПК (об'єкт №6)

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$, кВт	K_e	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, квар	$S_{см}$, кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
РП2-3 Калорифер	2,2	2	4,4	0,75	0,95	0,33	3,3	1,09								
Інші споживачі	-	-	12,0	0,3	0,75	0,88	10,2	8,98								
Всього до РП2-3	-	≥ 1	16,4	0,82	0,8	0,75	13,5	10,1	16,9	2	1,5	1,0	20,3	10,1	22,6	34,4
ЩО			23,0	0,85	0,95	0,33	19,6	6,45	20,6	-	-	-	19,6	6,45	20,6	31,4

7. Головний корпус:

При розрахунку навантаження електроспоживачів необхідно навантаження 1-фазного споживача (трансформатор зварювальний), привести до тривалого режиму і до умовного 3-фазного навантаження.

Наочно схема включення однофазного навантаження на лінійну напругу представлена на рисунку 2.3.

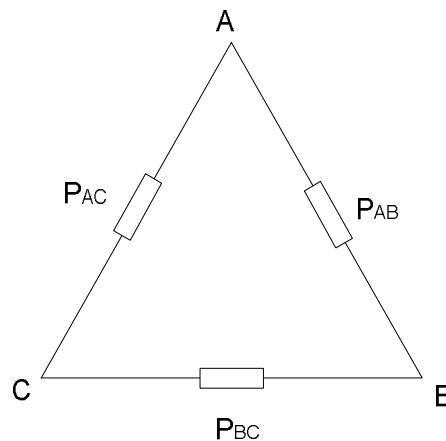


Рисунок 2.3 – Схема підключення однофазного навантаження на лінійну напругу

Приведення до довготривалого режиму проводимо згідно формули:

$$P_n = S_n \cdot \cos \varphi \sqrt{ПВ} \text{ (кВт)}; \quad (2.11)$$

де $S_n = 16,5$ – повна паспортна потужність, $кВ \cdot А$;

$ПВ = 40$ – тривалість увімкнення, %;

$\cos \varphi = 0,35$ - коефіцієнт активного навантаження.

$$P_n = 16,5 \cdot 0,35 \sqrt{0,4} = 3,65 \text{ кВт}.$$

Визначаємо навантаження окремих фаз (рис. 2.3) :

$$P_B = P_{ф.нб} = \frac{2 \cdot P_n + 2 \cdot P_n}{2} = 2 \cdot P_n \text{ (кВт)}; \quad (2.12)$$

$$P_B = 2 \cdot 3,65 = 7,3 \text{ кВт}.$$

$$P_A = P_C = P_{ф.нм} = \frac{P_n + 2 \cdot P_n}{2} = 1,5 \cdot P_n \text{ (кВт)}; \quad (2.13)$$

$$P_A = P_C = P_{ф.нм} = 1,5 \cdot 3,65 = 5,48 \text{ кВт}.$$

Визначаємо величину нерівномірності :

$$H = \frac{P_{ф.нб} - P_{ф.нм}}{P_{ф.нм}} \cdot 100 \text{ (%)}; \quad (2.14)$$

$$H = \frac{7,3 - 5,48}{5,48} \cdot 100 = 33,2 \text{ \%}.$$

При значенні величини нерівномірності $H \geq 15\%$, умовна 3-фазна потужність визначається як:

$$P_y = 3 \cdot P_{п.ф} \text{ (кВт)}; \quad (2.15)$$

де $P_{п.ф} = 7,3$ – потужність найбільш завантаженої фази, $кВт$.

$$P_y = 3 \cdot 7,3 = 21,9 \text{ кВт}.$$

Звідна відомість навантажень представлена у вигляді таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Зведена відомість навантажень головного корпусу (об'єкт №7)

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальне			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$, кВт	K_v	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , квар	S_{cm} , кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
РП2-2 Тр-р зварювальний, ПВ=40%	21,9	1	21,9	0,25	0,35	2,67	5,48	14,6								
Лабораторія	-	-	60,0	0,35	0,75	0,88	21,0	18,5								
Верстат токарний	6,0	1	6,0	0,14	0,5	1,73	0,84	1,45								
Верстат свердлильний	2,6	1	2,6	0,14	0,5	1,73	0,36	0,63								
Вентилятор	2,5	1	2,5	0,6	0,8	0,75	1,5	1,13								
Витяжний	37,0	1	37,0	0,7	0,8	0,75	25,9	19,4								
Компресор 4ВУ/5	8,0	1	8,0	0,7	0,8	0,75	5,6	4,2								
Компресор льодяної води	1,1	6	6,6	0,7	0,8	0,75	4,62	3,47								
Насос молочний	2,2	3	6,6	0,75	0,95	0,33	4,95	1,63								
Калорифер																
Всього РП2-2	-	≥ 10	151	0,47	0,73	0,93	70,3	65,0	95,8	15	1,4	1,0	98,4	65,0	118	179
ЩО			23,0	0,85	0,95	0,33	19,6	6,45	20,6	-	-	-	19,6	6,45	20,6	31,4

8. Компресорна:

При визначенні приєднаної потужності електроприймачів компресори аміачно-гвинтові (4 шт.) і компресор аміачно-гвинтовий (1 шт.) в розрахунок не беремо, оскільки вони знаходяться в резерві. Розрахункова потужність освітлювальної установки складає 8,40 кВт.

Звідна відомість навантажень – таблиця 2.8.

Таблиця 2.8 – Зведена відомість навантажень компресорної (об'єкт №8)

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$ кВт	K_v	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , квар	S_{cm} , кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
РП1-1 Компресор аміачно- гвинтовий	100	2	200	0,7	0,8	0,75	140	105								
Компресор аміачно- поршневий	60	2	120	0,7	0,8	0,75	84,0	63,0								
Установка пониження тиску аміаку	8,8	2	17,6	0,7	0,8	0,75	12,3	9,24								
Всього РП1-1	-	5	338	0,7	0,8	0,75	236	177	295	5	1,4	1,1	330	195	383	583
РП1-2 Компресор аміачно- гвинтовий	100	2	200	0,7	0,8	0,75	140	105								
Компресор льодяної води	8,0	1	8,0	0,7	0,8	0,75	5,6	4,2								
Всього РП1-2	-	3	208	0,7	0,8	0,75	146	109	182	3	1,6	1,1	234	120	267	399
ЩО			8,4	0,85	0,95	0,33	7,14	2,36	7,52	-	-	-	7,14	2,36	7,52	11,4

11. Компресорна:

Звідна відомість навантажень представлена таблицею 2.9. Розрахункова потужність освітлювальної установки складає 0,40 кВт.

Таблиця 2.9 – Зведена відомість навантажень компресорної (об'єкт №11)

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$ кВт	K_v	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , квар	S_{cm} , кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
РП2-1 Компресор 4ВУ/5	37,0	1	37,0	0,7	0,8	0,75	25,9	19,4								
Всього РП2-1	-	1	37,0	0,7	0,8	0,75	25,9	19,4	32,4	1	2,0	1,1	51,8	21,3	56,0	85,2
ЩО			0,43	0,85	0,95	0,33	0,37	0,12	0,39	-	-	-	0,37	0,12	0,39	1,0

продовження таблиці 2.11

Всього РП1-3	-	≥10	262	0,66	0,77	0,83	173	146	226	60	1,1	1,0	190	146	240	365
РП2-3																
Холодильна камера ВОП	2,2	12	26,4	0,4	0,8	0,75	10,6	7,92								
Калорифер	2,2	3	6,6	0,75	0,95	0,33	4,95	1,63								
Насос опалення	11,0	2	22,0	0,7	0,8	0,75	15,4	11,6								
Всього РП2-3	-	≥10	44,0	0,7	0,83	0,66	31,0	21,2	37,4	17	1,2	1,0	37,2	21,2	42,8	65,1
ЩО	-	-	96,7	0,85	0,95	0,33	82,2	27,1	86,6	-	-	-	82,2	27,1	86,6	132

14. Насосна другого підйому:

Звідна відомість навантажень представлена таблицею 2.12. Розрахункова потужність освітлювальної установки складає 2,60 кВт.

Таблиця 2.12 – Зведена відомість навантажень насосної другого підйому (об'єкт №14)

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$, кВт	K_ϵ	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , квар	S_{cm} , кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
РП2-3 Насос	11,0	2	22,0	0,7	0,8	0,75	15,4	11,6								
Всього РП2-3	-	2	22,0	0,7	0,8	0,75	15,4	11,6	19,3	2	1,7	1,1	26,2	12,8	29,1	44,3
ЩО	-	-	2,59	0,85	0,95	0,33	2,20	0,73	2,32	-	-	-	2,20	0,73	2,32	3,53

15. Будівельний цех (столярна майстерня) :

Звідна відомість навантажень представлена таблицею 2.13. Розрахункова потужність освітлювальної установки складає 8,60 кВт.

Таблиця 2.13 – Зведена відомість навантажень будівельного цеху (об'єкт №15)

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$, кВт	K_v	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , квар	S_{cm} , кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
РП2-3																
Верстат токарний	1,8	1	1,8	0,14	0,5	1,73	0,25	0,46								
Верстат фугувальний	3,5	1	3,5	0,14	0,5	1,73	0,49	0,85								
Верстат фрезерний	2,6	1	2,6	0,14	0,5	1,73	0,36	0,63								
Верстат шипорізний	2,8	1	2,8	0,14	0,5	1,73	0,39	0,69								
Верстат наждачний	1,5	1	1,5	0,14	0,5	1,73	0,21	0,36								
Вентилятор витяжний	2,2	1	2,2	0,6	0,8	0,75	1,32	0,99								
Компресор	3,2	1	3,2	0,7	0,8	0,75	2,24	1,68								
Всього РП2-3	-	7	17,6	0,3	0,68	1,08	5,26	5,66	7,73	7	1,9	1,1	9,99	6,23	11,8	17,9
ЩО	-	-	8,64	0,85	0,95	0,33	7,34	2,42	7,73	-	-	-	7,34	2,42	7,73	11,8

16. Очисна:

Звідна відомість навантажень представлена таблицею 2.14. Розрахункова потужність освітлювальної установки складає 0,86 кВт.

Таблиця 2.14 – Зведена відомість навантажень очисної (об'єкт №16)

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$, кВт	K_v	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , квар	S_{cm} , кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
РП2-3																
Насос води	5,5	1	5,5	0,7	0,8	0,75	3,85	2,89								
Всього РП2-3	-	1	5,5	0,7	0,8	0,75	3,85	2,89	4,81	1	2,0	1,1	7,7	3,18	8,33	12,7
ЩО			0,86	0,85	0,95	0,33	0,73	0,24	0,77	-	-	-	0,73	0,24	0,77	1,2

2.2.2 Розрахунок коефіцієнта завантаження трансформаторів ТП №1, ТП №2 і визначення їх придатності для подальшої експлуатації

Вибір трансформаторів для живлення електроприймачів робиться з урахуванням можливих втрат в нім. Тому і перевірку встановлених трансформаторов зробимо, визначивши втрати, що виникають в них. Для визначення втрат воспользуемся отнашениями :

Активна складова втрат в трансформаторі:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot \sum S_{m(НН)} \text{ (кВт)}. \quad (2.16)$$

Реактивная складова:

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot \sum S_{m(НН)} \text{ (квар)}. \quad (2.17)$$

Повні втрати:

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} \text{ (кВ} \cdot \text{А)}. \quad (2.18)$$

Розрахункова потужність трансформатора :

$$S_T \geq S_p = 0,7 \cdot S_{m(ВН)} \text{ (кВ} \cdot \text{А)}. \quad (2.19)$$

Результати розрахунку представлені в таблицях 2.15 і 2.16.

