

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

(повне найменування вищого навчального закладу)
Центр перепідготовки та післядипломної освіти
(назва факультету)

електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: **Розробка технічних заходів підвищення надійності
водогрійної котельні молокозаводу**

Виконав: студент (ка) 2 курсу, групи БЕд-2

напряму підготовки (спеціальності) 141–
електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

_____ Шедна С.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ Буняк О.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Інститут, факультет, відділення центр перепідготовки та післядипломної освіти

Кафедра, циклова комісія електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

Напрямок підготовки 14 – електрична інженерія

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

**Завідувач кафедри, голова циклової
комісії** ЕІ

д.т.н. проф. Тарасенко М.Г.

“ 19 ” червня 2019 року

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Шедні Світлані Петрівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розробка технічних заходів підвищення надійності водогрійної котельні молокозаводу

керівник проекту (роботи) Буняк Олег Андронікович, к.т.н., доцент,

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від “19” червня 2019 р. № 4/7-545

Строк подання студентом проекту (роботи) 15 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Однолінійна схема електропостачання. Паспортні дані електроенергетичного обладнання. Графіки добових (річних) навантажень. Дані обліку електричної енергії.

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

Вступ. 1. Аналітична частина. 2. Науково-дослідна частина. 3. Технологічна частина. 4. Проектно-конструкторська частина. 5. Спеціальна частина. 6. Обґрунтування економічної ефективності. 7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 8. Екологія. Загальні висновки до дипломної роботи. Перелік посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Загальні положення, що виносяться на захист; Однолінійна схема живлення котельні на ланці 0,4 кВ із встановленням АВР; Розрахункова схема системи електропостачання котельні; Розрахункова схема системи загального та аварійного освітлення котельні; Схема електропостачання силового обладнання котельні; Схема електропостачання освітлювального обладнання котельні; Схема розподілу електричного навантаження обладнання. Загальні висновки до дипломної роботи.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

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

7. Дата видачі завдання 27 червня 2019 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	01.07.19 - 31.08.19	
2	Науково-дослідна частина	01.07.19 - 01.10.19	
3	Технологічна частина	01.07.19 - 01.10.19	
4	Проектно-конструкторська частина	01.09.19 - 01.10.19	
5	Спеціальна частина	01.10.19 - 30.11.19	
6	Обґрунтування економічної ефективності	02.09.19 - 01.11.19	
7	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	02.09.19 - 10.10.19	
8	Заходи з екології	02.09.19 - 10.10.19	
9	Загальні висновки до дипломної роботи	10.02.19 - 15.02.19	
10	Формування пояснювальної записки та плакатів по дипломній роботі	01.11.19 - 10.12.19	
11	Попередній захист дипломної роботи	15.12.19 - 20.12.19	

Студент _____

(підпис)

Шедна С.П.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____

(підпис)

Буняк О.А.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Дипломна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. – 98; рис. – 9; табл. – 18; літературних джерел – 24.

У дипломній роботі вирішено практичну проблему підвищення надійності системи електропостачання водогрійної котельні підприємства за рахунок застосування технічних і організаційних заходів на основі модернізації електричного обладнання та встановлення системи автоматичного введення резерву.

Проведені розрахунки електричних навантажень силового та освітлювального обладнання водогрійної котельні підприємства для вибору технічних заходів забезпечення надійності роботи.

Проведені розрахунки розподільної мережі та здійснено вибір комутаційного обладнання водогрійної котельні для забезпечення надійності.

Встановлено пристрій автоматичного введення резерву, що дозволить спростити налаштування релейного захисту та підвищити надійність.

Запропоновані організаційно-технічні заходи підвищення надійності роботи водогрійної котельні.

Ключові слова: надійність, навантаження, релейний захист, розподільна мережа.

ANNOTATION

Diploma paper. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Center for retraining and postgraduate education. Department of electrical engineering, group ЕЕД-2. – Ternopil., 2019.

Page – 98; Figure – 9; Table – 18; literature – 24.

In diploma thesis solved the practical problem of increasing the reliability of the power supply system of the boiler room due to the application of technical and organizational measures based on the modernization of electrical equipment and the installation of automatic reserve system.

Performed calculations the electrical loads of power and lighting equipment of the boiler room for choice the technical measures to ensure the reliability of work.

Performed calculations of the distribution network were made and the switching equipment of the boiler room was selected to ensure the reliability.

Installed the automatic backup input device to simplify the relay protection setting and ensure reliability.

The organizational and technical measures of increasing the reliability of the boiler room operation are offered.

Keywords: reliability, load, relay protection, distribution network.

ЗМІСТ

Вступ	7
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	9
1.1 Аналіз системи електропостачання підприємства та технологічного процесу	9
1.2 Аналіз технічних заходів підвищення надійності електропостачання промислових підприємств	13
1.3 Висновки до першого розділу	17
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	18
2.1 Методика оцінки показників надійності з врахуванням якості електроенергії	18
2.2 Формалізація методики комплексної оцінки	22
2.3 Аналіз алгоритму комплексної оцінки надійності електропостачання та якості електроенергії	25
2.4 Висновки до другого розділу	29
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	30
3.1 Розрахунок навантаження котельні підприємства	30
3.2 Розрахунок освітлення котельні	36
3.3 Висновки до третього розділу	43
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	45
4.1 Розрахунок розподільної мережі та вибір комутаційного обладнання водогрійної котельні	45
4.2 Вибір захисту мережі водогрійної котельні	49
4.3 Вибір автоматичного контролю загазованості	54
4.4 Захист ліній робочого живлення водогрійної котельні	56
4.5 Висновки до четвертого розділу	58
5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	59
5.1 Аналіз системи автоматичного введення резерву на підприємствах	59
5.2 Вибір схеми автоматичного ввімкнення резерву	63
5.3 Автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації	67

5.4 Висновки до п'ятого розділу	69
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	71
6.1 Планування системи планово-попереджувальних ремонтів	71
6.2 Планування чисельності ремонтно-експлуатаційного персоналу.....	73
6.3 Планування кошторису експлуатаційних витрат	75
6.4 Планування собівартості передачі і розподілу електроенергії	76
6.5 Заходи щодо зменшення затрат	77
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	79
7.1 Аналіз потенційних небезпек і шкідливих виробничих факторів	79
7.2 Забезпечення нормальних умов праці на підприємстві	80
7.3 забезпечення техногенної безпеки на підприємстві	85
8 Екологія	90
8.1 Вплив переробки молочної сировини на навколишнє середовище	90
8.2 Основні методи очищення стічних вод в молочній промисловості	92
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	95
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	96

ВСТУП

Актуальність теми. Основною особливістю сучасного ринку в галузі переробки молока є необхідність створення молокопродуктів високої якості, що призводить до необхідності введення нових технологічних ліній, встановлення нового та заміни застарілого обладнання. Це вимагає побудови більш раціональної системи промислового електропостачання яка б забезпечувала необхідну надійності при різних режимах роботи електричного обладнання [1].

Особливо це стосується споживачів I, II категорії за надійністю електропостачання, які вимагають застосування додаткових заходів та засобів для забезпечення безперервного електропостачання при перевантаженнях, спадах напруги, коротких замикання та спрацюванні релейного захисту.

Водогрійна котельня молокозаводу відноситься до споживачів I категорії за надійності електропостачання та забезпечує безперервність технологічного процесу виробництва.

Аналіз джерел показав, що для підвищення надійності електропостачання необхідно поряд із встановленням сучасного електротехнічного обладнання та систем релейного захисту розробляти організаційні заходи, тобто розглядати надійність системи електропостачання комплексно [2].

Мета і завдання дослідження. Метою дипломної роботи є розробка технічних заходів підвищення надійності роботи водогрійної котельні молокозаводу на основі модернізації електричного обладнання та встановлення системи автоматичного введення резерву.

Відповідно до вказаної мети розв'язувались наступні завдання:

- аналіз графіків електричних навантажень підприємства та системи електропостачання водогрійної котельні з обґрунтування необхідності заміни електричного обладнання;
- аналіз методик оцінки показників надійності системи електропостачання та вибір оптимального за надійністю варіанту резервування електричної енергії;
- провести розрахунок електричних навантажень силового та освітлювального обладнання водогрійної котельні на основі паспортних даних

електроспоживачів;

– провести розрахунок розподільної мережі та вибір комутаційного обладнання водогрійної котельні для забезпечення надійності;

– провести аналіз вимог щодо побудови систем автоматичного введення резерву на підприємстві та запропонувати схему забезпечення резервного живлення водогрійної котельні;

– запропонувати та обґрунтувати організаційні заходи підвищення надійності роботи водогрійної котельні.

Об’єкт дослідження – процеси забезпечення надійності систем електропостачання промислових підприємств.

Предмет дослідження – розробка комплексних технічних заходів підвищення надійності роботи водогрійної котельні.

Наукова новизна отриманих результатів.

– отримало подальший розвиток застосування технічних та організаційних заходів підвищення надійності системи електропостачання на основі реконструкції та встановлення АВР.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані технічні та організаційно-технічні заходи дозволяють підвищити надійність роботи електричного обладнання водогрійної котельні та підвищити енергоефективність.

Апробація.

Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (27-28 листопада 2019 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Аналіз системи електропостачання підприємства та технологічного процесу

Нововолинський молокозавод сучасне підприємство по переробці молочної сировини та виробництву сирів, яке займає передові позиції серед молокопереробних підприємств Західної України.

Багаторічний досвід фахівців і робітників дозволяє виготовляти молочні продукти відмінної якості, використовуючи новітні технологічні лінії на усіх етапах виробництва.

Так як підприємство відноситься до споживачів II категорії, електрична енергія подається споживачам на шини головного розподільчого пристрою 10 кВ двома незалежними лініями живлення на двотрансформаторну підстанцію 1000/10/0,4 кВ.

Облік активної потужності здійснюють за допомогою трансформатора напруги 10000/100, а дані по обліку беруть з лічильника марки СР4У –И689.

Відповідно облік реактивної потужності здійснюють за допомогою трансформатора струму 1000/5, а дані по обліку беруть з лічильника марки СА3У –И681.

Добові графіки навантаження активної та реактивної потужностей змінюються в залежності від часу доби, вдень навантаження зростає, а вночі зменшується (рис. 1.1, рис. 1.2).

Річний графік максимумів навантажень використовується при складанні графіків ремонтів основного обладнання, а також при складанні графіків введення допоміжних потужностей в систему.