Для ТП №1:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot 858,0 = 17,16 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot 858,0 = 85,80 \text{ квар};$$

$$\Delta S_T = \sqrt{17,16^2 + 85,80^2} = 87,50 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для ТП №2:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot 487,0 = 9,74 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot 487,0 = 48,70 \text{ квар};$$

$$\Delta S_T = \sqrt{9,74^2 + 48,70^2} = 49,66 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 2.15 – Зведена відомість навантажень на шинах НН и ВН ТП №1

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$, кВт	K_v	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , квар	S_{cm} , кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
Всього РП1-1	-	-	338	0,7	0,8	0,75	236	177	295	-	-	-	330	195	383	582
Всього РП1-2	-	-	230	0,7	0,81	0,72	163	115	201	-	-	-	251	126	281	427
Всього РП2-1	-	-	37,4	0,7	0,8	0,75	26,3	19,5	32,8	-	-	-	51,8	21,3	56,0	85,2
Всього РП2-2	-	-	151	0,5	0,73	0,94	70,3	65,0	95,8	-	-	-	98,4	65,0	118	179
ЩО	-	-	23,0	0,85	0,95	0,34	19,6	6,45	20,6	-	-	-	19,6	6,45	20,6	31,3
Всього на шинах НН	-	-	-	-	-	-	515	383	642	-	-	-	751	414	858	-
Втрати													17,2	85,8	87,5	-
Всього на ВН													768	500	946	-

Таблиця 2.16 – Зведена відомість навантажень на шинах НН и ВН ТП №2

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$, кВт	K_v	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , квар	S_{cm} , кВ·А	n_e	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
Всього РП1-3	-	-	262	0,66	0,77	0,83	173	146	226	-	-	-	190	146	240	365
Всього РП2-3	-	-	151	0,7	0,85	0,61	98,9	61,3	118	-	-	-	131	63,4	146	222
ЩО-1	-	-	96,7	0,85	0,95	0,33	82,2	27,1	86,6	-	-	-	82,2	27,1	86,6	132
ЩО-2	-	-	22,0	0,85	0,95	0,33	18,7	6,2	19,7	-	-	-	18,7	6,2	19,7	30,0
Всього на шинах НН							373	241	444	-	-	-	422	243	487	-
Втрати													9,74	48,7	49,7	-
Всього на ВН													432	292	537	-

Визначаємо розрахункову потужність трансформаторів з урахуванням втрат, але без компенсації реактивної потужності :

Для ТП №1:

$$S_T \geq S_p = 0,7 \cdot 946,0 = 662,0 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для ТП №2:

$$S_T \geq S_p = 0,7 \cdot 537,0 = 375,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Визначимо коефіцієнти завантаження трансформаторів :

$$K_3 = \frac{\sum S_{(HH)}}{S_T}; \quad (2.20)$$

Для ТП №1:

$$K_3 = \frac{858,0}{2 \cdot 100} = 0,72;$$

Для ТП №2:

$$K_3 = \frac{487,0}{2 \cdot 630} = 0,39.$$

Така низька завантаженість трансформаторної підстанції №2, у відмінності від ТП №1, обумовлена впровадженням у виробництво, найближчим часом, новій лінії по випуску кисломолочної продукції.

2.3 Висновки до розділу 2

Для підвищення надійності електропостачання споживачів підприємства по переробці молока в даному розділі було здійснено:

1. Розробка схеми електропостачання підприємства.
2. Розрахунок потужності силових трансформаторів за величиною приєданого навантаження. Вибір основного обладнання.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок електричних мереж 10 і 0,4 кВ

3.1.1 Визначення перерізу дротів ліній 10 і 0,4 кВ

Визначення перерізу дротів ліній 10 і 0,4 кВ зробимо згідно економічної щільності струму.

Для спрощення визначення перерізу ліній електропередач, відповідно до генерального плану підприємства і схеми приєднання електроприймачів, побудуємо схеми силових приєднань (рисунки 3.1 – 3.5).

Дані для розрахунків візьмемо із звідних відомостей навантажень і приведемо в таблицях 2.1 і 2.2. У цих же таблицях вкажемо заздалегідь намічену для електропостачання споживачів марку дроту (кабелю).

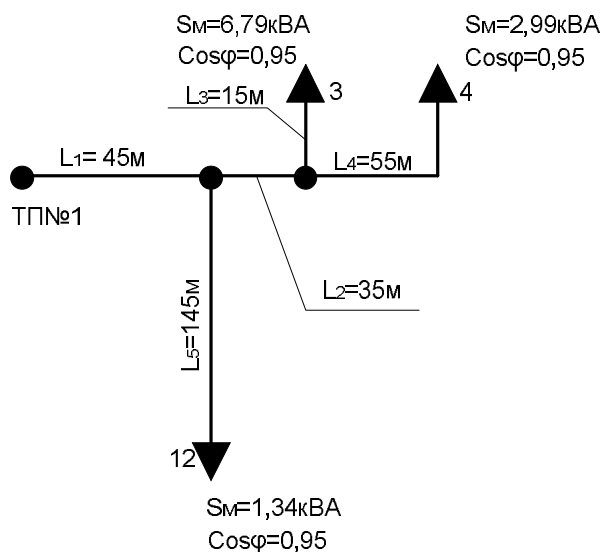


Рисунок 3.1 – Схема до розрахунку перерізу лінії 1 електропередачі приєднання ТП №1

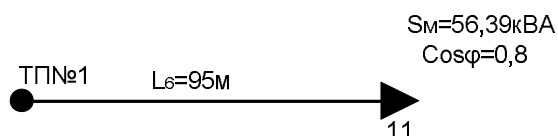


Рисунок 3.2 – Схема до розрахунку перерізу лінії 2 електропередачі приєднання ТП №1

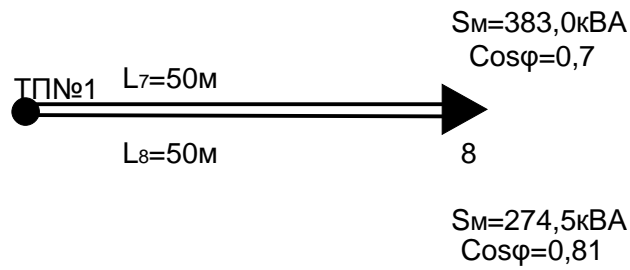


Рисунок 3.3 – Схема до розрахунку перерізу лінії 3 і 4 електропередачі приєднання ТП №1

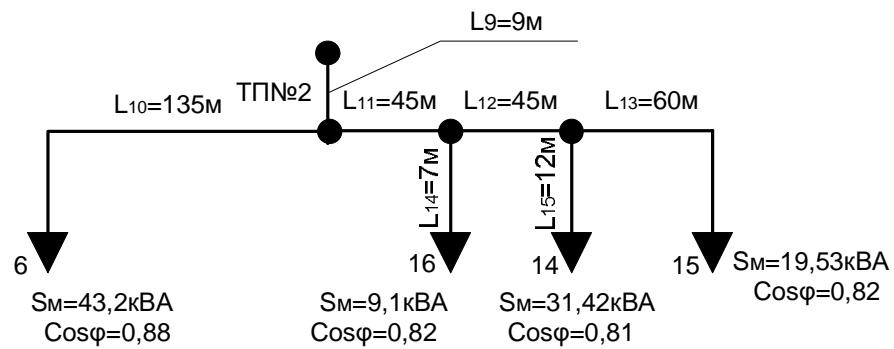


Рисунок 3.4 – Схема до розрахунку перерізу лінії 5 електропередачі приєднання ТП №2

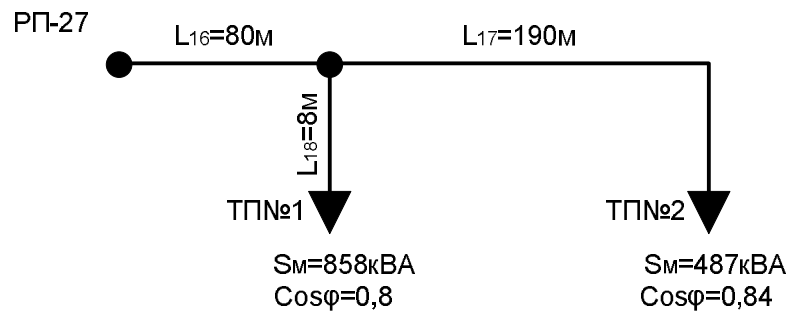


Рисунок 3.5 – Схема до розрахунку перерізу лінії 10 кВ приєднання РП-27

Таблиця 3.1 – Табличні дані до розрахунку силових ліній 0,4 кВ

№ лінії (ділянки)	Довжина лінії $L_i, м$	Навантаження $\sum S_{im},$ $кВ \cdot А$	$\cos \varphi_i$	Розрахунковий струм $I_i, А$	Марка дроту (кабелю)
<u>ТП №1</u>					
Лінія 1					
1	45,0	11,12	0,95	16,9	<i>М</i>
2	35,0	9,78	0,95	14,9	<i>М</i>
3	15,0	6,79	0,95	10,3	<i>М</i>
4	55,0	2,99	0,95	4,54	<i>М</i>
5	145,0	1,34	0,95	2,0	<i>М</i>
Лінія 2					
6	95,0	56,39	0,8	85,78	<i>М</i>
Лінія 3					
7	50,0	383,0	0,7	589,60	<i>СРБ</i>
Лінія 4					
8	50,0	274,5	0,81	415,55	<i>СРБ</i>
<u>ТП №2</u>					
Лінія 5					
9	9,0	103,25	0,83	157,06	<i>М</i>
10	135,0	43,2	0,88	65,71	<i>М</i>
11	45,0	60,1	0,82	91,34	<i>М</i>
12	45,0	50,95	0,82	77,50	<i>М</i>
13	60,0	19,53	0,82	29,71	<i>М</i>
14	7,0	9,1	0,82	13,84	<i>М</i>
15	12,0	31,42	0,81	47,79	<i>М</i>

Таблиця 3.2 – Табличні дані до розрахунку силових ліній 10 кВ

№ лінії (ділянки)	Довжина лінії $L_i, м$	Навантаження $\sum S_{im},$ $кВ \cdot А$	$\cos \varphi_i$	Розрахунковий струм $I_i, А$	Марка дроту (кабелю)
<u>РП-27</u>					
Лінія 6					
16	80,0	1345	0,82	77,8	<i>ААБ</i>
17	190,0	487,0	0,84	28,2	<i>ААБ</i>
18	8,0	858,0	0,8	49,6	<i>ААБ</i>

Економічно доцільний переріз провідників:

$$S_{eki} = \frac{I_i}{J_{ек}} \left(мм^2 \right); \quad (3.1)$$

де I_i – максимальний розрахунковий струм, $А$;

$J_{ек}$ - нормована економічна густина струму, при тривалості використання максимуму навантаження, $А/мм^2$ (ПУЕ табл. 1.3.36).

Згідно таблиці 1.3.36 визначаємо :

Для неізольованих мідних дротів і шин бокова економічна щільність струму, при тривалості використання максимуму навантаження до 3000 годин складає $2,5 \text{ A/мм}^2$, для алюмінієвих $1,3 \text{ A/мм}^2$. Для кабелів з паперовою і дротів з гумовою і полівінілхлоридною ізоляцією з мідними жилами $3,0 \text{ A/мм}^2$, с алюмінієвими $1,6 \text{ A/мм}^2$. Для кабелів з гумовою і пластмасовою ізоляцією з мідними жилами $3,5 \text{ A/мм}^2$.

Економічно доцільний переріз для ділянки 1 лінії 1:

Довжина ділянки лінії складає $L_1 = 45,0 \text{ м}$. Вузол відпаювання має сумарне навантаження усіх електроприймачів, приєднаних до цієї ділянки, що дорівнює $\sum S_{1м} = 11,12 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Струм в лінії визначимо згідно формули:

$$I_1 = \frac{\sum S_{1м}}{\sqrt{3} \cdot 0,380} \text{ (А)}; \quad (3.2)$$

$$I_1 = \frac{11,12}{\sqrt{3} \cdot 0,380} = 16,9 \text{ А}$$

$$S_{ек1} = \frac{16,9}{2,5} = 6,76 \text{ мм}^2.$$

Результат розрахунку перерізу дроту цієї ділянки округлюємо до найближчого більшого стандартного значення рівного 10 мм^2 . Але згідно з районом ожеледі, при цьому способі прокладення дроту необхідно прийняти мінімально допустимий переріз – 16 мм^2 (ПУЕ табл. 2.3.2).

При розрахунку інших ділянок лінії 1 переріз прийнятого дроту буде ідентичним, оскільки ділянка 1 є найбільш навантаженою. Отже, переріз дроту на магістралі і лінійних відгалуженнях отриманий при розрахунку складе 16 мм^2 .

Економічно доцільний переріз для ділянки 6 ліній 2:

$$S_{ек6} = \frac{85,78}{2,5} = 34,31 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо: $S_6 = 35 \text{ мм}^2$.

Визначення перерізів інших ділянок робиться аналогічно. Результати розрахунку зведені в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Визначення сичення лінії 10 і 0,4 кВ

№ лінії (ділянки)	$J_{ек}, \text{ А/мм}^2$	$S_{екі}, \text{ мм}^2$	Прийняте $S_i, \text{ мм}^2$
<u>ТП №1</u>			
Лінія 1			
1	2,5	6,76	16
2		5,96	16
3		4,12	16
4		1,82	16
5		0,8	16
Лінія 2			
6	2,5	34,31	35
Лінія 3			
7	3,5	168,46	2x95
Лінія 4			
8	3,5	118,73	2x70
<u>ТП №2</u>			
Лінія 5			
9	2,5	62,82	70
10		26,28	35
11		36,54	50
12		31,0	35
13		11,88	16
14		5,54	16
15		19,12	25
<u>РП-27</u>			
Лінія 6			
16	1,6	48,6	50
17		17,6	25
18		31,0	35

Отримані розрахункові перерізи дротів і кабелів, визначені згідно методу економічної щільності струму, перевіримо по допустимому струмовому навантаженню, скориставшись табличними даними глави 1.3. ПУЕ.

Допустимі струмові навантаження для кожної ділянки даних ліній приєднань, з остаточним вибором марки дроту (кабелю) представимо в табл. 3.3.

Таблиця 3.4 – Перевірка і вибір перерізів дроту

№ лінії (ділянки)	Прийняте $S_i, \text{мм}^2$	Допустимий струм $I_i, \text{А}$	Марка дроту (кабелю)
<u>ТП №1</u>			
Лінія 1			
1	16	130	$M - 3x16 + 1x16$
2	16	130	$M - 3x16 + 1x16$
3	16	130	$M - 3x16 + 1x16$
4	16	130	$M - 3x16 + 1x16$
5	16	130	$M - 3x16 + 1x16$
Лінія 2			
6	35	220	$M - 3x35 + 1x16$
Лінія 3			
7	2x95	330	$CPB - 3x(2x70) + 1x25$
Лінія 4			
8	2x70	275	$CPB - 3x(2x50) + 1x25$
<u>ТП №2</u>			
Лінія 5			
9	70	340	$M - 3x70 + 1x16$
10	35	220	$M - 3x35 + 1x16$
11	50	270	$M - 3x50 + 1x16$
12	35	220	$M - 3x35 + 1x16$
13	16	130	$M - 3x16 + 1x16$
14	16	130	$M - 3x16 + 1x16$
15	25	180	$M - 3x25 + 1x16$
<u>РП-27</u>			
Лінія 6			
16	50	140	$ААБ - 3x50 + 1x25$
17	25	90	$ААБ - 3x25 + 1x16$
18	35	115	$ААБ - 3x35 + 1x16$

3.1.2 Визначення втрат напруги в мережі

Втрати напруги в лініях 0,4 кВ и 10 кВ можна визначити по спрощеному варіанту, використовуючи рівність:

$$\Delta U_i = K_i \cdot I_i \cdot l_i (\%); \quad (3.3)$$

де K_i – втрати напруги на 1 А·км трифазної мережі ділянки, що розглядається, % [4], табл.122;

I_i – струм в лінії (ділянці), А;

l_i – довжина лінії (ділянки), км.

Для прикладу, визначимо втрати напруги на ділянках лінії 1:

Згідно табл. 122, [4] для мідних проводів січенням 16 мм^2 и $\cos \varphi_1 = 0,95$, прокладених відкрито: $K_i = 0,548$ (%/1км).

$$\Delta U_1 = 0,548 \cdot 16,9 \cdot 0,045 = 0,41 \text{ \%};$$

$$\Delta U_2 = 0,548 \cdot 14,9 \cdot 0,035 = 0,29 \text{ \%};$$

$$\Delta U_3 = 0,548 \cdot 10,3 \cdot 0,015 = 0,08 \text{ \%};$$

$$\Delta U_4 = 0,548 \cdot 4,54 \cdot 0,055 = 0,14 \text{ \%};$$

$$\Delta U_5 = 0,548 \cdot 2,0 \cdot 0,145 = 0,16 \text{ \%}.$$

Сумарна втрата напруги складе:

$$\sum \Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 + \Delta U_5 \text{ (\%)}; \quad (3.4)$$

$$\sum \Delta U = 0,41 + 0,29 + 0,08 + 0,14 + 0,16 = 1,08 \text{ \%}.$$

Результати розрахунків втрати напруги на ділянках ліній 0,4 кВ відобразимо в таблиці 4,5, а ліній 10 кВ – 4,6.

Таблиця 3.5 – Втрати напруги на ділянках ліній 0,4 кВ

№ лінії (ділянки)	$K_i, \% / 1\text{км}$	$\Delta U_i, \%$
Лінія 1		
1	0,548	0,41
2	0,548	0,29
3	0,548	0,08
4	0,548	0,14
5	0,548	0,16
Всього по лінії 1:		1,08
Лінія 2		
6	0,274	2,23
Всього по лінії 2:		2,23
Лінія 3		
7	0,0451	1,33
Всього по лінії 3:		1,33
Лінія 4		
8	0,0616	1,28
Всього по лінії 4:		1,28
Лінія 5		
9	0,165	0,23
10	0,278	2,47
11	0,2093	0,86
12	0,276	0,96
13	0,520	0,93
14	0,520	0,05
15	0,356	0,20
Всього по лінії 5:		5,74

Таблиця 3.6 – Втрати напруги на ділянках ліній 10 кВ

№ лінії (ділянки)	$K_i, \% / 1\text{км}$	$\Delta U_i, \%$
1	2	3
Лінія б		
16	0,263	1,64
17	0,521	2,79
18	0,364	0,14
Всього по лінії б:		4,57

Сумарні втрати напруги на лінії 5 більше за допустиму. Для зниження втрат переріз дротів ділянок 10 і 13 збільшимо на один порядок.

Тоді втрати напруги на лінії складуть:

$$\sum \Delta U = 0,23 + 1,86 + 0,86 + 0,96 + 0,63 + 0,05 + 0,20 = 4,79 \%,$$

що допустимо.

3.1.3 Розрахунок струмів короткого замикання в лініях 0,4 кВ

Для зменшення трудомісткості виконання розрахунків струмів КЗ, пов'язаною з визначенням опорів кожного з елементів короткозамкнутої мережі, використовуємо спрощений метод розрахунку, який застосовний тільки для трифазних мереж напругою до 1000 В.

Цей метод ґрунтується на використанні значень втрат напруги і розрахункового струму навантаження. Помилка в розрахунках при цьому не перевищує 10%.

Основна розрахункова формула методу має вигляд:

$$I_{\text{ш}}^{(3)} = \frac{100}{\sum_1^n \frac{K_1 \Delta U_i}{I_{\text{max}}} + \frac{u_{\text{к}}}{I_{\text{ном.т}}}} (A); \quad (3.5)$$

де K_1 – коефіцієнт відношення падіння напруги на даній ділянці лінії до активної складової втрат напруги на цій ділянці [4], ст. 194;

ΔU_i – втрати напруги на розрахунковій ділянці %;

I_{max} – максимальний струм на ділянці, А;

$u_k / I_{ном.т}$ – відношення напруги короткого замикання трансформатора до номінального струму трансформатора, визначається за довідковими даними [4], стр.194, % / A .

Для трансформаторів потужністю $1000 \text{ кВ} \cdot A$ відношення напруги короткого замикання трансформатора до номінального струму дорівнює $u_k / I_{ном.т} = 3,6 \cdot 10^{-3}$, а для трансформаторів $630 \text{ кВ} \cdot A$ - $u_k / I_{ном.т} = 5,7 \cdot 10^{-3}$.

Коефіцієнт відношення падіння напруги на даній ділянці лінії до активної складової втрат може бути визначений як:

$$K_1 \approx 1 / \cos \varphi; \quad (3.6)$$

Для визначення струмів однофазного короткого замикання лінії 0,4 кВ скористаємося відношенням:

$$I_{ш1}^{(1)} = \frac{1}{\sum_1^n \frac{K' \Delta U_i}{100 \cdot I_{\max}} + \frac{z'_m}{3 \cdot U_\phi}} (A); \quad (3.7)$$

де K' – коефіцієнт, що враховує переріз фазного і нульового дротів, спосіб їх прокладення літ. [4], стр.198;

ΔU_i – втрати напруги на розрахунковій ділянці, %;

I_{\max} – максимальний струм на ділянці, A ;

z'_m – повний опір трансформатора струму замикання на корпус, Ом ;

U_ϕ – напруга мережі, B .

Відношення $\frac{z'_m}{3 \cdot U_\phi}$ може бути визначено за довідниковими даними таблиці

[4], табл. 15.3.

Для трансформаторів потужністю $1000 \text{ кВ} \cdot A$ відношення повного опору трансформатора струму замикання до номінальної фазної напруги дорівнює $0,13 \cdot 10^{-3}$, а для трансформаторів $630 \text{ кВ} \cdot A$ - $0,19 \cdot 10^{-3}$.

Початкові дані для розрахунку струмів короткого замикання представимо в таблиці 3.7.

Для прикладу розрахунку визначимо струм трифазного к. з в лінії №1.

$$I_{\text{мі}}^{(3)} = \frac{100}{\frac{1,053 \cdot 0,41}{16,9} + \frac{1,053 \cdot 0,29}{14,9} + \frac{1,053 \cdot 0,08}{10,3} + \frac{1,053 \cdot 0,14}{4,54} + \frac{1,053 \cdot 0,16}{2,0} + 3,6 \cdot 10^{-3}} = 572,97 \text{ A.}$$

Струм однофазного короткого замикання в лінії №1 складе:

$$I_{\text{мі}}^{(1)} = \frac{1}{\frac{2,95 \cdot 0,41}{100 \cdot 16,9} + \frac{2,95 \cdot 0,29}{100 \cdot 14,9} + \frac{2,95 \cdot 0,08}{100 \cdot 10,3} + \frac{2,95 \cdot 0,14}{100 \cdot 4,54} + \frac{2,95 \cdot 0,16}{100 \cdot 2,0} + 0,13 \cdot 10^{-3}} = 203,31 \text{ A.}$$

Таблиця 3.7 – Початкові дані для розрахунку струмів короткого замикання мережі 0,4 кВ

№ лінії (ділянки)	$\cos \varphi$	K_i	K'_i	$\Delta U_i, \%$	$I_{\text{max}_i}, \text{ A}$	$u_K / I_{\text{ном.т}}$	$z' / (3 \cdot U_\phi)$
<u>ТП №1</u>							
Лінія 1						$3,6 \cdot 10^{-3}$	$0,13 \cdot 10^{-3}$
1	0,95	1,053	2,95	0,41	16,9		
2	0,95	1,053	2,95	0,29	14,9		
3	0,95	1,053	2,95	0,08	10,3		
4	0,95	1,053	2,95	0,14	4,54		
5	0,95	1,053	2,95	0,16	2,0		
Лінія 2							
6	0,80	1,250	4,00	2,23	85,78		
Лінія 3							
7	0,70	1,429	3,1	1,33	582,60		
Лінія 4							
8	0,81	1,235	2,60	1,28	415,55		
<u>ТП №2</u>							
Лінія 5						$5,7 \cdot 10^{-3}$	$0,19 \cdot 10^{-3}$
9	0,83	1,205	3,37	0,23	157,06		
10	0,88	1,136	3,64	1,86	65,71		
11	0,82	1,220	3,16	0,86	91,34		
12	0,82	1,220	3,36	0,96	77,50		
13	0,82	1,220	2,74	0,63	29,71		
14	0,82	1,220	2,74	0,05	13,84		
15	0,81	1,235	2,67	0,20	47,79		

Керуючись приведеними вище даними, визначимо струми короткого замикання для усіх ліній приєднання, а результати занесемо в таблицю 3.8.