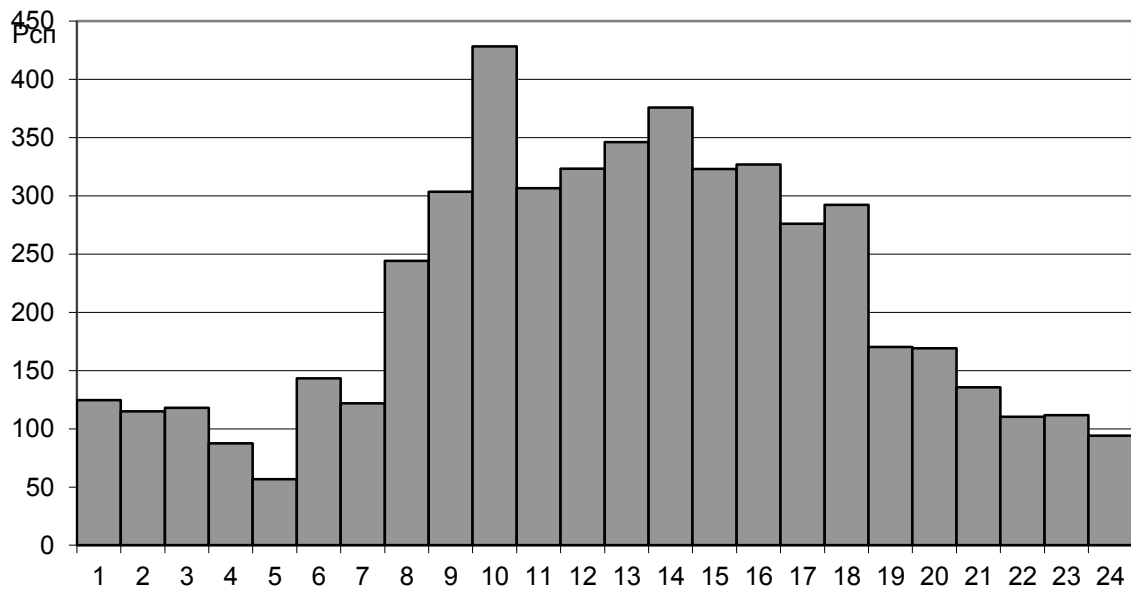


Рисунок 1.1 – Добові графіки навантаження активної потужності підприємства.

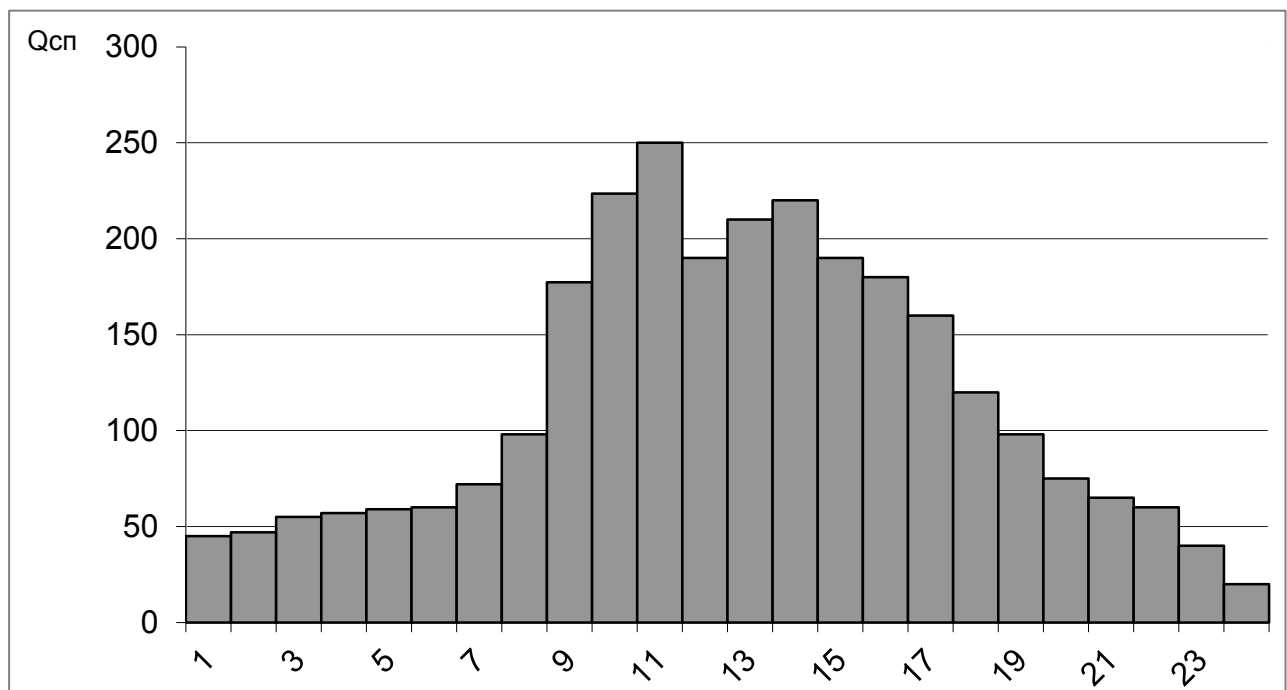


Рисунок 1.2 – Добові графіки навантаження реактивної потужності підприємства.

Водогрійна котельня підприємства відноситься до споживачів першої категорії по надійності електропостачання, отже вона повинна мати резервне джерело живлення або живиться від двох незалежних джерел живлення.

Водогрійна котельня отримує живлення від ГРП двома робочими кабелями та одним резервним прокладеними по естакадах. Даними кабельними лініями

електрична енергія поступає на шини 10 кВ секцій 4РО і 3РО високовольтного розподільчого пристрою. Між кожною секцією робочого живлення та секцією резервного живлення встановлені секційні вимикачі, які дають змогу переключити будь-яку з секцій на живлення від резервної лінії, на випадок ремонту або аварійного вимкнення однієї з робочих.

РП-10 кВ виконано комплектними шафами секції КРП, від яких подається живлення до окремих високовольтних електроприймачів і до трансформаторів Т67 і Т68. З виводів низької напруги, вище згаданих трансформаторів, електрична енергія подається на шини РП-0.4 кВ. Що виконується панелями власних потреб серії ПСН, живлення від яких подається до окремих потужних низьковольтних споживачів і до групових розподільчих пунктів серії ПР-9000 та РТ30-69.

Від пунктів ПР-9000 отримує живлення електродвигуни приводів вентиляторів, допоміжних насосів та іншого силового обладнання, а від пунктів серії РТ30-69 живляться електродвигуни приводів засувок.

Між розподільчими пунктами, які живлять електродвигуни приводу засувок і підключені до різних секцій РП-0.4 кВ прокладені лінії резервного живлення, що дозволяє забезпечити безперебійність в електропостачанні цих пунктів в випадку виходу з ладу лінії робочого живлення.

Водогрійна котельня, з встановленими на ній двома теплофікаційними водогрійними котлами типу ПТВМ-50, продуктивністю 50 Гкал/год, призначена для покриття теплофікаційних навантажень підприємства та використання в технологічному процесі виробництва.

Зміна теплопродуктивності забезпечується зміною кількості працюючих пальників при постійній витраті мережної води і змінному температурному перепаді.

Котел ПТВМ-50 обладнаний 12 газомазутними пальниками продуктивністю по газу 370 м³/год і по мазуту 315 кг/год, по 6 штук на кожній бічній стійці котла. В кожному пальнику встановлена водоохолоджувальна механічна форсунка. Повітря на кожний пальник подається індивідуальним вентилятором дуття з нерегульованою продуктивністю.

Видалення димових газів з котлів здійснюється з допомогою димососів, через які при допомозі загального газоходу котли приєднані до самостійної металеві димової труби (рис. 1.3).

Охолоджена використана вода із зворотного трубопроводу тепломережі діаметром 700 мм мереженими насосами через електрифіковані засувки 1ВК-1 і 2ВК-1 подається на котел, де підігрівшись через засувки 1ВК-2 і 2ВК-2 по трубопроводу діаметром 700 мм (з температурою в залежності від температури зовнішнього повітря і навантаження котла) води направляється в мережу.

Мережні насоси типу СС1250-30 призначені для створення циркуляції води і заданого тиску в котлі.

Насоси рециркуляції вибрані з умовами підтримки при вході в котли постійної температури води в 110-115 °С і витрати води – 1000 т/год через котел. Тип рециркуляційних насосів – СС 2500-30.

Основними електроприймачами водогрійної котельні є електродвигуни приводів мережних та рециркуляційних насосів, насосів дуття та засувок.

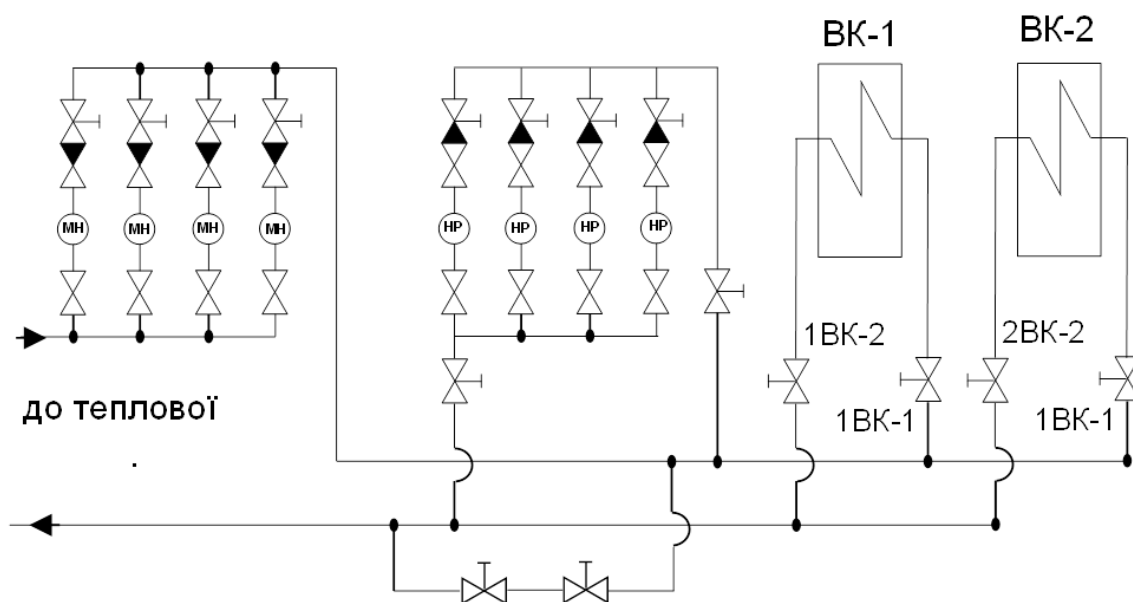


Рисунок 1.3 – Спрощена технологічна схема водогрійної котельні.