Таблиця 3.8 – Значення струмів коротких замикань 0,4 кВ

№ лінії (ділянки)	$I_{ш}^{(3)}, A$	$I_{ш}^{(1)}, A$
1	2	3
Лінія 1		
1	572,97	203,32
2		
3		
4		
5		
Лінія 2		
6	2770,40	854,8
Лінія 3		
7	14572,54	4980,85
Лінія 4		
8	13506,0	4759,9
Лінія 5		
9	982,98	522,54
1 0		
1 1		
1 2		
1 3		
1 4		
1 5		

3.2 Вибір комутаційно-захисної апаратури для мереж 10 і 0,4 кВ

Стосовно установок до 1000 В ПУЕ (гл. 1-4) передбачають, що по режиму КЗ повинні перевірятися щити і струмопроводи. Встановлювані в них апарати захисту повинні мати вимикаючу здатність КЗ, не руйнуючись. При цьому в якості розрахункового повинен застосовуватися найбільший можливий струм КЗ мережі. Ці вимоги завжди повинні дотримуватися при проектуванні ВРП, електрощитів, при визначенні стійкості шин, ізоляторів і інших конструкцій.

3.2.1 Вибір вимикачів

Високовольтні вимикачі вибирають згідно номінальної напруги, номінального струму, роду установки, конструктивному виконанню, граничному струму відключення.

Граничним струмом відключення вимикача, називають найбільший струм КЗ, який вимикач може надійно відключати без значного обгорання і яких-небудь механічних ушкоджень, що перешкоджають його подальшій роботі.

Таким чином, вибраний вимикач повинен задовольняти умовам:

$$U_{сном} \leq U_{ном}; \quad (3.8)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга вимикача.

$$U_{сном} = 10 \text{ (кВ)} \leq U_{ном} = 10 \text{ (кВ)}.$$

$$I_p \leq I_{ном}; \quad (3.9)$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм вимикача, А;

I_p – розрахунковий струм, А.

$$I_p = 85,7 \text{ (А)} \leq I_{ном} = 400 \text{ (А)}.$$

Для відключення лінії 10 кВ вибираємо маломасляний вимикач серії ВММ-10 з номінальним струмом відключення $I_{ном.в} = 10 \text{ кА}$ і часом відключення $t = 0,12 \text{ с}$.

3.2.2 Вибір реле струму

Для захисту від струмів перевантаження лінії 10 кВ використовуємо реле струму побічної дії типу РТ-85.

Струм спрацювання реле визначимо по формулі:

$$I_{спр} = I_p \cdot \frac{k_n \cdot k_3 \cdot k_{сх}}{k_e \cdot k_m} \text{ (А)}; \quad (3.10)$$

де $k_n = 1,3$ – коефіцієнт надійності;

$k_3 = 1,1$ – коефіцієнт, що враховує самопуск електродвигунів;

$k_{сх} = 1,0$ – коефіцієнт схеми;

$k_e = 0,85$ – коефіцієнт повернення;

$k_m = 15$ – коефіцієнт трансформації ТС [5], табл. 24-60.

Визначимо струм спрацювання реле, встановлене приєднанні ТП №1:

$$I_{ср} = 77,8 \cdot \frac{1,3 \cdot 1,1 \cdot 1,0}{0,85 \cdot 15,0} = 8,73 \text{ A.}$$

Струм вставки приймаємо 9 А.

На лінії ТП №2:

$$I_{ср} = 28,2 \cdot \frac{1,3 \cdot 1,1 \cdot 1,0}{0,85 \cdot 15,0} = 3,16 \text{ A.}$$

Струм вставки приймаємо 4 А.

3.2.3 Вибір плавких вставок на лінії високої напруги

Захист трансформаторів 10/0,4 кВ зі сторони високої напруги здійснюється плавкими вставками типу ПК.

Плавка вставка вибирається згідно умови:

$$I_{вст.ном} = k_n \cdot I_p \leq I_{пнтр.ном}; \quad (3.11)$$

де k_n – коефіцієнт надійності для налаштування від кидка струму намагнічування ($k_n = 1,5 \dots 2$) при $S_{тр.ном} \geq 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Для лінії ТП №1:

$$I_{вст.ном} = (74,4 \dots 99,2) \leq I_{пнтр.ном};$$

Приймаємо ПК-10 на струм 80 А.

Для лінії ТП №2:

$$I_{вст.ном} = (42,3 \dots 56,4) \leq I_{пнтр.ном};$$

Приймаємо ПК-10 на струм 50 А.

3.2.4 Вибір трансформаторів струму

Вибір трансформаторів струму робиться по номінальній напрузі, номінальному вторинному струму, роду встановлення, конструктивному виконанню, класу точності, вторинному навантаженню.

$$U_{сном} \leq U_{ном}; \quad (3.12)$$

$$U_{сном} = 10 \text{ (кВ)} \leq U_{ном} = 10 \text{ (кВ)}.$$

$$I_p \leq I_{ном}; \quad (3.13)$$

$$I_p = 85,7 \text{ (A)} \leq I_{ном} = 100 \text{ (A)}.$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм первинного кола ТС, А.

Вибираємо трансформатор струму внутрішнього встановлення серії *ТЛМ* – 10 з класом точності 0,5.

3.2.5 Вибір трансформатора напруги

Трансформатори напруга вибираємо згідно номінальної напруги, конструкції, роду установки, класу точності, вторинному навантаженню. Застосовуються для живлення вимірювальних приладів і захисних пристроїв.

Приймаємо трифазний масляний трансформатор напруги серії *НОМ* – 10 класом точності 0,5. Установка трансформаторів робиться на кожній секції збірних шин і до них підключаються вимірювальні прилади усіх.

3.2.6 Вибір захисту ліній 0,38 кВ

Захист відходящих ліній, 0,38 кВ здійснюється автоматичними вимикачами серії ВА.

Номінальні струми автоматів визначаються по умові:

$$I_{н.а} \geq I_p. \quad (3.14)$$

Номінальні струми розчіплювачів :

$$I_{н.р} \geq I_p. \quad (3.15)$$

Номінальні струми електромагнітних розчіплювачів :

$$I_{эмп} = (3...12)I_{н.р}. \quad (3.16)$$

Перевірка електромагнітних розчіплювачів на автоматичне спрацювання:

$$I_{эмп} \ll I_{кз}^{(1)}. \quad (3.17)$$

Виходячи з вищеперелічених умов, вибираємо:

Лінія 1:

Вибираємо при $I_p = 11,12 \text{ A}$, $I_{кз}^{(1)} = 203,32 \text{ A}$ автомат *ВА* 51–31

$I_{н.а} = 100 \text{ A}$; $I_{н.р} = 12,5 \text{ A}$; $I_{эмп} = 37,5 \text{ A}$.

Лінія 2:

Вибираємо при $I_p = 85,78 \text{ A}$, $I_{кз}^{(1)} = 854,8 \text{ A}$ автомат ВА 51–31 $I_{н.а} = 100 \text{ A}$
; $I_{н.р} = 100 \text{ A}$; $I_{эмп} = 500 \text{ A}$.

Лінія 3:

Вибираємо при $I_p = 589,60 \text{ A}$, $I_{кз}^{(1)} = 4980,85 \text{ A}$ автомат ВА 51–39
 $I_{н.а} = 630 \text{ A}$; $I_{н.р} = 630 \text{ A}$; $I_{эмп} = 2520 \text{ A}$.

Лінія 4:

Вибираємо при $I_p = 415,55 \text{ A}$, $I_{кз}^{(1)} = 4759,9 \text{ A}$ автомат ВА 51–39
 $I_{н.а} = 630 \text{ A}$; $I_{н.р} = 500 \text{ A}$; $I_{эмп} = 2000 \text{ A}$.

Лінія 5:

Вибираємо при $I_p = 157,06 \text{ A}$, $I_{кз}^{(1)} = 522,54 \text{ A}$ автомат ВА 51–33
 $I_{н.а} = 160 \text{ A}$; $I_{н.р} = 160 \text{ A}$; $I_{эмп} = 480 \text{ A}$.

3.3 Розробка схеми автоматичного включення резерву на напругу 0,4 кВ

Для підвищення надійності електропостачання споживачів підприємства на стороні низької напруги трансформаторних підстанцій передбачаємо схему автоматичного включення резерву живлення.

Схема унеможливує втрату напруги при аваріях на ділянках приєднання трансформатор-розподільний пристрій, при виході з ладу самих трансформаторів і є досить ефективним засобом управління резервуванням.

Принципова схема облаштування аварійного включення резерву представлена на рисунку 3.6.

Прийняті позначення на схемі:

$Q1 - Q2$ – вимикачі;

$TV1, TV2$ – трансформатори напруги;

$SF1, SF2$ – автоматичні вимикачі;

SA – ключ вибору режиму;

KV1, KV3 – реле напруги типу *PH* – 54/160;

KV2, KV4 – реле напруги типу *ЭВ* – 132;

K1, K2 – реле проміжне типа *ПП* – 23;

KH1 – KH3 – реле вкзівне типу *PY* – 21;

KD1, KD2 – контакти реле фіксації увімкненого положення вимикачів *Q1* і *Q2*.