1.2 Аналіз технічних заходів підвищення надійності електропостачання промислових підприємств

На сьогодні можна констатувати широке використання різноманітних електронних пристроїв як для багатофункціонального промислового, так і для інформаційного призначення, однак електронні пристрої є критичними до перерв в електроживленні. Вони можуть виходити з ладу, коли спотворення сигналів складає навіть лише частки мілісекунд [1].

Проведений аналіз системи електропостачання та електроспоживання котельні підприємства дозволив виділити питання щодо дослідження технічних та організаційно-технічних заходів підвищення надійності роботи обладнання.

Із технічних заходів враховуючи, що котельня відноситься до споживачів I категорії по надійності, особливу увагу необхідно приділити:

- відповідності двигунного навантаження нормам по надійності (живильні насоси, димососи, вентилятори гарячого дуття, циркуляційні насоси, мережеві насоси);
- використанню мережевого на місцевого резервування (2-х трансформаторні ТП);
- відповідності перерізів жил кабелів струмам навантаження з оптимальним спрацюванням комутаційного обладнання;
- ефективності на надійності релейного захисту та автоматики;
- застосуванню засобів автоматизації електричних мереж та телемеханізації (АПВ, АВР).

Із організаційно-технічних заходів необхідно приділяти увагу щодо:

- раціональне проведення поточних і капітальних ремонтів;
- підвищення вимог до обслуговуючого персоналу котельні.

Як показав аналіз літературних джерел [2-5] основні заходи підвищення надійності стосуються систем релейного захисту, зокрема, впровадження електронного обладнання. Але, електронна апаратура чутлива до перешкод, особливо при впливі зовнішніх факторів, комутаційного обладнання, що призводить до помилкових спрацювань, відмов у роботі. Крім цього впровадження новітнього обладнання призводить до погіршення показників

якості електричної енергії [3]. В більшості випадків використовують системи комплексного захисту електродвигунів (КЗЕ), які побудовані на мікропроцесорних елементах. Основними причинами їх помилкового спрацювання або виходу з ладу є режими роботи двигунного навантаження та рівні несиметрії, несинусоїдальності та провали напруг, що присутні в трифазній мережі. У цьому випадку пропонується [3] використовувати на основі реле одночасне розмикання комутаційного обладнання та КЗЕ та спрацювання комутаційного обладнання в залежності від напруг зворотної та прямої послідовностей.

Крім двигунного навантаження на надійність системи впливає ефективність спрацювання автоматики на ланках 10 кВ та вище. В основу сучасного аналізу [4, 17-21] покладені питання вибору схем захисту на базі вибору показників і критеріїв оцінки ефективності та надійності. Основною особливістю є те [3], що переважна більшість сучасних систем РЗА побудовані на цифровій елементній базі. Це не призводить до зміни принципів релейного захисту та електроавтоматики, а розширює функціональні можливості, причому особлива увага приділяється постійному профілактичному контролю обслуговуючим персоналом. Ряд авторів [1-4] відзначають, що присутність різних типів захистів не дозволяє вирішити основне завдання надійності, тобто за показниками надійності окремих елементів релейного захисту визначати показники надійності всієї системи РЗА в цілому. Проведені дослідження показали, що вплив людського фактору на показники надійності систем релейного захисту має такий самий вплив як і апаратна реалізація. Тому, оптимальний варіант оцінки надійності резервованих кіл РЗА пропонується вибирати за «коефіцієнтом неготовності» кожного з блоків системи, тобто за ймовірнісними теоріями з використанням імітаційного моделювання. У загальному випадку для аналізу пропонується використовувати розрахункову схему зображену на рис. 1.4., де A і B – взаєморезервовані блоки; C – «загальне коло».

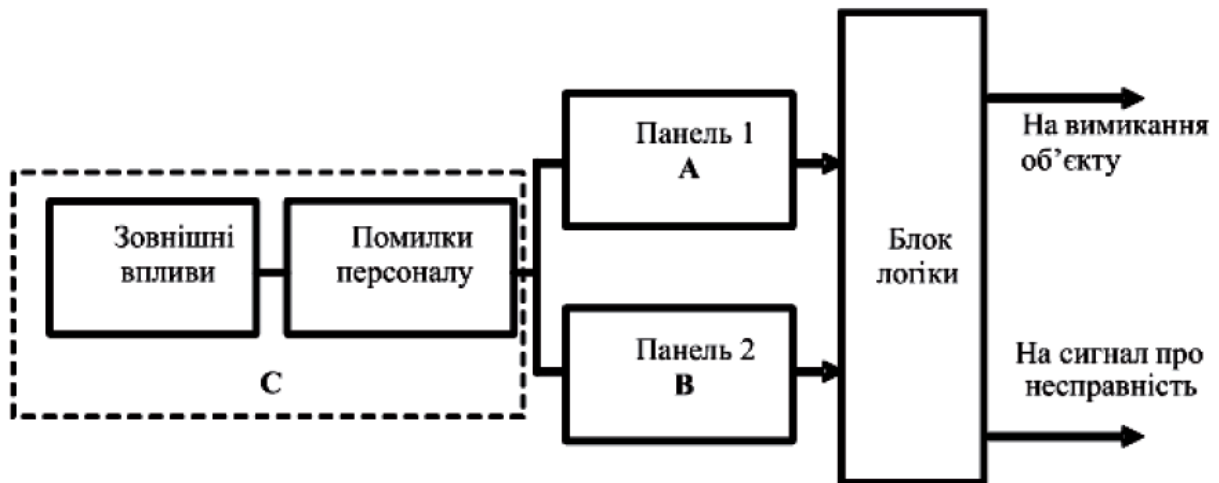


Рисунок 1.4 – Розрахункова схема для двох резервованих електричних кіл.

Використовуючи запропоновану модель (рис.1.4) проведені дослідження показали [3, 4], що надійність не спрацювання систем релейного захисту набагато нижча надійності спрацювання. Такий підхід дозволяє вибрати оптимальний критерій оцінки надійності РЗА для конкретного об'єкта та знизити втрати від неправильних дій релейного захисту.

В нашому випадку обладнання котельні працює у безперервному технологічному процесі. Сучасні системи електроспоживання передбачають використання системи автоматичного введення резерву (АВР). Ці системи можуть у залежності від зовнішніх впливів означених вище, призводити до помилкового спрацювання або невірною спрацювання при нечіткому короткому замиканні. Одним із способів підвищення надійності є використання швидкодіючого АВР [2]. Застосування мікропроцесорної бази дозволяє створювати алгоритми роботи пристрої релейнозахисного обладнання в залежності від режиму роботи двигунів та під час запуску [17-20]. В цьому випадку при необхідності, формується сигнал на включення резервного живлення після відключення ввідного вимикача. Недоліком даного способу є необхідність використання дорого вартісних швидкодіючих вимикачів, оскільки в протилежному випадку, велика перервна в системі «включення-виключення» може призвести до виходу з синхронізму двигунного навантаження.

Слід зазначити, що сучасні мікропроцесорні пристрої в системах АВР володіють часом спрацювання при аварійних режимах від 5 до 12 мс., а час

відключення вимикачів 0,12 с. і більше. Це може призвести до зростання величин струмів само запуску з подальшим спрацюванням на відключення захистами двигунів. Тому, в цьому випадку, здійснюється «одночасне» включення вимикача резервного живлення та відключення відповідного вимикача [2].

Щодо піднятої вище проблеми спрацювання комутаційного обладнання при різних режимах перенапруг, пропонується [3,5] зміщувати момент відключення однієї з фаз по відношенню до двох інших. Ряд досліджень показали [18, 20], що рекомендований час затримки не повинен перевищувати 0,005 с.

Проведений порівняльний аналіз автоматичних вимикачів, які використовуються в сучасних пристроях АВР [15, 17, 20]. При порівняльному аналізі компанії Легранд, ІЕК, АББ, які виробляють електричного обладнання добре зарекомендувала себе компанія АББ, яка пропонує серію автоматичних вимикачів SACE Tmax XT до 250 А.

Серед пропонованих варіантів реле контролю фаз при побудові АВР заслуговує увагу CM-ESS [17], що працює за принципом розімкненої або замкненої ланки та призначений для контролю мінімальних/максимальних напруг в однофазних колах, що суттєво при виборі комутаційного обладнання захисту мережі освітлювального обладнання котельні.

При виборі трьохполюсних вимикачів навантаження для забезпечення надійності, слід використовувати моделі з імпульсним управлінням, де довжина імпульсу керування складає не менше 100 мс. [17].

Також, для забезпечення надійності електричної мережі необхідно [7, 10, 12] вибір комутаційного обладнання співставляти з розрахунковим навантаженнями з позиції електричної міцності матеріалів конструкцій елементів; провести аналіз резерву щодо пропускної здатності мережі; провести вибір, на основі розрахунків, елементів грозозахисту, та захисту обладнання від перенапруг.

Аналіз ряду джерел [6, 7] показав, що підвищення надійності забезпечується за рахунок вчасного моніторингу, діагностики та технічного обслуговування як двигунного навантаження так і комутаційного обладнання. Показано [6, 7, 16], що із введенням конкурентних відносин змінюються цілі

управління в електроенергетичній галузі, тобто, максимум прибутку призводить до нехтування техніко-організаційними питаннями забезпечення надійності. Проведений аналіз дозволяє встановити [6, 16], що основним критерієм оцінки ефективності забезпечення надійності енергопостачання споживачів може бути мінімум витрат на одиницю спожитої енергії. Цей критерій не суперечить інтересам виробників енергії, електропередавальних організацій та відповідає інтересам споживачів. Порівняльний аналіз показав, що при забезпеченні надійності функціонування електроенергетичного обладнання, необхідний комплексний аналіз при використанні технічних та організаційно-технічних заходів на основі розрахунку витрат та збитків на всіх схемних реалізаціях діючої системи електропостачання підприємства.

1.3 Висновки до першого розділу

Проведений аналіз існуючої системи електропостачання підприємства та водогрійної котельні зокрема, й заходів по підвищенню надійності електропостачання.