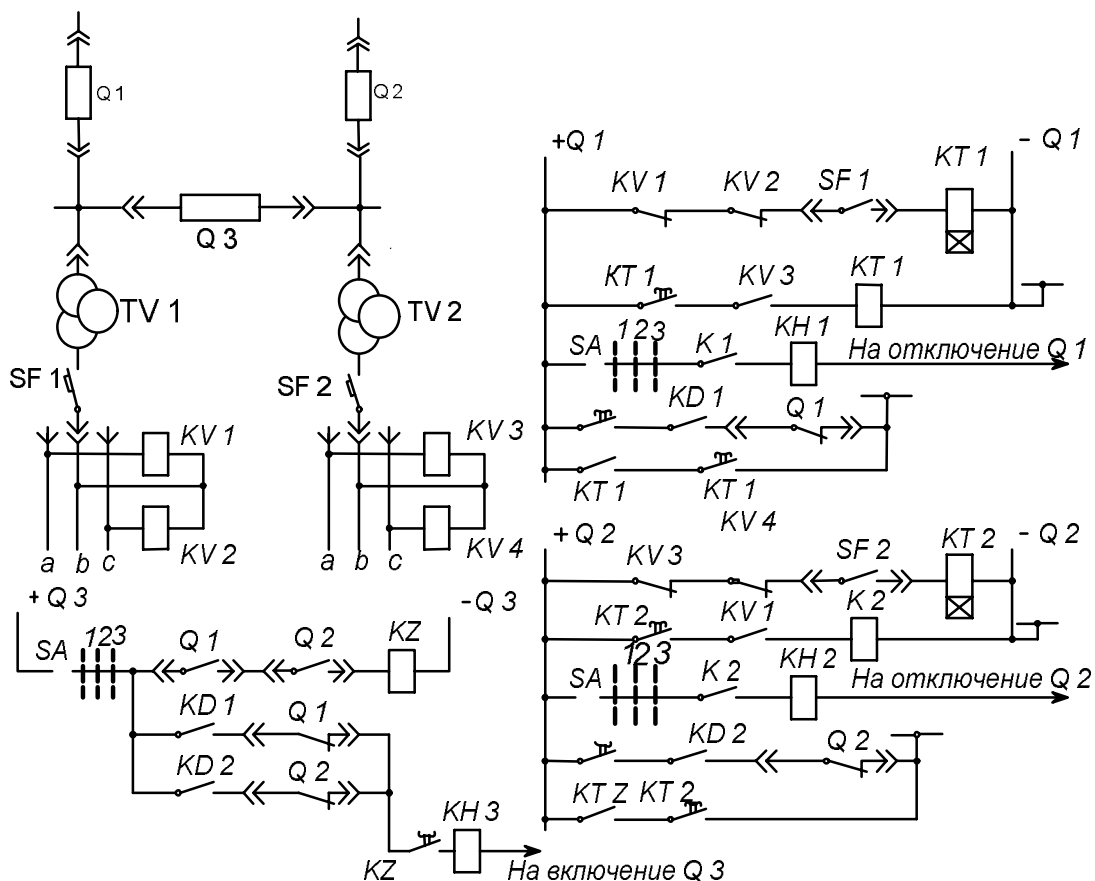


Рисунок 3.6 – Принципова електрична схема пристрою автоматичного ввімкнення резерву

Пристрій автоматичного включення резерву містить пусковий механізм (ПМ), механізм витримки часу (МВ), механізм контролю напруги на резервному джерелі живлення (МКН) і мережу одноразової дії.

Пусковий механізм (ПМ) відповідає за достовірне виявлення факту припинення живлення від робочого джерела електропостачання. В якості ПМ

можуть бути використані вихідні кола пристроїв релейного захисту і автоматики, дія яких призводить до відключення робочого джерела.

Блок виконаний на двох реле напруги типу *РН – 53/60Д*, включених на вторинну напругу.

Механізм витримки часу (МВ), призначений для забезпечення селективності дії УАВР по відношенню до захистів ліній, і інших пристроям автоматики.

Механізм контролю напруги (МКН), виконує функцію по контролю рівня і частоти напруги на резервному джерелі живлення.

Одноразовість дії УАВР здійснюється за допомогою проміжного реле, що має затримку при поверненні.

УАВР виконане таким чином, що:

- забезпечує можливість його дії при зникненні живлення споживачів через відключення релейного захисту пошкодженого робочого джерела живлення;
- забезпечує мінімальну тривалість включення живлення, значно знижуючи простої технологічного обладнання;
- робить включення резервного джерела живлення, тільки після відключення вимикача робочого джерела живлення на ввіді до споживача;
- забезпечує одноразовість дії і має контроль справності кола увімкнення.

3.4 Розрахунок потужності резервної електростанції з вибором обладнання

Для вибору резервної електростанції по приєднаній потужності споживачів другої категорії, зробимо розрахунок сумарного навантаження електростанції, що доводиться на неї, у момент відключення живлення лінії 10 кВ (режим максимального навантаження).

На принципових електричних схемах трансформаторних підстанцій вказані РП, до яких приєднані споживачі необхідні для продовження безаварійного режиму роботи підприємства і зменшення можливого збитку у разі зникнення живлення.

До таких споживачів відносяться:

1. Компресорні установки холодильного устаткування.
2. Установки пониження тиску аміаку.
3. Холодильні камери.
5. Насос опалення.
5. Калориферні установки.

Визначення приєднаної потужності цих споживачів зробимо аналогічно розрахунку зробленому при визначенні навантаженню трансформаторних підстанцій, а результати обчислень приведемо в звідній відомості навантаження.

Відповідно до зроблених розрахунків найоптимальнішим вибором для резервування живлення є дизельна електростанція серії АД-350, спеціально розроблена для підвищення надійності електропостачання відповідальних споживачів.

Таблиця 3.9 – Звідна відомість навантаження генератора в режимі резервування

Найменування електроприймача	Навантаження встановлене						Навантаження середнє за зміну						Навантаження максимальнє			
	P_n , кВт	n	$P_n \Sigma$, кВт	K_u	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , квар	S_{cm} , кВ·А	n_s	K_m	K'_m	P_m , кВт	Q_m , квар	S_m , кВ·А	I_m , А
до РП1-1																
Компресор аміачно-гвинтовий	100	2	200	0,7	0,8	0,75	140	105								
Компресор аміачно-поршневий	60	1	60	0,7	0,8	0,75	42,0	31,5								
Установка пониження тиску аміаку	8,8	2	17,6	0,7	0,8	0,75	12,3	9,24								
до РП2-1																
Калорифер	2,2	2	4,4	0,75	0,95	0,33	3,3	1,09								
до РП2-3																
Холодильна камера ВОП	2,2	12	26,4	0,4	0,8	0,75	10,6	7,92								
Насос опалювання	11,	2	22,0	0,7	0,8	0,75	15,4	11,6								
Калорифер	0	2	4,4	0,7	0,8	0,75	3,3	1,09								
Всього по РП	-	23	335	0,68	0,8	0,75	227	167	282	23	1,2	1,0	272	167	320	-
ЩО	-	-	9,67	0,85	0,95	0,33	8,22	2,71	8,66	-	-	-	8,2	2,7	8,66	13,
Чергове освітлення												2	1			2
Всього на шинах НН							235	170	291	-	-	-	280	170	329	-

Загальний вигляд дизельної електростанції і його габаритні розміри представлені на рис. 3.7 і 3.8.



Рисунок 3.7 – Загальний вигляд дизельної електростанції АД-350

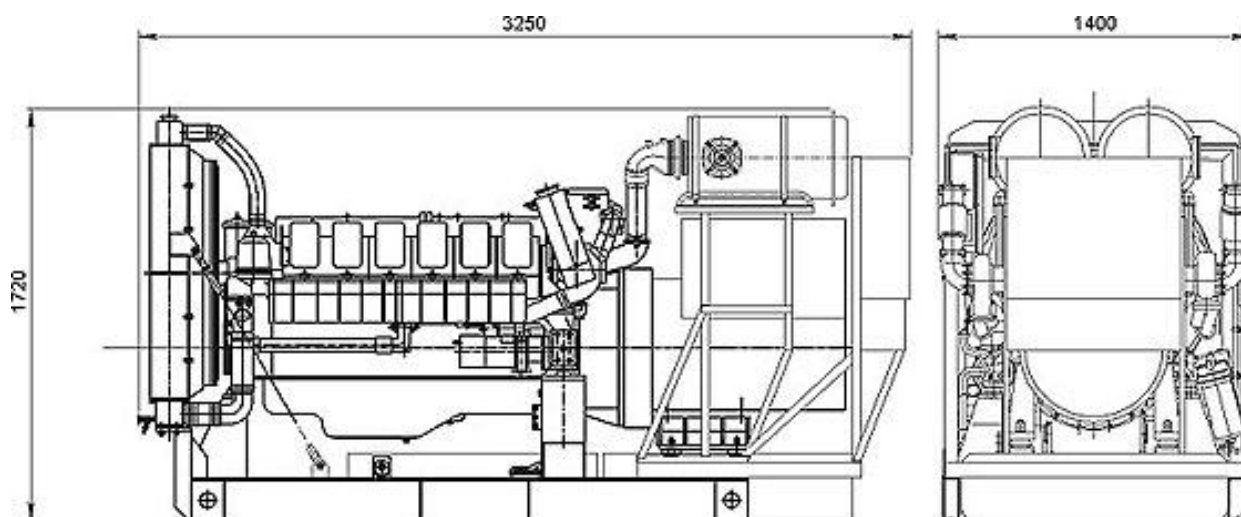


Рисунок 3.8 – Габаритні розміри дизельної електростанції

Дизельна електростанція сертифікована і відповідає ГОСТ-13822-82, 2-й мірі автоматизації (комплектується автоматичним пультом управління). Кліматичне виконання - УХЛ.

Як первинний двигун використовується двигун ЯМЗ-Э850.10: дизель, 4-тактний, 12-циліндровий з V-подібним розташуванням циліндрів, з безпосереднім уприскуванням палива і рідинним охолодженням, з наддуванням, з електронним регулятором частоти обертання.

Використовуваний генератор – синхронний серії VT - 350 на основі *Marathon Electric* - торгова марка «ПСМ» (базова комплектація).

Основні технічні характеристики дизельної електростанції приведені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Основні технічні характеристики дизельної електростанції АД-350

Найменування параметра	Значення
Номінальна потужність (довготривала), <i>кВт / кВА</i>	350/476
Максимальна годинна потужність, <i>кВт / кВА</i>	350/476
Рід струму	Змінний трифазний
Номінальна напруга, <i>В</i>	400
Номінальна частота, <i>Гц</i>	50
Номінальний коефіцієнт потужності	0,8
Номінальний струм, <i>А</i>	630
Частота обертання валу двигуна, <i>хв⁻¹</i>	1500
Заправна ємність, <i>л</i> :	
Система паливного живлення	600
Система охолодження (радіатор і двигун)	85
Система мастила	50
Розхід палива при 100 % навантаженні, <i>л</i>	92
питомий розхід масла, % від розходу палива	0,2
Мінімальна температура запуску без підігріву, <i>°С</i>	-10
Габаритні розміри, <i>мм</i> довжина × ширина × висота	3250 × 1400 × 1720
Маса сухого електроагрегату, <i>кг</i>	4100
Ресурс до капітального ремонту, <i>м.год.</i>	10000

У комплект постачання входять:

- дизельний двигун з наддувом, зарядним генератором і стартером;
- крильчатка зворотного струму;
- силовий синхронний генератор;
- базова рама;
- система випуску з глушниками шуму;
- система впорскування з повітряними фільтрами;
- система живлення з паливним баком;
- пристрій зупинки двигуна на базі електромагніту;
- система охолодження з водяним радіатором *PB – 400* і вмонтованим в двигун охолоджувачем наддувного повітря (ОНВ);

- система охолодження масла зі вбудованим в двигун водомасляним радіатором (ВМР);
- електронний регулятор частоти обертання;
- заслінки аварійної зупинки по повітрю;
- комплект ЗІП;
- комплект експлуатаційної документації.

Відповідно до замовлення автоматичне управління може бути виконане для локального контролю і управління за допомогою комп'ютера або дублюючого пульта управління.

3.5 Електрична схема керування резервною електростанцією

У електронному блоці управління дизельної електростанції, виконаному по другому класу автоматизації, для контролю роботи і автоматичного запуску системи, в моменти втрати живлення споживачами, використовується контролер *СУЭМ – 350Э – 2* на базі *ГС – 1В3*.

Виконавчим же механізмом є ПЗВ .

На принципових електричних схемах трансформаторних підстанцій вказані РП, до яких приєднані споживачі необхідні для продовження безаварійного режиму роботи підприємства і зменшення можливого збитку у разі зникнення живлення.

До таких споживачів відносяться:

1. Компресорні установки холодильного устаткування.
2. Установки пониження тиску аміаку.
3. Холодильні камери.
5. Насос опалювання.
5. Калориферні установки.