Проведений аналіз системних відмов електроустаткування котельного відділення підприємства показав, що підвищення надійності необхідно здійснювати на основі заміни двигунного навантаження та комутаційного обладнання з встановленням новітніх автоматичних вимикачів та магнітних пускачів для забезпечення зниження втрат. Для забезпечення вибору здійснити розрахунок силового та освітлювального обладнання. Запропоновано встановлення на ВРП блоку автоматичного введення резерву, що дозволить підвищити надійність роботи відділення електропостачання та спрацювання системи релейного захисту.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Методика оцінки показників надійності з врахуванням якості електроенергії

Необхідність розробки методики оцінки обґрунтовується наступними особливостями [19]:

- комплексністю підходу до оцінки та забезпечення надійності та якості електропостачання;
- специфікою розглянутого положення керованого об'єкта, що знаходиться в передкризовому технічному стані.

Зазначені особливості в процесі змістовної технічної постановки завдання вимагають обліку, перш за все, таких обставин:

- можливість розрахунку можливих станів мережі з урахуванням того, що приймаючі джерела живлення розподільних мереж (знижувальні підстанції) є достатньо надійними (ймовірність працездатного стану ≈ 1) і розподілення на ланці 0,4 кВ, що має початком джерело живлення може розглядатися самостійно;
- уточнений розрахунок можливих (імовірних) електричних режимів мережі, їх оптимізація з застосуванням всіх засобів забезпечення якості електроенергії та зниження дефіциту потужності, якими (засобами) дана мережа володіє;
- розгляд засобів забезпечення надійності систем електропостачання, що характеризуються незначними витратами;
- рекомендації по техніко-економічній оцінці і вибору комплексу заходів, що забезпечують надійність і якість електропостачання споживачів.

Нижче змістовно формулюється завдання комплексної оцінки надійності і якості електропостачання з урахуванням викладених вище особливостей.

Завдання для аналізу поділяється на кілька етапів:

1. Оцінка відносного часу аварійних або ремонтних станів кожної ланки мережі з врахуванням електроспоживача.
2. Розрахунок і оптимізація кожного з станів, визначених на першому етапі.

3. За результатами обчислень на етапах 1 і 2 – розрахунок показників якісного і надійного електропостачання споживачів.

4. Оцінка втрат від ненадійного і неякісного електропостачання на основі показників, обчислених у п. 3, з метою його використання для оцінки техніко-економічної ефективності розглянутих заходів щодо забезпечення достатнього рівня надійності та якості електропостачання споживачів.

Для виконання розрахунків потрібні такі вихідні дані:

- 1) розрахункова схема електропостачання від ВРП до електроприймачів;
- 2) навантаження в вузлах приєднання;
- 3) показники надійності: ймовірність простою внаслідок спрацювання релейного захисту, комутаційного обладнання, кабельних ліній, тощо;
- 4) значення електричних опорів та провідностей усіх елементів розрахункової схеми;
- 5) присутність обладнання регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформація та діапазони зміни напруги;
- 6) техніко-економічні характеристики обладнання, оцінка питомих втрат від зниження якості електроенергії та надійності.

В результаті застосування пропонованої методики визначаються наступні показники:

1. Сумарний недовідпуск електроенергії за рік через зниження надійності та простою обладнання;
2. Сумарний недовідпуск електроенергії за рік через зниження якості електроенергії у споживачів;
3. Сума недовідпуску електроенергії, обчислених в п.п. 1 і 2.
4. Втрати від недовідпуску електроенергії.

Покажемо характеристики умов, основних положень і припущень виконання розрахунків на кожному з етапів.

Етап 1. Оцінка ймовірностей можливих станів мережі живлення.

При формулюванні завдання вибору розрахункових станів системи і оцінки ймовірностей цих станів приймається до уваги:

– число основних елементів магістралі живлення, що не повинна перевищувати 20 – 30);

– допустимість розгляду не всіх теоретично можливих станів магістралі живлення, а тільки найбільш ймовірних. До останніх можна віднести нормальний режим, режими планових ремонтів, аварійні режими і, нарешті, режими накладення на планові ремонти аварійних відключень елементів. Випадки множинних відмов приймаються як малоймовірні;

– при управлінні мережею не всі стани, пов'язані з виведенням обладнання в плановий ремонт, реалізуються. На деякі з них накладаються нормативні обмеження.

На сучасному етапі навіть в нормальному режимі допустимі рівні безперебійності та якості електроенергії можуть виявитися незабезпеченими.

Стани, сформовані для подальшого аналізу, набувають статусу "розрахункових станів".

Етап 2. Оптимізація розрахункових станів, сформованих на першому етапі.

На розрахункові стану обладнання мережі живлення накладаються розрахункові значення навантажень в вузлах споживання. Як розрахункових навантажень приймається один з двох варіантів:

- максимальний і мінімальний рівні споживання електроенергії;
- погодинні навантаження характерного добового графіка (одного усередненого або для чотирьох сезонів року).

Отримані з того чи іншого варіанту результати екстраполюються на весь річний розрахунковий період.

Сенс оптимізації режимів полягає в тому, щоб мінімізувати дефіцит потужності (неповідпуск електроенергії) у споживачів через їх відключення, і, відповідно, зниження якості електроенергії за допомогою використання всіх наявних засобів зниження неповідпуску електроенергії споживачам: використання резервного обладнання, регулювання напруги, підвищення коефіцієнта потужності, і т. д.

Етапи 3 і 4. Обчислення показників ефективності функціонування мережі живлення.

В якості показників ефективності в даній роботі пропонується використання розрахункових (мінімальних) значень середньорічного недовідпуску електроенергії та втрат у споживачів, як по окремим вузлам магістралі живлення (підстанції 10/0,4 кВ), так і по розподільній мережі навантаження електроприймачів.

Недовідпуск по мережі живлення в цілому є сума середньорічних (математичних очікувань) недовідпуску за окремими вузлами, які отримують живлення від основного ввідно-розподільного пристрою.

Представляється також доцільним середньорічний недовідпуск на кожному вузлу електропостачання вважати сукупністю двох видів недовідпуску:

– недовідпуск через низьку якість напруги на шинах споживачів (провал напруги, несиметрія, несинусоїдальність напруги), яке рівне недовідпуску електроенергії при зниженні навантаження в окремих навантажувальних вузлах з метою забезпечення нормативних рівнів напруги у всіх вузлах.

Аналогічно, обчислюються втрати від ненадійності і втрати від низької якості, а також сумарні втрати.

При вирішенні даного завдання вводяться такі припущення, спрощення і обмеження.

Перш за все, як уже зазначалося, приймається, що центр живлення має надійність, вірогідність якої дорівнює практично 1,0. При цьому робота кожної ланки радіальної мережі не залежить від стану інших ланок.

Далі, як вже зазначалося, розглядаються не всі теоретично можливі стани магістралі, а тільки найбільш ймовірні (з ймовірністю більше $10^{-5} - 10^{-6}$).

При оцінці зниження ефективності електропостачання від погіршення якості напруги використовується прийом відключення частини навантаження з метою відновлення допустимих рівнів напруги на шинах споживачів. При цьому визначається відповідний недовідпуск електроенергії та втрати від зниження якості електроенергії.

Викладена постановка задачі передбачає застосування методу порівняльного аналізу різних варіантів техніко-економічної ефективності забезпечення електропостачання на основі не реальних, а розрахункових показників.

Допустимість такого підходу обґрунтовується тим, що розрахункові показники всіх варіантів обчислюються з однаковою (практично) похибкою, яка мало відбивається на співставленні варіантів.

2.2. Формалізація методики комплексної оцінки

Для оцінки ймовірностей можливих станів мережі живлення пропонується використовувати загальну теорему про повторення дослідів теорії ймовірностей, як узагальнюючої теорема узагальнення додавання та множення ймовірностей [19] у вигляді:

$$\prod_{i=1}^n (p_i + r_i + q_i), \quad (2.1)$$

де n – число основних елементів, що утворюють розподільну мережу;

p_i – вірогідність працездатного стану i -го елемента мережі;

r_i – ймовірність (відносна тривалість) перебування i -го елемента в непрацездатному стані);

q_i – ймовірність аварійного стану (відмови) i -го елемента.

При цьому $p_i + r_i + q_i = 1$

є повна група подій, в яких може перебувати i -й елемент.

Кількість всіх можливих теоретичних станів дорівнює 3^n , і хоча n зазвичай не перевищує 20-30, все одно число всіх станів виходить більшим.

Але при управлінні мережею не всі стани, пов'язані з виведенням обладнання в плановий ремонт, реалізуються. На деякі з них накладаються нормативні обмеження.

З урахуванням викладеного, з усіх можливих розглядаються тільки стани:

1) нормального режиму " $n - 0$ ", ймовірність якого рівна:

$$P_{\text{нормі}} = p_1 \cdot p_2 \cdot \dots \cdot p_i \cdot \dots \cdot p_n;$$

2) режимів, які характеризуються плановим ремонтом одного з n елементів магістралі " $n-1$ ":

$$P_{nli} = p_1 \cdot p_2 \cdot \dots \cdot r_i \cdot \dots \cdot p_n, \quad i = \overline{1, n}$$

3) режимів, що характеризуються аварійним простоєм одного з n елементів магістралі " $n-1$ ":

$$P_{аваріi} = p_1 \cdot p_2 \cdot \dots \cdot q_i \cdot \dots \cdot p_n, \quad i = \overline{1, n}$$

4) режимів, що характеризуються накладенням на плановий ремонт i -го елемента аварійного простою j -го елемента (" $n-2$ "):

$$P_{(nл+авар)i} = p_1 \cdot p_2 \cdot \dots \cdot r_i \cdot \dots \cdot q_j \cdot \dots \cdot p_n, \quad i, j = \overline{1, n}; j \neq i.$$

У такому випадку число станів, що підлягають подальшому аналізу складе:

$$N = 1 + n[нл] + n[авар] + n(n-1)[нл + авар] = 1 + 2n + n^2 - n = 1 + n + n^2,$$

що набагато менше, ніж 3^n . Наприклад, для $n=5$, $N=31$, а $3^5=243$. Насправді, число станів для дослідження значно менша, так як частина накладень на плановий ремонт аварійних відключень матиме ймовірність нижче 10^{-6} і, відповідно, ці стани можуть не враховуватися, так як розрахункові значення невідпуску електроенергії будуть значно нижче 1 кіловат години, чим можна знехтувати.

Сумою ймовірностей всіх інших станів, що обчислюються за (2.1) нехтуємо.