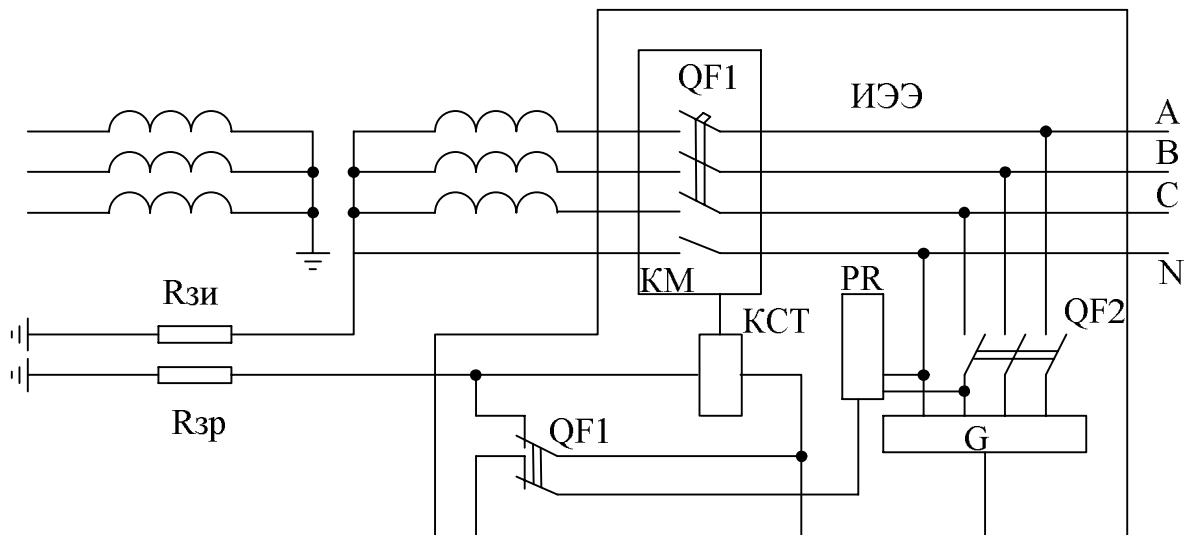


Рисунок 3.9 – Принципова електрична схема резервування живлення

За наявності напруги в стаціонарній мережі автоматичний вимикач $QF2$ генератора відключений, автоматичний вимикач $QF1$ мережі і контактор KM включені, і установка електростанції отримує живлення для власних потреб (зарядка батареї, робота протипожежної системи і т. д.). При цьому допоміжні контакти вимикача $QF1$ мережі розімкнуті, а реле KCT включено між корпусом електростанції і робочим заземленням $R_{зр}$.

При пропажі напруги в основній мережі, або при виникненні коротких замикань, реле KCT спрацьовує, видаючи сигнал на автоматичний запуск електростанції.

3.6 Розрахунок освітлення і вентиляції приміщення резервної електростанції

3.6.1 Розрахунок освітлення приміщення

Розрахунок освітлення приміщення зробимо по методу питомої потужності.

Розміри приміщення: довжина \times ширина \times висота відповідно дорівнюють $7,2 \times 3,3 \times 4,5$, м. Стеля і стіни побілені, панель коричнева. Напруга мережі

220 В, норма освітленості, у відповідності із ДБН В.2.5-28-2006 Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення складе $E_n = 150$ лк.

В якості джерел світла вибираємо світильники типу ЛПО 01–2×40 з люмінесцентними лампами ЛБ 2×40, із світлвим потоком однієї лампи 3000 лм.

Визначаємо розрахункову висоту, відстань від світильника до робочої поверхні:

$$H_p = H_o - h_{ce} - h_{pab} \text{ (м)}; \quad (3.18)$$

де $H_o = 4,5$ – висота приміщення, м;

$h_{ce} = 0$ – висота підвісу світильника, м;

$h_{pab} = 0,6$ – висота освітлювальної робочої поверхні від підлоги, м.

Звідси:

$$H_p = 4,5 - 0 - 0,6 = 3,9 \text{ м.}$$

По таблиці 68 [10], визначаємо по мірі відображення світлового потоку від стін, стелі і підлоги значення питомої потужності рівне $p = 11,6$ Вт/м².

Тоді потужність освітлення складе:

$$P = p \cdot S \text{ (Вт)}; \quad (3.19)$$

де $S = 23,76$ – площа приміщення, м².

$$P = 11,6 \cdot 23,76 = 275,6 \text{ Вт.}$$

Визначимо загальну кількість світильників в приміщенні:

$$n = \frac{275,6}{2 \cdot 40} = 3,44 \text{ шт.}$$

Приймаємо: $n = 3$ шт.

Світильники розміщуємо симетрично, в один ряд по ширині. План приміщення представлений в графічній частині.

Вибір марки кабелю для проводки освітлювальної мережі визначимо з умови довкілля, призначення приміщення, електро - і пожежобезпеки, зручністю монтажу і естетичними вимогами. Приймаємо кабель марки ВВГнг, спосіб прокладки по перекритті – в трубі.

Переріз кабелю виберемо по струму навантаження освітлювальної установки.

По довідкових таблицях допустимих струмових навантажень визначаємо необхідний стандартний переріз жили, виходячи з допустимого нагріву жили кабелю по розрахунковому струму ділянки мережі:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} (A); \quad (3.20)$$

Де $P = 275,6$ – потужність освітлювальної установки, *Вт* ;

$U_{л}$ – лінійна напруга мережі живлення, *В*.

Звідси розрахунковий струм в лінії складе:

$$I_p = \frac{275,6}{\sqrt{3} \cdot 380} = 0,42 \text{ А.}$$

Згідно ПУЕ переріз жил для мідних дротів і кабелів по механічній міцності, що використовуються для внутрішньої електропроводки, повинно бути не менше 1 мм^2 .

По таблиці знаходимо $S = 1,0 \text{ мм}^2$ при $I_{дон} = 14 \text{ А}$. По струмовому навантаженні дане січення використовувати можна.

Для прокладки лінії живлення, вибираємо кабель *ВВГнг* $3 \times 1,0$.

3.6.2 Розрахунок вентиляції приміщення

Для підтримки хімічного складу і фізичного стану повітря, що задовольняє гігієнічним вимогам, тобто забезпечення необхідної частоти, його температури, вологості і швидкості руху, вентиляційну систему і її продуктивність виберемо по результату розрахунку повітрообміну приміщення.

Визначуваний годинний повітрообмін по видаленню зайвої вологи:

$$L_{вл} = 1,1 \cdot \frac{W_1}{d_1 - d_2} (\text{м}^3 / \text{год.}); \quad (3.21)$$

де W_1 – волога що виділяється від людини, *г / год. · люд.*;

d_1 – допустимий склад вологи повітря в приміщенні, *г / м³*;

d_2 – склад волог зовнішнього повітря, *г / м³*.

Волога, що виділяється людьми:

$$W_1 = n_n \cdot w \text{ (г / люд)}; \quad (3.22)$$

де $w = 52,1$ – волога, яка виділяється від людей при температурі всередині приміщення, дорівнює 16°C [12], ст. 75;

$n_n = 2$ – середня кількість людей, які найдовший час знаходяться в приміщенні.

$$W_1 = 2 \cdot 52,1 = 104,2 \text{ (г / люд)}.$$

Допустимий вміст вологи всередині приміщення:

$$d_1 = d_{1.\text{нас}} \cdot \varphi_1 \text{ (г / м}^3\text{)}; \quad (3.23)$$

де $d_{1.\text{нас}} = 9,4$ – вміст вологи насиченого повітря всередині приміщення при температурі 16°C [13], г / м^3 ;

$\varphi_1 = 0,7$ – коефіцієнт допустимої відносної вологості повітря всередині приміщення [13].

$$d_1 = 9,4 \cdot 0,7 = 6,58 \text{ г / м}^3.$$

Вміст вологи зовнішнього повітря складе:

$$d_2 = d_{2.\text{нас}} \cdot \varphi_2 \text{ (г / м}^3\text{)}; \quad (3.24)$$

де $d_{2.\text{нас}} = 2,7$ – вміст вологи насиченого зовнішнього повітря при максимальній плюсовій температурі, коли необхідно більшої потужності витяжної установки [13], г / м^3 ;

$\varphi_2 = 0,92$ – коефіцієнт допустимої відносної вологості зовнішнього повітря [13].

$$d_2 = 2,7 \cdot 0,92 = 2,48 \text{ г / м}^3.$$

Тоді годинний повітрообмін по видаленню зайвої вологи складе:

$$L_{\text{вл}} = 1,1 \cdot \frac{104,2}{6,58 - 2,48} = 27,96 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Визначаємо необхідну кількість повітря для видалення з приміщення вуглекислого газу:

$$L_{CO_2} = \frac{M_{CO_2}}{Y_{ГДК} - Y_{II}} \quad (m^3 / год); \quad (3.25)$$

де M_{CO_2} – розрахункове значення виділення вуглекислого газу від однієї людини, $г / люд$;

$Y_{ГДК} = 3,45$ – гранично-допустима концентрація CO_2 в повітрі [13], $г / м^3$;

$Y_{II} = 0,7$ – вміст газу в притічному повітрі [13], $г / м^3$.

Виділення вуглекислого газу від людини, визначимо по формулі:

$$M_{CO_2} = n_{л} \cdot m_{CO_2} \quad (г / люд); \quad (3.26)$$

де $m_{CO_2} = 25$ – величина питомого виділення вуглекислого газу однією людиною [13], $г / люд$.

$$M_{CO_2} = 2 \cdot 25 = 50 \quad г / люд.$$

Тоді необхідна кількість повітря для видалення з приміщення вуглекислого газу, складе:

$$L_{CO_2} = \frac{50}{3,45 - 0,7} = 18,2 \quad м^3 / год.$$

Для остаточного вибору вентилятора системи повітрообміну необхідно врахувати втрати тиску, що виникають у повітропроводі і визначити діючі на нього динамічні і статичні складові.

Тиск на вентилятор визначаємо по формулі:

$$P = P_{дин} + P_{ст} \quad (Па); \quad (3.27)$$

де $P_{дин}$ и $P_{ст}$ – динамічні і статичні складові тиску вентилятора, відповідно, $Па$.

Динамічна складова тиску:

$$P_{дин} = \rho \cdot \frac{V^2}{2} \quad (Па); \quad (3.28)$$

де ρ – густина повітря, $кг / м^3$;

V – швидкість повітряної маси в повітропроводі, для розрахунків приймається в діапазоні від 11 до 13 $м / с$ [13], $м / с$.

Густина повітря визначається як:

$$\rho = \frac{\rho_0}{1 + \alpha \cdot t_{\text{вн}}} \quad (\text{кг}/\text{м}^3); \quad (3.29)$$

де $\rho_0 = 1,29$ – густина повітря при нульовій температурі [12], ст. 34, $\text{кг}/\text{м}^3$;
 $\alpha = 0,003$ – коефіцієнт, який враховує відносне збільшення об'єму повітря при нагріванні його на 1°C [12] стр.35;

$t_{\text{н}} = 29,5$ – температура повітря, $^\circ\text{C}$.

$$\rho = \frac{1,29}{1 + 0,003 \cdot 29,5} = 1,19 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Тоді динамічна складова тиску:

$$P_{\text{дин}} = 1,19 \cdot \frac{12^2}{2} = 60,5 \text{ (Па)};$$

Визначаємо статичну складову тиску:

$$P_{\text{ст}} = L \cdot h + Z \text{ (Па)}; \quad (3.30)$$

де $L = 10$ – довжина повітропроводу, м ;

$h = 1,9$ питомі втрати тиску на один метр повітропроводу, при розмірі в січєнні $320 \times 320 \text{ мм}$ [13], $\text{Па}/\text{м}$;

Z – втрати тиску, які затрачаються на подолання місцевих опорів.

Втрати тиску, що витрачаються на подолання місцевих опорів, визначимо по формулі:

$$Z = \sum \xi \cdot \rho \cdot \frac{V^2}{2} \text{ (Па}/\text{м)}; \quad (3.31)$$

де $\sum \xi = 4,12$ – коефіцієнт місцевого опору [12], ст. 75.

Звідси:

$$Z = 4,12 \cdot 1,19 \cdot \frac{12^2}{2} = 356,0 \text{ Па}/\text{м}.$$

$$P_{\text{ст}} = 10 \cdot 1,9 + 356,0 = 372,0 \text{ Па}.$$

$$P = 60,5 + 372,0 = 432,5 \text{ Па}.$$

Вибираємо вентилятор типу *ВЦ 4 – 75*, продуктивністю $L = 800 \text{ м}^3 / \text{год}$, з двигуном *4А80А6*, з числом обертів двигуна $n = 915 \text{ об} / \text{хв}$ і потужністю $N = 0,06 \text{ кВт}$.

Оскільки живлення вентилятора підходить від мережі освітлення приміщення, то перевіримо вибраний переріз кабелю для освітлювальної установки з врахуванням потужності вентиляційної системи.

Розрахунковий струм ділянки мережі :

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_l} \text{ (A)}; \quad (3.32)$$

де $P = 335,6$ – загальна потужність освітлювальної установки з приєднаним навантаженням, *Вт* ;

U_l – лінійна напруга мережі живлення, *В*.

Тоді:

$$I_p = \frac{335,6}{\sqrt{3} \cdot 380} = 0,51 \text{ А.}$$

Для прокладки лінії живлення, вибираємо кабель *ВВГнг 3×1,0*.

3.7 Розрахунок заземлення нейтралі резервної електростанції

В якості заземлюючого пристрою (ЗП), виходячи з конструктивних міркувань, вибираємо рядний ЗП. Відповідно до пункту 1.7.100 ПУЕ, ЗП розташовуємо біля стіни будівлі.

Для вертикальних електродів використана труба стальна - \varnothing 60 *мм*, довжиною 2,5 *м* і глибиною закладення 0,6 *м*; для горизонтального – полоса стальна 40×4 *мм*.

Знаючи кліматичний район, опір ґрунту і глибину заставляння, розрахуємо кількість заземлювачів і ЗП розмістимо на плані.

Визначаємо розрахунковий опір одного вертикального електроду :

$$r_B = 0,3 \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.в}} \text{ (Ом)}; \quad (3.33)$$

де $\rho = 92$ – питомий опір, $\text{Ом} \cdot \text{м}$;

$K_{\text{сез.в}} = 1,7$ – коефіцієнт сезонності [3], табл. 1.13.2.

$$r_B = 0,3 \cdot 92 \cdot 1,7 = 47 \text{ Ом.}$$

Для електроустановок опір ЗП, до якого приєднана нейтраль генератора в будь-яку пору року повинен бути не більше 4 Ом (ПУЕ, пункт 1.7.101).

Відповідно, до розрахунку приймаємо $R_{\text{зн}} = 4 \text{ Ом}$.

Визначаємо розрахункову кількість вертикальних електродів :

- без урахування екранування :

$$N_{\text{еп}}^1 = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\text{зн}}} \text{ (шт)}; \quad (3.34)$$

$$N_{\text{еп}}^1 = \frac{47}{4} = 11,8 \text{ шт.}$$

Приймаємо: $N_{\text{еп}}^1 = 12 \text{ шт}$.

- з урахуванням екранування:

$$N_{\text{еп}} = \frac{N_{\text{еп}}^1}{\eta_B} \text{ (шт)}; \quad (3.35)$$

де $\eta_B = 0,58$ – коефіцієнт використання вертикального електроду [3], табл. 1.13.5, який залежить від типу ЗП, виду заземлювача і відношення довжини вертикального заземлювача до довжини з'єднувальної полоси. Відношення довжини вертикального заземлювача до довжини сполучної смуги приймаємо рівною 1.

$$N_{\text{еп}} = \frac{12}{0,58} = 21,6 \text{ шт.}$$

Приймаємо: $N_{\text{еп}} = 22 \text{ шт}$.

Розміщуємо ЗП на плані (рис 3.10) и уточнюємо віддаль.

Так як рядний ЗП закладається на віддалі не менше 1 м, від стіни будівлі, то довжина закладки дорівнює:

$$L_{\Pi} = a \cdot (N_{ep} - 1) \text{ (м)}; \quad (3.36)$$

де $a = 2,5$ – відстань між вертикальними електродами, м.

$$L_{\Pi} = 2,5 \cdot (22 - 1) = 52,5 \text{ м.}$$

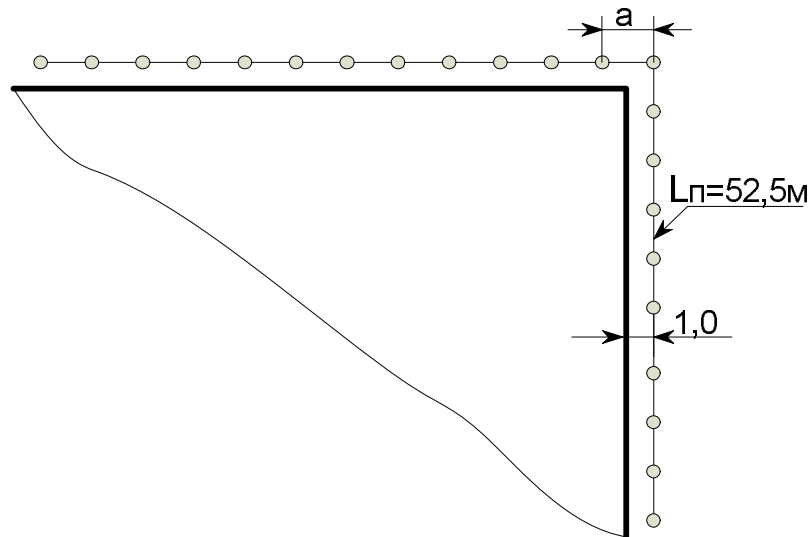


Рисунок 3.10 – План рядного заземлюючого пристрою

Визначаємо уточнені значення опорів вертикальних і горизонтальних електродів :

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \cdot \eta_B} \text{ (Ом)}; \quad (3.37)$$

де $\eta_B = 0,48$ – уточнене значення коефіцієнту [3], табл. 1.13.5.

$$R_e = \frac{47}{22 \cdot 0,48} = 4,45 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,4}{L_{\Pi} \cdot \eta_{\Gamma}} \cdot \rho \cdot K_{сез.Г} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_{\Pi}^2}{b \cdot t} \text{ (Ом)}; \quad (3.38)$$

де $\eta_{\Gamma} = 0,41$ – уточнене значення коефіцієнту для горизонтального електроду [3], табл. 1.13.5;

$K_{сез.Г} = 4,0$ – коефіцієнт сезонності [3], табл. 1.13.2;

$b = 1,1 \cdot d$ – величина, яка враховує січення вертикального заземлювача, м ;

$t = 0,6$ – глибина закладання, м.

Звідси:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,4}{52,5 \cdot 0,41} \cdot 92 \cdot 4,0 \cdot \lg \frac{2 \cdot 52,5^2}{1,1 \cdot 60 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6} = 35,18 \text{ Ом};$$

Визначаємо фактичний опір заземлюючого пристрою :

$$R_{\text{з.ф}} = \frac{R_B R_{\Gamma}}{R_B + R_{\Gamma}} \text{ (Ом)}; \quad (3.39)$$

$$R_{\text{з.ф}} = \frac{4,45 \cdot 35,18}{4,45 + 35,18} = 3,95 \text{ Ом.}$$

3.8 Висновки до розділу 3

В даному розділі здійснено розрахунки електричних навантажень мережі 0,4 та 10 кВ, відповідно до яких проведено:

1. Вибір комутаційної та пуско-захисної апаратури для схеми мережі.
2. Проведено вибір раціонального січення жил кабелів.
2. Розроблено схему АВР споживачів другої категорії.

Здійснено розрахунки струмів к.з., відповідно до яких було здійснено вибір захисної апаратури.

Для покращення надійного електропостачання споживачів підприємства по переробці молока, на стороні 0,4 кВ ТП передбачається схема АВР.

Здійснено розрахунок потужності резервного джерела. Широкий асортимент дизельних електростанцій, що випускаються нині, як вітчизняним виробником, так і зарубіжним, автономних джерел живлення дозволив, зробити оптимальний вибір– дизельну електростанції серії АД-350, для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання підприємства в цілому.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Вимоги до персоналу для обслуговування резервної електростанції

Вимоги до персоналу, який обслуговує резервну дизельну електростанцію прирівнюються до вимог, що пред'являються до електротехнічного персоналу, обслуговуючого електроустановки до 1000 В.

Експлуатацію резервної електростанції повинні здійснювати працівники, що мають групу із електробезпеки II - V, що досягли 18-річного віку, пройшли теоретичну і практичну підготовку, придатні за станом здоров'я.

Стан здоров'я електротехнічного персоналу визначають медичним оглядом при прийомі на роботу, а потім періодично 1 раз в два роки. Перелік медичних протипоказань до допуску на роботи із обслуговування діючих електричних установок визначений наказом Міністерства охорони здоров'я.

Підготовка і навчання новоприбулого персоналу для обслуговування електроустановки, має свої особливості. До призначення на самостійну роботу, пов'язану з експлуатацією, персонал повинен пройти виробниче навчання на новому місці роботи. Під час такого навчання, в наданий термін, він повинен набути практичних навичок, ознайомиться з устаткуванням, апаратурою і вивчити в необхідному, для цієї посади, об'ємі ПТЕ, ПТБ, ПУЕ, посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції по охороні праці, а також додаткові правила, нормативні документи, діючі на підприємстві.

Навчання проводять за затвердженою програмою під керівництвом досвідченого працівника з електротехнічного персоналу. Програму навчання встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство підприємства.

Особа, що навчається може виконувати оперативні перемикання, огляди або інші роботи в електроустановці тільки з дозволу і під наглядом керівника. Відповідальність за правильність дій і дотримання ПТЕ і ПТБ несуть керівник і сама особа, що навчається.

Після закінчення виробничого навчання особа, що навчається проходить перевірку знань в кваліфікаційній комісії підприємства, в необхідному для цієї посади об'ємі. При успішній перевірці знань йому привласнюється відповідна група по електробезпеці і видається посвідчення встановленої форми.

Після перевірки знань особа, що навчається стажується на робочому місці (дублювання) тривалістю не менше двох тижнів, після чого він може бути допущений до самостійної роботи. Допуск до самостійної роботи оформляється відповідним розпорядженням по підприємству.

Перевірка знань ПТЕ, ПТБ, посадових і експлуатаційних інструкцій і інших керівних документів усього персоналу проводиться кваліфікаційною комісією підприємства, у складі трьох чоловік.

Для електротехнічного персоналу обслуговуючого діючу електроустановку або що проводить в ній налагоджувальні, електромонтажні, ремонтні роботи або профілактичні випробування перевірка знань встановлена з періодичністю один рік.

Усі роботи, пов'язані з експлуатацією резервної електростанції повинні оформлятися нарядом або розпорядженням, в установленому порядку.

Будь-якому виконанню робіт по наряді або розпорядженню повинен передувати цільовий інструктаж, що передбачає вказівки по безпечному виконанню конкретної роботи в послідовному ланцюзі від того, що видало наряд, розпорядження, що віддало, до члена бригади (виконавця).

Без проведення інструктажу допуск до роботи не дозволяється.

Виконання деяких робіт на приєднаннях резервної електростанції допускається в порядку технічної експлуатації, але персоналом, за яким закріплено це устаткування і якщо дотримані наступні вимоги:

- перелік робіт, що виконуються в порядку технічної експлуатації міститься в заздалегідь розробленому і затвердженому керівником підприємства або особою відповідальною за електрогосподарство, переліку дозволених робіт;
- враховані умови забезпечення безпеки і можливості одноосібного виконання конкретних робіт.

При виконанні робіт, усьому електротехнічному персоналу, обслуговуючому резервну електростанцію, необхідно використати основні і додаткові засоби захисту.