Стани, залишені для розгляду, піддаються розрахунку на допустимість і оптимальність електричного режиму: можливість повного покриття потреб в електричній потужності; забезпечення допустимих рівнів напруги на шинах споживачів.

Якщо ж в процесі розрахунку виявляється, що через непрацездатного стану окремих елементів погашається частина споживачів, а інша отримує неякісне електропостачання – здійснюється оптимізація режиму за критерієм мінімуму дефіциту потужності в даній системі електропостачання та в даному стані при використанні всіх наявних засобів забезпечення надійності електропостачання з врахуванням якості електроенергії.

Для виконання таких розрахунків потрібно досить точна обчислювальна модель розрахунку електричного режиму з різними можливостями оптимізації розраховується режиму за вказаною вище критерієм.

За результатами оптимізації електричних режимів всіх розрахункових станів по кожному з них запам'ятовуються значення дефіцитів потужності в кожному з вузлів навантаження.

На третьому етапі проводяться обчислення середньорічного недовідпуску електроенергії по розподільній магістралі в цілому. Для цього використовуються результати обчислень на етапах 1 і 2.

Визначаються наступні показники:

1. Середньорічний недовідпуск електроенергії в кожному k -му вузлі електроспоживання через виникнення розриву в ланцюзі зв'язку вузла з центром живлення (відмова обладнання магістральної ланки) за формулою:

$$W_{недк}^{відмова} = \sum_{a=1}^N \sum_{t=1}^{8760} P_{недк}^{відмова} \cdot \rho_a, k = \overline{1, k},$$

де $P_{недк}^{відмова}$ – величина відключається потужності в a -ому розрахунковому стані для t -ї години річного графіка навантаження у вузлі k ;

ρ_a – ймовірність відповідного стану ($\rho_a = \rho_{ном}$, $\rho_{нли}(i = \overline{1, n})$, $\rho_{аварі}(i = \overline{i, n})$, $\rho_{(нл+авар)і}(i = n(n-1))$); $T = 8760$ – число годин у розрахунковому періоді (1 рік).

2. Середньорічний недовідпуск електроенергії в кожному k -му вузлі споживання через вимушений відключення частини навантаження з метою введення режиму по напрузі (якість електроспоживання) на шинах споживачів в допустиму область:

$$W_{недк}^{якість} = \sum_{a=1}^N \sum_{t=1}^{8760} P_{недк}^{якість} \cdot \rho_a, k = \overline{1, k},$$

де $P_{недк}^{якість}$ – величина потужності, яка відключається в a -му розрахунковому стані для t -ї години річного графіка навантаження у вузлі k ;

ρ_a – ймовірність відповідного розрахункового стану.

3. Загальний середньорічний недовідпуск електроенергії в кожному k -му вузлі електроспоживача:

$$W_{недк\Sigma} = \Delta W_{недк}^{відмова} + \Delta W_{недк}^{якість}, k = \overline{1, k}.$$

4. Середньорічний недовідпуск електроенергії по мережі в цілому:

$$W_{нед} = \sum_{k=1}^K W_{недк\Sigma}.$$

2.3 Аналіз алгоритму комплексної оцінки надійності електропостачання та якості електроенергії

Основною метою розрахунків режимів є визначення їх параметрів, що характеризують умови, в яких працює заданий склад обладнання мережі і її споживачі.

Результати розрахунків режимів є основою для оцінки якості електроенергії, яка видається споживачам, допустимості розглянутих режимів з точки зору роботи обладнання мережі, а також виявлення оптимальних умов електропостачання споживачів в сенсі мінімізації дефіцитів потужності.

На рисунку 2.1 приведено блок-схема алгоритму комплексної оцінки надійності електропостачання з врахуванням показників якості електроенергії.

Вихідними даними при розрахунках режимів електричних мереж є відомі або прогнозовані навантаження електроприймачів, а також параметри взаємозв'язку елементів мережі, на основі яких складаються розрахункові схеми заміщення. При цьому враховуються характерні особливості мережі та призначення розрахунків.

Найбільший інтерес представляє розрахунок режимів за напругою, так як відхилення і провали напруги, як уже зазначалося, є найбільш проблематичні, особливо при запуску двигунного навантаження котельного відділення.

Основне завдання режиму підтримки напруг в живильних мережах енергосистеми (в вузлових точках) полягає в тому, щоб забезпечити необхідні показники якості енергії у споживачів, тобто в розподільних мережах. У свою чергу, в розподільних мережах регулювання напруги проводиться безпосередньо в центрах живлення трансформаторами, що мають засоби регулювання під навантаженням і місцевими засобами регулювання.

Оптимізація режиму передбачає повний електричний розрахунок схеми (перетікання потужностей, рівні напруг у вузлах електропостачання) з введенням режиму в допустиму область при використанні всіх наявних «ступенів вільності»: регулювання напруги джерел живлення, коефіцієнтів трансформації трансформаторів на РП і ТП, зниженні або відключенні навантаження на мінімально необхідну величину.

Вихідні дані блоку оптимізації:

- перетікання потужностей (за ділянками): $P_i + jQ_i$, $i = \overline{1, n}$, де n – число ділянок магістралі;
- напруги в вузлах: U_k , де $k = \overline{1, K}$, де K – число вузлів у схемі;
- навантаження в вузлах, забезпечена покриттям: $P_k^n + Q_k^n$;
- коефіцієнт трансформації трансформатора k -го вузла;
- втрати активної та реактивної потужностей в елементах мережі й по магістралі в цілому.

При застосуванні даної моделі для розподільної мережі актуальні для розгляду наступні форми прояву ненадійності:

- погашення або обмеження споживачів через розрив транзиту від джерела живлення до споживача;
- перевантаження елементів мережі по потужності (струму);
- зниження напруги нижче допустимого на шинах споживачів.

У математичної моделі доцільно представляти зниження напруги через погану якість і виходу цього параметра за межі нормативів в формі обмеження (відключення) споживачів, так як введення цих параметрів в допустиму область можна здійснити зниженням навантаження у відповідних вузлах на мінімально необхідну величину, (за умови, що всі інші способи введення режимних параметрів в допустиму область вичерпані, а саме: включено в роботу все резервне обладнання, використана інших джерел живлення та трансформаторів, використані допустимі перевантаження устаткування, використані автоматичні і регулюючі пристрої, типу РПН і т. п.).

Таке припущення дозволяє отримати узагальнений показник (зниження покриття навантаження), що враховує і безперерйність електропостачання і якість електроенергії в залежності від надійності системи.

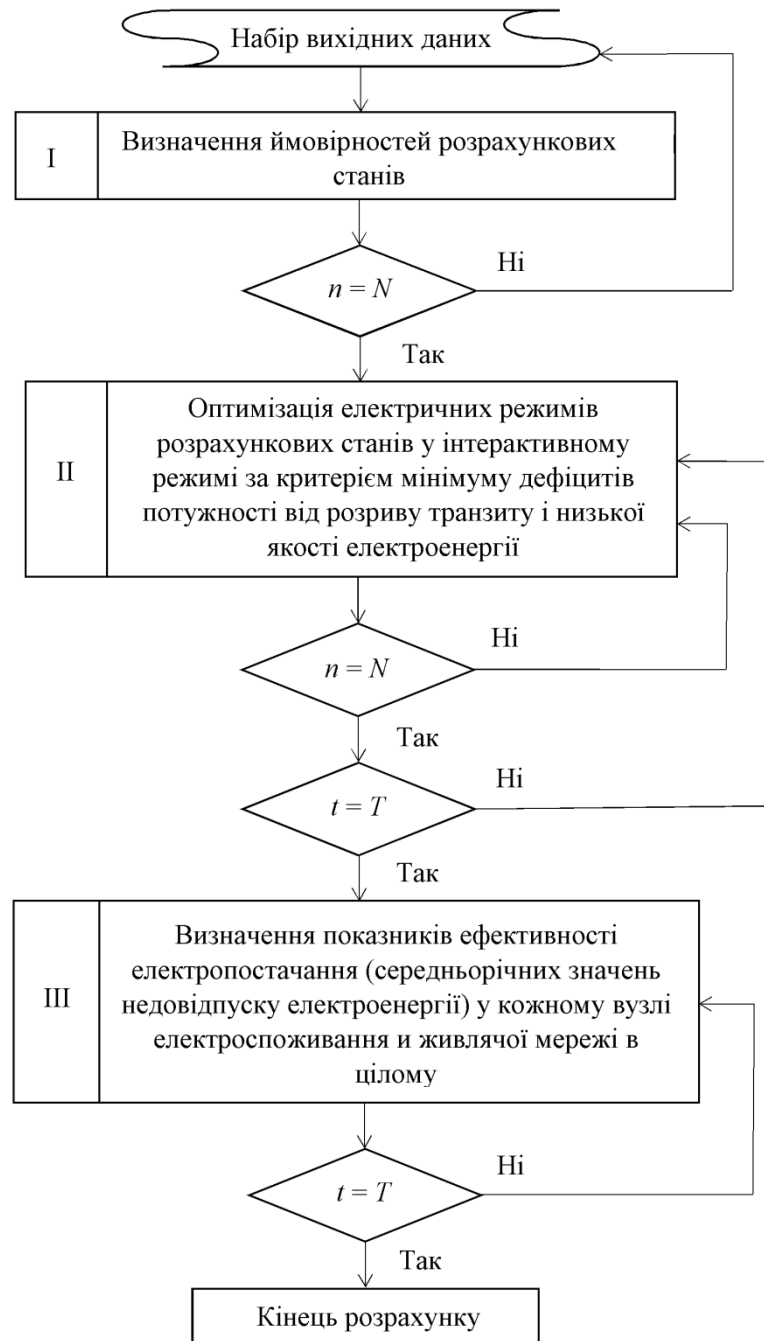


Рисунок 2.1 – Блок-схема алгоритму оцінки надійності електропостачання з врахуванням якості електроенергії.

У моделі також поділяється вплив ненадійності системи на зниження покриття потужності через відмови обладнання (аварійні відключення) без

урахування зниження якості електроенергії та з урахуванням зниження якості, викликаного відмовами елементів системи.

Важливим в моделі є пріоритетність відключення навантаження. Тут це завдання вирішується, виходячи з категорійності та віддаленості споживачів від центру електропостачання. Спочатку проводиться відключення найбільш віддалених споживачів від центру електропостачання з найбільшим відхиленням напруги і з найменшою значимістю категорії електропостачання, а так як вузли в мережі взаємозалежні по нарузі, то, зменшуючи навантаження в одному вузлі (особливо, якщо він електрично найбільш віддалений від джерела живлення), тим самим підвищується напруга не тільки в цьому вузлі, але і в інших. Якщо цей захід не призводить до бажаного результату, то здійснюється відключення наступних найбільш віддалених споживачів від центру живлення споживачів (3-й або 2-ї категорії) і т.д.

Саме можливість повного електричного розрахунку реальної схеми і можливість оптимізації режиму для здійснення гарантованого електропостачання.

Обрана форма реалізації запропонованої методики на сучасному етапі більше відповідає умовам управління сільськими мережами і рівнем оснащеності обчислювальною технікою і відповідними фахівцями.

Крім оцінки рівня надійності та якості електропостачання, отримані показники необхідні для обчислення економічних показників надійності і якості з метою їх використання при техніко-економічних розрахунках ефективності засобів забезпечення необхідних рівнів надійності та якості.

Як економічна характеристики надійності та якості електропостачання застосовується поняття збитків від недовідпуску електроенергії.

На сучасному етапі для електропостачальної організації в загальному випадку збиток складається з трьох складових [20]:

- зниження прибутків від недопоставок електроенергії;
- витрати на відновлення нормального енергопостачання споживачів;
- штраф споживачам за порушення їх нормального електропостачання.

Середньорічна величина збитку може бути визначена за виразом [19]:

$$y = y_{0\Sigma} \cdot W_{нео\Sigma} \cdot \quad (2.2)$$

З метою зменшення негативного впливу організація, яка здійснює постачання електроенергії сільським споживачам, зацікавлена в застосуванні засобів, що підвищують надійність і якість електропостачання, тобто в зниженні $W_{нед\Sigma}$.

У виразі (2.2) $y_{0\Sigma}$ – питома величина збитків від недовідпуску електроенергії через низьку надійності і якість електропостачання ($грн / кВт \cdot год$) [19]:

$$y_{0\Sigma} = (C_e - Z_{пост}) + Z_{відн} + y_0 \quad (2.3)$$

де C_e – тариф на електроенергію;

$Z_{пост}$ – постійні витрати в собівартості електроенергії;

$Z_{відн}$ – питомі витрати на відновлення електропостачання;

y_0 – питомі втрати у споживача від недовідпуску електроенергії, пов'язаний з пошкодженням обладнання, зниженням безпечних умов роботи на виробництві та побутових умов в житлово-комунальному господарстві.

2.4 Висновки до другого розділу

Розглянута методика оцінки надійності системи електропостачання з врахуванням якості електроенергії за недовідпуском електроенергії через втрати.

Подана поетапна реалізація моделі та блок-схема обчислення показників ефективності функціонування мережі живлення з врахуванням ймовірності простою внаслідок спрацювання релейного захисту, комутаційного обладнання, кабельних ліній, тощо.

3 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок навантаження котельні підприємства

Електричні навантаження визначають для вибору і перевірки струмоведучих елементів (шин, кабелів, проводів) а також втрат, відхилень і коливань напруги, вибору захисту і компенсуючих установок [7].

Обчислення будемо здійснювати за допомогою пакету прикладних програм “Microsoft Exel”.

Таблиця 3.1 – Відомості про електричні навантаження

№, з/п	Назва обладнання	Номінальна потужність, кВт	Кількість, шт
Відділення водопідготовки			
1	Живильні насоси котлів	18	4
2	Насоси конденсаторні та пом'якшення води котлів	1,5	4
3	Насоси котлів дозуючі та циркуляційні	0,6	4
4	Приточна вентиляція котельної зали	4,7	1
5	Приточна вентиляція санвузла	0,6	1
6	Циркуляційний насос опалення	0,4	1
7	Циркуляційний насос вентиляції	0,6	1
8	Вентилятор припливний	0,6	1

Розрахункове навантаження електроприймачів цеху будемо визначати за методом впорядкованих діаграм [9].

Середнє навантаження за найбільш завантажену зміну силових електричних установок (ЕУ) однакового режиму роботи визначаються за формулами:

$$P_{зм} = k_B \cdot P_H, \text{ кВт},$$

$$Q_{зм} = P_{зм} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ кВАр},$$

де, P_H – номінальна активна потужність електроприймача, кВт;

$P_{зм}$ – потужність електроприймача за найбільш завантажену зміну, кВт;

k_B – коефіцієнт використання;

$Q_{зм}$ – реактивна потужність електроприймача, кВАр.

Для декількох груп електроустановок різного режиму:

$$P_{cm} = \sum_1^n P_{cm};$$

$$Q_{cm} = \sum_1^n Q_{cm}.$$

При наявності даних про річний розхід активної W_a і реактивної W_r електроенергії середнє навантаження можуть бути визначені за формулами:

$$P_{cm} = \frac{P_{CP}}{\alpha};$$

$$Q_{cm} = \frac{Q_{CP}}{\alpha},$$

де, P_{CD} – середньорічна активна потужність;

Q_{CP} – середньорічна реактивна потужність.

Коефіцієнт максимуму активної потужності визначаємо по таблицях, які наведені у літературі [9]:

$$K_m = f(K_b, n_e),$$

$$m = \frac{P_{\max}}{P_{\min}}, \quad n_e = \frac{2P_{\text{ном}\Sigma}}{P_{\max}},$$

де, n_e – ефективне число електроприймачів (ЕП).

Якщо $m \leq 3$ то ефективне число ЕП приймаємо кількості електроприймачів.

Активна розрахункова потужність, тобто максимальне середнє навантаження визначаємо за формулою:

$$P_p = K_m \cdot K_\epsilon \cdot \sum_1^{17} P_{ni}, \text{ кВт.}$$

Реактивне розрахункове навантаження визначається за формулою:

$$Q_p = \sum_{i=1}^{17} k_{vi} \cdot P_{ni} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ кВар.}$$

Повну розрахункову потужність визначаємо за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА.}$$

Розрахунки навантажень по цехах на всіх ступенях до цехових розподільчих пристроїв, включно, проводяться за розрахунковими коефіцієнтами з наступною

перевіркою а корегуванням всього розрахункового навантаження цеху за окремими втратами електроенергії на одиницю продукції.

Розрахункові коефіцієнти силових електричних навантажень для ряду промислових виробництв наведені в [9].

За таблицею [9] визначаємо коефіцієнти використання K_g для кожної групи електроспоживачів котельні підприємства:

	K_g	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Для компресорів та вентиляторів	0,83	0,8	0,75
Для водонасосів	0,83	0,8	0,75

1. Знайдемо ефективне число та коефіцієнт максимуму для кожної групи ЕП:

$$N_e = \frac{2 \cdot P_{ном}}{P_{max}},$$

де, $P_{ном}$ – сумарна номінальна потужність групи споживачів;

P_{max} – найбільша потужність електроспоживача групи.

Для живильних насосів отримуємо:

$$N_{жн} = N_1 = 4$$

$$P_{сум1} = N_1 \cdot P_1 = 18 \cdot 4 = 72 \text{ кВт}.$$

Запишемо максимальне і мінімальне значення потужностей ЕП даної групи:

$$P_{min} = 18 \text{ кВт}; P_{max} = 18 \text{ кВт};$$

$$m = \frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{18}{18} = 1; m \leq 3$$

$$N_{e1} = N = 4$$

Знаходимо коефіцієнт максимуму активної потужності $K_{max} \cdot K_{e1} = 0,83$, при $K_g \geq 0,6$ $K_{max} = 1$.

2. За методом впорядкування діаграм знайдемо розрахункове навантаження для живильних насосів.

Знайдемо максимальну середню потужність окремих груп споживачів:

$$P_{жн1} = P_{сум1} \cdot K_{e1} = 72 \cdot 0,83 = 59,76 \text{ кВт}.$$

Знайдемо активну розрахункову потужність дільниці P_{p1} :

$$P_{p1} = K_{\max 1} \cdot P_{\text{жн1}} = 1 \cdot 59,76 = 59,76 \text{ кВт.}$$

3. Знайдемо середню реактивну потужність $Q_{\text{мс}}$ для кожної групи споживачів:

$$Q_{\text{жн1}} = P_{\text{жн1}} \cdot \text{tg} \varphi_1 = 59,76 \cdot 0,75 = 44,82 \text{ кВАр.}$$

4. Знайдемо реактивну розрахункову потужність ділянки Q_{p1} :

$$Q_{p1} = K_{\max 1} \cdot Q_{\text{жн1}} = 1 \cdot 44,82 = 44,82 \text{ кВАр.}$$

5. Знайдемо повну розрахункову потужність живильних насосів котлів:

$$S_{p1} = \sqrt{P_{p1}^2 + Q_{p1}^2} = \sqrt{59,76^2 + 44,82^2} = 74,7 \text{ кВА.}$$

Для насосів дозування та пом'якшення води котлів :

$$N_{\text{дн}} = N_2 = 4$$

$$P_{\text{сум2}} = N_2 \cdot P_2 = 1,5 \cdot 4 = 6 \text{ кВт.}$$

Запишемо максимальне і мінімальне значення потужностей електроспоживачів даної групи:

$$P_{\min} = 1,5 \text{ кВт} ; P_{\max} = 1,5 \text{ кВт} ;$$

$$m = \frac{P_{\max}}{P_{\min}} = \frac{1,5}{1,5} = 1; m \leq 3$$

$$N_{e2} = N = 4$$

Знаходимо коефіцієнт максимуму активної потужності $K_{\max} \cdot K_{\text{е2}} = 0,83$, при $K_{\text{е}} \geq 0,6$ $K_{\max 2} = 1$.