Основними електрозахисними засобами, вживаними в електроустановках до 1000 В, є: ізолюючі штанги, покажчики напруги, діелектричні рукавички, слюсарно-монтажний інструмент з ізолюючим руків'ям.

В якості додаткових електрозахисних засобів в електричних установках до 1000 У використовуються діелектричні калоші, діелектричні килимки, переносні заземлення, що ізолюють підставки і накладки, що захищають пристрої, плакати.

Кожен працівник, що виявив порушення справжніх правил, а також що помітив несправності електроустановок або засобів захисту, повинен негайно повідомити про це своєму безпосередньому керівникові.

Працівники усіх рівнів, що порушують законодавство про працю, правила і норми охорони праці, не виконуючі свої посадові обов'язки і приписи органів державного нагляду і контролю, накази і розпорядження керівництва підприємства, несуть відповідальність у встановленому законом порядку.

4.2 Заходи із безпечного увімкнення резервної електростанції в роботу

Управління резервної електростанції передбачає два режими запуску генератора, ручний і автоматичний. Вибір режиму, необхідного для роботи агрегату робиться за допомогою ключа, розташованого на щиті управління електроустановки.

Безпосередньо перед пуском електростанції, як в ручному режимі, так і в автоматичному, необхідно переконатися, що в підшипниках генератора є достатня кількість мастила, щітки опущені і лежать на колекторі збудника.

Світлові індикатори на щиті управління вказують про відсутність вторинної напруги на резервованих лініях приєднання, а індикатор, що вказує на несправність в схемі захисту генератора, не горить.

Електронна схема електростанції передбачає захист на відключення генератора і припинення подання палива в систему двигуна при підвищенні вібрації ротора, при неприпустимих підвищеннях температура обмоток статора, підшипників і так далі

Але навіть при значимому захисті електростанції при розвороті генератора аж до моменту, коли його ротор досягне номінальної частоти обертання, необхідно прислухатися до роботи установки і спостерігати за щітками. За відсутності в електростанції дефектів не повинні виникати сторонні шуми, а щітки вібрувати.

Підвищена вібрація щіток може бути викликана послабленням кріплення щіткотримача, установка щіток не по тій, що утворює колектора, загальною підвищеною вібрацією машини і іншими причинами.

У вказаних випадках генератор має бути негайно зупинений і знову запущений в роботу тільки після усунення виявленого і усуненого дефекту.

Враховуючи призначення електростанції і специфіку її роботи необхідно відмітити, що для неї автоматичний режим очікування є постійним, а тому вимоги до неї набагато вищі, ніж до іншого устаткування.

Роботи, що проводяться по підтримці працездатності електростанції, є постійними і проводяться в терміни, встановлені інструкцією на це устаткування.

До таких робіт відносяться:

- перевірка надійності заземлення корпусу і апаратури управління;
- перевірка справності схем захисту;
- перевірка на справність апаратури управління;
- перевірка цілісності ізоляції струмоведучих частин.

При виконанні будь-яких робіт, пов'язаних з безпосереднім обслуговуванням дизель-агрегату ключ вибору режимів роботи електростанції має бути в положенні ручного пуску.

При появі несправностей, які можуть привести до аварій, виходу з ладу устаткування або каліцтва людей, слід негайно застосувати заходи до їх усунення.

4.3 Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Проблема запобігання виникнення надзвичайних ситуацій техногенного походження та ліквідації їх наслідків в Україні є однією з найактуальніших.

Керівництво підприємств, установ та організацій незалежно від форм власності і підпорядкування забезпечує своїх працівників засобами індивідуального та колективного захисту, організовує здійснення евакуаційних заходів, створює сили для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та забезпечує їх готовність до практичних дій, виконує інші заходи з ЦО і несе пов'язані з цим матеріальні та фінансові витрати.

Сутність рятувальних та інших невідкладних робіт – це усунення безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей, відновлення життєзабезпечення населення, запобігання або значні зменшення матеріальних збитків. Рятувальні та інші невідкладні роботи включають також усунення пошкоджень, які заважають проведенню рятувальних робіт, створення умов для наступного проведення відновлювальних робіт. РіНР поділяють на рятувальні роботи та невідкладні роботи.

До рятувальних робіт відносять:

- розвідка маршруту руху сил, визначення обсягу та ступеню руйнувань, розмірів зон зараження, швидкості і напрямку розповсюдження зараженої хмари чи пожежі;
- локалізація та гасіння пожеж на маршруті руху сил та ділянках робіт;
- визначення об'єктів і населених пунктів, яким безпосередньо загрожує небезпека;
- визначення потрібного угруповання сил і засобів запобігання і локалізації небезпеки;
- пошук уражених та звільнення їх з-під завалів, пошкоджених та палаючих будинків, із загазованих та задимлених приміщень;
- розкриття завалених захисних споруд та рятування з них людей;
- вивіз або вивід населення із небезпечних місць у безпечні райони;

- організація комендантської служби, охорона матеріальних цінностей і громадського порядку;
- відновлення життєздатності населених пунктів та об'єктів;
- санітарна обробка уражених;
- знезараження одягу, взуття, засобів індивідуального захисту, територій, споруд, а також техніки;
- соціально-психологічна реабілітація населення.

До невідкладних робіт відносять:

- прокладання колонних шляхів та улаштування проїздів (проходів) у завалах та на зараженій території;
- локалізація аварій на водопровідних, енергетичних, газових і технологічних мережах;
- ремонт та тимчасове відновлення роботи комунально-енергетичних систем та мереж зв'язку для забезпечення рятувальних робіт;
- зміцнення або руйнування конструкцій, які загрожують обвалом і безпечному веденню робіт;

РіНР здійснюють у три етапи. На першому етапі вирішуються завдання:

- щодо екстреного захисту населення;
- з запобігання розвитку чи зменшення впливу наслідків;
- з підготовки до виконання РіНР.
- Основними заходами щодо захисту населення є:
 - оповіщення про небезпеку;
 - використання засобів захисту;
 - додержання режимів поведінки;
 - евакуація з небезпечних у безпечні райони;
 - здійснення санітарно-гігієнічної, протиепідемічної профілактики і надання медичної допомоги;
- локалізація аварій;
- зупинка чи заміна технологічного процесу виробництва;
- попередження (запобігання) і гасіння пожеж.

На другому етапі проводять:

- пошук потерпілих;
- витягання потерпілих з-під завалів, з палаючих будинків, пошкоджених транспортних засобів;
- евакуація людей із зони лиха, аварії, осередку ураження;
- надання медичної допомоги;
- санітарна обробка людей;
- знезараження одягу, майна, техніки, території;
- проведення інших невідкладних робіт, що сприяють і забезпечують здійснення рятувальних робіт;
- надання потерпілим першої допомоги та евакуація їх (при необхідності) у лікувальні заходи.

На третьому етапі вирішуються завдання щодо забезпечення життєдіяльності населення у районах, які потерпіли від наслідків НСБ

- відновлення чи будівництво житла;
- відновлення енерго-, тепло-, водо- та газопостачання, ліній зв'язку;
- організація медичного обслуговування;
- забезпечення продовольством і предметами першої необхідності;
- знезараження харчів, води, фуражу, техніки, майна, території;
- соціально-психологічна реабілітація;
- відшкодування збитків;

Відновлювальні роботи ЦО не виконує, їх здійснює спеціально створені підрозділи (бригади). Залежно від рівня надзвичайної ситуації (загальнодержавного, регіонального, місцевого, чи об'єктового) для проведення РіНР залучають сили та засоби ЦО центрального, регіонального або об'єктового підпорядкування.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі здійснено розробку та впровадження технічних заходів щодо забезпечення надійності системи електропостачання підприємства переробки молока.

Отримані наступні результати:

- здійснено аналіз чинників, які впливають на надійність електропостачання промислових підприємств;
- проведено аналіз шляхів забезпечення безперебійного електропостачання споживачів підприємства;
- проведено розрахунок силового та освітлювального навантаження підприємства, на основі якого здійснено розробку схеми електропостачання та здійснено вибір оптимальної кількості та потужності силових трансформаторів,
- розраховано струми короткого замикання, відповідно до яких вибрано високовольтне та низьковольтне електричне обладнання, раціональне січення жил проводів та кабелів;
- здійснено перевірку усіх кабельних ліній по перевантажувальній здатності;
- проведено вибір пристроїв компенсації реактивної потужності та місця їх установки;
- для підвищення коефіцієнта мережі проведено розрахунки та здійснено вибір пристроїв компенсації реактивної потужності;
- розраховано потужність резервного джерела живлення та вибрано основне обладнання; розроблено схему резервування живлення.

Застосування сучасного комплексу технічних засобів забезпечить надійну та безвідмовну роботу пристроїв захисту, та забезпечить безпеку виробництва.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. <https://ua-energy.org/uk/posts/minenerhetyky-61-obladnannia-ta-495-linii-elektromerezh-spratsiuvalo-svii-resurs>
2. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
3. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електроенергетики та електропостачання». Підручник – Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.
4. Кушлик Р.В. Електричне освітлення та опромінення. Навч. посіб. для студентів вищ. навч. закл. / Р.В.Кушлик, В.Ф.Яковлев, Ю.М.Куценко, М.Л.Лисиченко, М.П.Кунденко. Х: ТОВ «Планета-прінт», 2016. - 332 с.
5. 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.
6. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
7. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 82-83.
8. Севастьянов Р. В. Проблеми та перспективи енергозбереження на промислових підприємствах / Р. В. Севастьянов // Теоретичні і практичні аспекти економіки та інтелектуальної власності. - 2013. - Вип. 1(2). - С. 107-110. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Траєiv_2013_1%282%29__23.
9. Бабюк, С. М., Красножоний, О. В., Барило, В. П., & Брич, Б. В. (2020). Фактори, що впливають на надійність електропостачання. Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 84-85.

10. Ципленков Д. В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії В елементах систем електропостачання / Д. В. Ципленков, П. Ю. Красовський // Електротехніка та електроенергетика. - 2015. - № 1. - С. 77–82. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee_2015_1_15.

11. Миколюк О. А. Оцінка ефективності використання енергоресурсів на підставі аналізу енергоємності виробництва / О. А. Миколюк / Вісник Хмельницького національного університету. – 2009. – Т1. – № 5. – С. 104–107.

12. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.

13. Вказівки з розрахунку електричних навантажень Розрахунок електричних навантажень РТМ 36.18 32.4 92.

14. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.] ; Харківська держ. академія міського господарства. — К. : [б.в.], 1996. — 228 с.

15. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навч. посіб / В. М. Буряк. — 2-ге вид., переробл. та випр. — Х. : Тимченко, 2008.

16. Бачинський О. , Пліс Я. ., Шандрук Ю. Методи та засоби підвищення якості електроенергії в розподільчих мережах низької і середньої напруги // Зб. наук. праць / Терн. нац. тех. універ. ім. І.Пулюя. Тернопіль. С. 52.

17. Бурбело М. Й. – Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків [Текст] : / М.Й.Бурбело ; Вінниц. нац. техн. ун-т. — [2-е вид., перероб. і допов.]. — Вінниця : Універсум, 2005. — 147 с.

18. Бабюк, С. М., & Хлопик, В. В. (2019). Актуальність задачі відновлення електропостачання знеструмлених споживачів трансформаторних підстанцій. Збірник тез доповідей VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 7-7.

19. Бабюк, С. М., Приймак, М. Д., & Паськів, Р. В. (2017). Підвищення енергоефективності підприємств за рахунок контролю характеристик режимів електропостачання. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 90-91.

20. Orobchuk, B., Sysak, I., Babiuk, S., Rajba, T., Karpinski, M., Klos-Witkowska, A., ... & Gancarczyk, J. (2017, September). Development of simulator automated dispatch control system for implementation in learning process. In 2017 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications (IDAACS) (Vol. 1, pp. 210-214). IEEE.

21. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.