Знайдемо максимальну середню потужність окремих груп споживачів:

$$P_{\text{дн1}} = P_{\text{сум2}} \cdot K_{\text{е2}} = 6 \cdot 0,83 = 5 \text{ кВт.}$$

Знайдемо активну розрахункову потужність ділянки P_{p2} :

$$P_{p2} = K_{\max 2} \cdot P_{\text{дн1}} = 1 \cdot 5 = 5 \text{ кВт.}$$

Знайдемо середню реактивну потужність $Q_{\text{мс}}$ для кожної групи споживачів:

$$Q_{\text{дн1}} = P_{\text{дн1}} \cdot \text{tg} \varphi_1 = 5 \cdot 0,75 = 3,75 \text{ кВАр.}$$

Знайдемо реактивну розрахункову потужність ділянки Q_{p2} :

$$Q_{p2} = K_{\max 2} \cdot Q_{\text{дн1}} = 1 \cdot 3,75 = 3,75 \text{ кВАр.}$$

Знайдемо повну розрахункову потужність конденсаторних насосів та насосів пом'якшення води:

$$S_{p2} = \sqrt{P_{p2}^2 + Q_{p2}^2} = \sqrt{5^2 + 3,75^2} = 6,25 \text{ кВА.}$$

Для циркуляційних насосів :

$$N_{ци} = N_3 + N_4 = 6$$

$$P_{сум3} = N_3 \cdot P_3 + N_4 \cdot P_4 = 0,6 \cdot 5 + 0,4 \cdot 1 = 3,4 \text{ кВт.}$$

Запишемо максимальне і мінімальне значення потужностей електроспоживачів даної групи:

$$P_{\min} = 0,4 \text{ кВт} ; P_{\max} = 0,6 \text{ кВт} ;$$

$$m = \frac{P_{\max}}{P_{\min}} = \frac{0,6}{0,4} = 1,5 ; m \leq 3$$

$$N_{e3} = N = 6.$$

Знаходимо коефіцієнт максимуму активної потужності $K_{\max} \cdot K_{\epsilon3} = 0,83$, при $K_{\epsilon} \geq 0,6$ $K_{\max2} = 1$.

Знайдемо максимальну середню потужність окремих груп споживачів:

$$P_{ци1} = P_{сум3} \cdot K_{\epsilon3} = 3,4 \cdot 0,83 = 4,01 \text{ кВт.}$$

Знайдемо активну розрахункову потужність дільниці P_{p3} :

$$P_{p3} = K_{\max3} \cdot P_{ци1} = 1 \cdot 4,01 = 4,01 \text{ кВт.}$$

Знайдемо середню реактивну потужність $Q_{ци}$ для кожної групи споживачів:

$$Q_{ци1} = P_{ци1} \cdot \text{tg} \varphi_1 = 4,01 \cdot 0,75 = 3 \text{ кВАр.}$$

Знайдемо реактивну розрахункову потужність дільниці Q_{p3} :

$$Q_{p3} = K_{\max3} \cdot Q_{ци1} = 1 \cdot 3 = 3 \text{ кВАр.}$$

5. Знайдемо повну розрахункову потужність циркуляційних насосів:

$$S_{p3} = \sqrt{P_{p3}^2 + Q_{p3}^2} = \sqrt{4,01^2 + 3^2} = 5 \text{ кВА.}$$

Для вентиляторів :

$$N_6 = N_5 + N_6 = 3$$

$$P_{сум4} = N_5 \cdot P_5 + N_6 \cdot P_6 = 0,6 \cdot 2 + 4,7 \cdot 1 = 5,9 \text{ кВт.}$$

Запишемо максимальне і мінімальне значення потужностей електроспоживачів даної групи:

$$P_{\min} = 0,6 \text{ кВт} ; P_{\max} = 4,7 \text{ кВт} ;$$

$$m = \frac{P_{\max}}{P_{\min}} = \frac{4,7}{0,6} = 7,8 ; m \geq 3$$

$$N_{e4} = N = 2.$$

Знаходимо коефіцієнт максимуму активної потужності $K_{\max} \cdot K_{e4} = 0,83$, при $K_e \geq 0,6$ $K_{\max4} = 1$.

Знайдемо максимальну середню потужність окремих груп споживачів:

$$P_{e1} = P_{\text{сум4}} \cdot K_{e3} = 5,9 \cdot 0,83 = 4,9 \text{ кВт}.$$

Знайдемо активну розрахункову потужність дільниці P_{p4} :

$$P_{p4} = K_{\max4} \cdot P_{e1} = 1 \cdot 4,9 = 4,9 \text{ кВт}.$$

Знайдемо середню реактивну потужність Q_{mc} для кожної групи споживачів:

$$Q_{e1} = P_{e1} \cdot \text{tg} \varphi_1 = 4,9 \cdot 0,75 = 3,43 \text{ кВар}.$$

Знайдемо реактивну розрахункову потужність дільниці Q_{p4} :

$$Q_{p4} = K_{\max3} \cdot Q_{e1} = 1 \cdot 3,43 = 3,43 \text{ кВар}.$$

5. Знайдемо повну розрахункову потужність вентиляторів:

$$S_{p3} = \sqrt{P_{p4}^2 + Q_{p4}^2} = \sqrt{4,9^2 + 3,43^2} = 6 \text{ кВА}.$$

Розрахункове навантаження для силового обладнання котельні зводимо в таблицю 3.2.

Використовуючи розрахункові дані з таблиці 3.2 визначаємо розрахунковий струм на ВРП за силовим обладнанням:

$$I_{\text{роз}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{91,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 138,4 \text{ А}.$$

Кожна підстанція має розподільчі пункти для прийняття і розподілення електроенергії, який містить електричні апарати, з'єднувальні шини і допоміжні елементи.

РП, як і підстанції, виконуються [9]:

– закритими (електрообладнання розміщуються в середині приміщення) при напрузі до 20 кВ. для більш високої напруги (35, 110 кВ) закриті РП проектується у випадку, якщо це необхідно для умов навколишнього середовища;

– комплексними (у вигляді металевих шаф з монтованими в них апаратами і приборами) при напрузі до 10 кВ;

– відкритими (електрообладнання розміщено на відкритому повітрі) при напрузі 35-500 кВ і при невеликій потужності підстанції – при напрузі 6-10 кВ.

Конструктивне виконання закритих і відкритих РП в основному залежить від типу вимикачів.

Установки з напругою до 1000 В застосовуються для розподілу енергії в силових і освітлювальних мережах з напругою 380 В (220 В).

Розподільні щити виконуються вільно стоячими типу. Вільно стоячі щити встановлюються на відстані не менш 0,8 м від стіни, що дає можливість огляду і обслуговуванню обладнання і приборів заді щита.

РП виконуються у вигляді панелі чи шаф, де встановлюються збірні шини, рубильники з плавкими запобіжниками чи автомати, вимірювальні трансформатори і прибори.

3.2 Розрахунок освітлення котельні

Для загального освітлення встановлюємо світильники типу КЛС (лампи розжарювання) зі ступенем захисту IP 64 [9].

Перевагами ламп КЛС являється:

1. Висока світлова віддача (до 55 лм/Вт);
2. Великий термін служби (10 000 годин);
3. Компактність;
4. Некритичність до умов зовнішнього середовища (крім дуже низьких температур).

Недоліками ламп можна вважати:

1. Переважання в спектрі променів синьо-зеленої частини, яка веде до незадовільної передачі кольору, що виключає використання ламп в випадках, коли об'єктами розрізнення являються лиця людей чи забарвлені поверхні;
 2. Можливість роботи тільки на змінному струмі;
 3. Тривалість при включенні (приблизно 7 хвилин) і початок повторного розжарювання навіть після дуже короткочасної перерви в живленні ламп лише після вистигання (приблизно 10 хвилин);
 4. Пульсації світлового потоку, більші, ніж у люмінесцентних ламп;
 5. Значне зниження світлового потоку до кінця строку служби
- Розташування світильників визначається наступними розмірами:

Для котельної зали:

$H = 8 \text{ м}$ – висота приміщення;

$h_c = 1 \text{ м}$ – віддаль світильника від перекриття;

$h_n = 7 \text{ м}$ – висота світильника над підлогою;

$h_p = 1 \text{ м}$ – висота розрахункової поверхні над підлогою;

$h = h_n - h_p = 6 \text{ м}$ – розрахункова висота від світильника до розрахункової поверхні;

$B = 25 \text{ м}$ – ширина котельної кали.

Згідно таблиці [9] приймаємо освітлення дільниць $E=300 \text{ лк}$, коефіцієнт запасу $K_3=1,5$.

Визначаємо індекс приміщення:

$$i_k = \frac{B \cdot l_k}{h(B + l_k)} = \frac{18 \cdot 6}{9(18 + 6)} = 0,5.$$

Визначаємо необхідний світловий потік ламп для даного відділення за формулою:

$$\Phi_1 = \frac{E \cdot K_3 \cdot S_1 \cdot z}{\eta \cdot N};$$

де, E – необхідна освітленість, для даного відділення;

K_3 – коефіцієнт запасу;

S_1 – площа компресорного відділення, $S_1 = 232,36 \text{ м}^2$;

N – кількість світильників у відділенні, $N = 13$ (котельна зала);

z – поправка на мінімальну освітленість, у нашому випадку для світильників дугового розряду $z = 1,15$ ([8]);

η – коефіцієнт використання світлового потоку.

Для визначення η_1 приблизно задаємося коефіцієнтами відбивання поверхні приміщення: для стелі $\rho_c = 50\%$, для стін $\rho_{ст} = 30\%$, для підлоги $\rho_{пл} = 10\%$. По таблиці [9] знаходимо $\eta_1 = 0,47$.

$$\Phi_{ел} = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 232,36 \cdot 1,15}{0,47 \cdot 13} = 28427 \text{ Лм.}$$

З таблиці 2-15 [9] підбираємо лампи типу КСЛ – 20 Вт з технічними даними:

$$P_n = 20 \text{ Вт}; U_n = 220 \text{ В}; \cos\varphi = 0,91; \Phi_l = 30000 \text{ Лм}; K_u = 0,9; \text{tg}\varphi = 0,46.$$

Визначимо відхилення світлового потоку для вибраних ламп:

$$\delta = \frac{30000 - 28427}{30000} \cdot 100\% = 5,2\%.$$

Відносне відхилення лежить в допустимих межах.

Знайдемо номінальну потужність усіх ламп у котельному залі:

$$P_{н1} = n \cdot P = 13 \cdot 0,02 = 0,26 \text{ кВт.}$$

Знайдемо розрахункову величину активної і реактивної потужностей:

$$P_{p1} = K_u \cdot P_{н1} = 0,9 \cdot 0,26 = 0,234 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = P_{p1} \cdot \text{tg}\varphi = 0,46 \cdot 0,26 = 0,12 \text{ кВАр.}$$

Повну потужність освітлення в даному відділенні визначаємо за формулою:

$$S_{p1} = \sqrt{P_{p1}^2 + Q_{p1}^2} = \sqrt{0,234^2 + 0,12^2} = 0,26 \text{ кВА.}$$

Розрахунок освітлення для операторської.

Визначимо індекс приміщення:

$$i_2 = \frac{B \cdot l_2}{h(B + l_2)} = \frac{3 \cdot 3,3}{6(3 + 3,3)} = 0,25.$$

Визначаємо необхідний світловий потік ламп для даного відділення.

Для визначення η_1 приблизно задаємося коефіцієнтами відбивання поверхні приміщення: для стелі $\rho_c = 50\%$, для стін $\rho_{ст} = 30\%$, для підлоги $\rho_{пл} = 10\%$. По таблиці 5-19 [8] знаходимо $\eta_1 = 0,51$.

$$\Phi_{ел} = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 9,88 \cdot 1,15}{0,51 \cdot 1} = 10025.$$

$$S_2 = 9,88 \text{ м}^2.$$

З таблиці 2-15 [8] підбираємо лампи типу ЛПП 2x36Вт з технічними даними:

$$P_n = 36 \text{ Вт}; U_n = 220 \text{ В}; \cos\varphi = 0,95; \text{tg}\varphi = 0,33; \Phi_1 = 12000 \text{ Лм}; K_u = 0,9.$$

Визначимо відхилення світлового потоку для вибраних ламп:

$$\delta = \frac{12000 - 10025}{12000} \cdot 100\% = 16\%$$

Відносне відхилення лежить в допустимих межах.

Знайдемо номінальну потужність усіх ламп у даному відділенні:

$$P_{n2} = n \cdot P = 1 \cdot 0,036 = 0,036 \text{ кВт}.$$

Знайдемо розрахункову величину активної і реактивної потужностей:

$$P_{p2} = K_u \cdot P_{n2} = 0,9 \cdot 0,036 = 0,032 \text{ кВт}.$$

$$Q_{p2} = P_{p2} \cdot \text{tg}\varphi = 0,33 \cdot 0,032 = 0,01 \text{ кВАр}.$$

Повну потужність освітлення в даному відділенні визначаємо за формулою:

$$S_{p2} = \sqrt{P_{p2}^2 + Q_{p2}^2} = \sqrt{0,032^2 + 0,01^2} = 0,033 \text{ кВА}.$$

Розрахунок освітлення для тамбура.

Визначимо індекс приміщення:

$$i_2 = \frac{B \cdot l_2}{h(B + l_2)} = \frac{3 \cdot 3,3}{6(3 + 3,3)} = 0,25$$

Визначаємо необхідний світловий потік ламп для даного відділення.

Для визначення η_1 приблизно задаємося коефіцієнтами відбивання поверхні приміщення: для стелі $\rho_c = 50\%$, для стін $\rho_{ст} = 30\%$, для підлоги $\rho_{пл} = 10\%$. По таблиці 5-19 [8] знаходимо $\eta_1 = 0,51$.

$$\Phi_{ел} = \frac{400 \cdot 1,5 \cdot 11,84 \cdot 1,15}{0,51 \cdot 2} = 8009.$$

$$S_3 = 11,84 \text{ м}^2.$$

З таблиці 2-15 [8] підбираємо лампи типу ЛПП 2x36Вт з технічними даними:

$$P_n = 36 \text{ Вт}; U_n = 220 \text{ В}; \cos\varphi = 0,95; \text{tg}\varphi = 0,33; \Phi_1 = 8000 \text{ Лм}; K_u = 0,9.$$

Визначимо відхилення світлового потоку для вибраних ламп:

$$\delta = \frac{8000 - 8009}{8000} \cdot 100\% = 0,01\%.$$

Відносне відхилення лежить в допустимих межах.

Знайдемо номінальну потужність усіх ламп у даному відділенні:

$$P_{n3} = n \cdot P = 2 \cdot 0,036 = 0,072 \text{ кВт.}$$

Знайдемо розрахункову величину активної і реактивної потужностей:

$$P_{p3} = K_u \cdot P_{n3} = 0,9 \cdot 0,072 = 0,064 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p3} = P_{p3} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 0,33 \cdot 0,064 = 0,021 \text{ кВАр.}$$

Повну потужність освітлення в даному відділенні визначаємо за формулою:

$$S_{p3} = \sqrt{P_{p3}^2 + Q_{p3}^2} = \sqrt{0,064^2 + 0,021^2} = 0,067 \text{ кВА.}$$

Розрахунок освітлення для приміщення низьковольтного РП.

Визначимо індекс приміщення:

$$i_2 = \frac{B \cdot l_2}{h(B + l_2)} = \frac{4 \cdot 2,89}{6(4 + 2,89)} = 0,3.$$

Визначаємо необхідний світловий потік ламп для даного відділення.

Для визначення η_1 приблизно задаємося коефіцієнтами відбивання поверхні приміщення: для стелі $\rho_c = 50\%$, для стін $\rho_{ст} = 30\%$, для підлоги $\rho_{пл} = 10\%$. По таблиці 5-19 [5] знаходимо $\eta_1 = 0,47$.

$$\Phi_{ел} = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 11,68 \cdot 1,15}{0,47 \cdot 2} = 6430 \text{ Лм}$$

$$S_4 = 11,68 \text{ м}^2.$$

З таблиці 2-15 [8] підбираємо лампи типу ЛПП 2x36 Вт з технічними даними:

$$P_n = 36 \text{ Вт}; U_n = 220 \text{ В}; \cos \varphi = 0,91; \Phi_l = 8000 \text{ Лм}; K_u = 0,9; \operatorname{tg} \varphi = 0,46.$$

Визначимо відхилення світлового потоку для вибраних ламп:

$$\delta = \frac{8000 - 6430}{8000} \cdot 100\% = 19,6\%.$$

Відносне відхилення лежить в допустимих межах.

Знайдемо номінальну потужність усіх ламп у приміщенні:

$$P_{n4} = n \cdot P = 2 \cdot 0,036 = 0,072 \text{ кВт.}$$

Знайдемо розрахункову величину активної і реактивної потужностей:

$$P_{p4} = K_u \cdot P_{n4} = 0,9 \cdot 0,072 = 0,064 \text{ кВт.};$$

$$Q_{p4} = P_{p4} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 0,33 \cdot 0,064 = 0,021 \text{ кВАр.}$$

Повну потужність освітлення в даному відділенні визначаємо за формулою:

$$S_{p4} = \sqrt{P_{p4}^2 + Q_{p4}^2} = \sqrt{0,064^2 \cdot 0,02^2} = 0,066 \text{кВА}.$$

Розрахунок освітлення для душової та санвузла.

Визначимо індекс приміщення:

$$i_2 = \frac{B \cdot l_2}{h(B + l_2)} = \frac{4 \cdot 2,89}{6(4 + 2,89)} = 0,3.$$

Визначаємо необхідний світловий потік ламп для даного відділення.

Для визначення η_1 приблизно задаємося коефіцієнтами відбивання поверхні приміщення: для стелі $\rho_c = 50\%$, для стін $\rho_{ст} = 30\%$, для підлоги $\rho_{пл} = 10\%$. По таблиці 5-19 [5] знаходимо $\eta_1 = 0,47$.

$$\Phi_{ел} = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 11,68 \cdot 1,15}{0,47 \cdot 1} = 12860 \text{Лм}.$$

$$S_4 = 4,11 \text{м}^2.$$

З таблиці 2-15 [8] підбираємо лампи типу ЛПП 1x36 Вт з технічними даними:

$$P_n = 36 \text{Вт}; U_n = 220 \text{В}; \cos\varphi = 0,91; \Phi_l = 12000 \text{Лм}; K_u = 0,9; \text{tg}\varphi = 0,46.$$

Визначимо відхилення світлового потоку для вибраних ламп:

$$\delta = \frac{12000 - 12860}{12000} \cdot 100\% = 7,1\%$$

Відносне відхилення лежить в допустимих межах.

Знайдемо номінальну потужність усіх ламп у приміщенні:

$$P_{n5} = n \cdot P = 1 \cdot 0,036 = 0,036 \text{кВт}.$$

Знайдемо розрахункову величину активної і реактивної потужностей:

$$P_{p5} = K_u \cdot P_{n5} = 0,9 \cdot 0,036 = 0,032 \text{кВт};$$

$$Q_{p5} = P_{p5} \cdot \text{tg}\varphi = 0,33 \cdot 0,032 = 0,01 \text{кВАр}.$$

Повну потужність освітлення в даному відділенні визначаємо за формулою:

$$S_{p5} = \sqrt{P_{p5}^2 + Q_{p5}^2} = \sqrt{0,032^2 \cdot 0,01^2} = 0,033 \text{кВА}.$$

Розрахункові дані по освітленню зводимо в таблицю 3.2.

Використовуючи розрахункові дані з таблиці 3.2 визначаємо розрахунковий струм на ВРП за силовим обладнанням:

$$I_{роз} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2,99 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 10^3} = 7,83 \text{ А}.$$

Таблиця 3.2 – Розрахунок електричних навантажень

№	Назва приймачів	n	Номінальна потужність		m	K _e	cosφ/ sinφ	Розрахункове навантаження		
			одного	загальна				P _p	Q _p	S _p
		шт.	кВт	кВт			кВт	кВАр	кВА	
	ВРП-1									
1	Живильні насоси котлів	4	18	72		0,83	0,75	59,76	44,82	74,7
2	Насоси конденсаторні та пом'якшення води котлів	4	1,5	6		0,83	0,75	5,00	3,75	6,25
3	Насоси котлів циркуляційні та дозуючі	4	0,6	2,4		0,83	0,75	4,01	3,00	5,00
4	Приточна вентиляція котельної зали	1	4,7	4,7		0,83	0,75	3,9	2,92	4,87
5	Приточна вентиляція санвузла	1	0,6	0,6		0,7	0,75	0,42	0,315	0,52
6	Циркуляційний насос опалення	1	0,4	0,4		0,45	0,75	0,18	0,135	0,22
7	Циркуляційний насос вентиляції	1	0,6	0,6		0,83	0,75	0,5	0,37	0,62
8	Припливний вентилятор	1	0,6	0,6		0,4	0,75	0,24	0,18	0,3
	Силове навантаження	17		87,3	>3	0,7	0,75	72,9	54,65	91,1
1	Освітлення	24		2,9		0,95	0,33	2,75	0,9	2,99
2	Аварійне освітлення	13		1,1		0,95	0,33	1,05	0,35	1,08
	Разом по ВРП	49	0,4 ÷ 18	382,05		0,6		76,7	55,9	95,17

Отримані розрахункові дані використовуємо для вибору мережі електропостачання та захисного обладнання (розділ 4).

Результати розрахунку для складання схеми розподілення навантаження зводимо в таблицю 3.2.

Схема розподілення силового навантаження з підключенням до трифазної мережі представлена на рис. 3.1

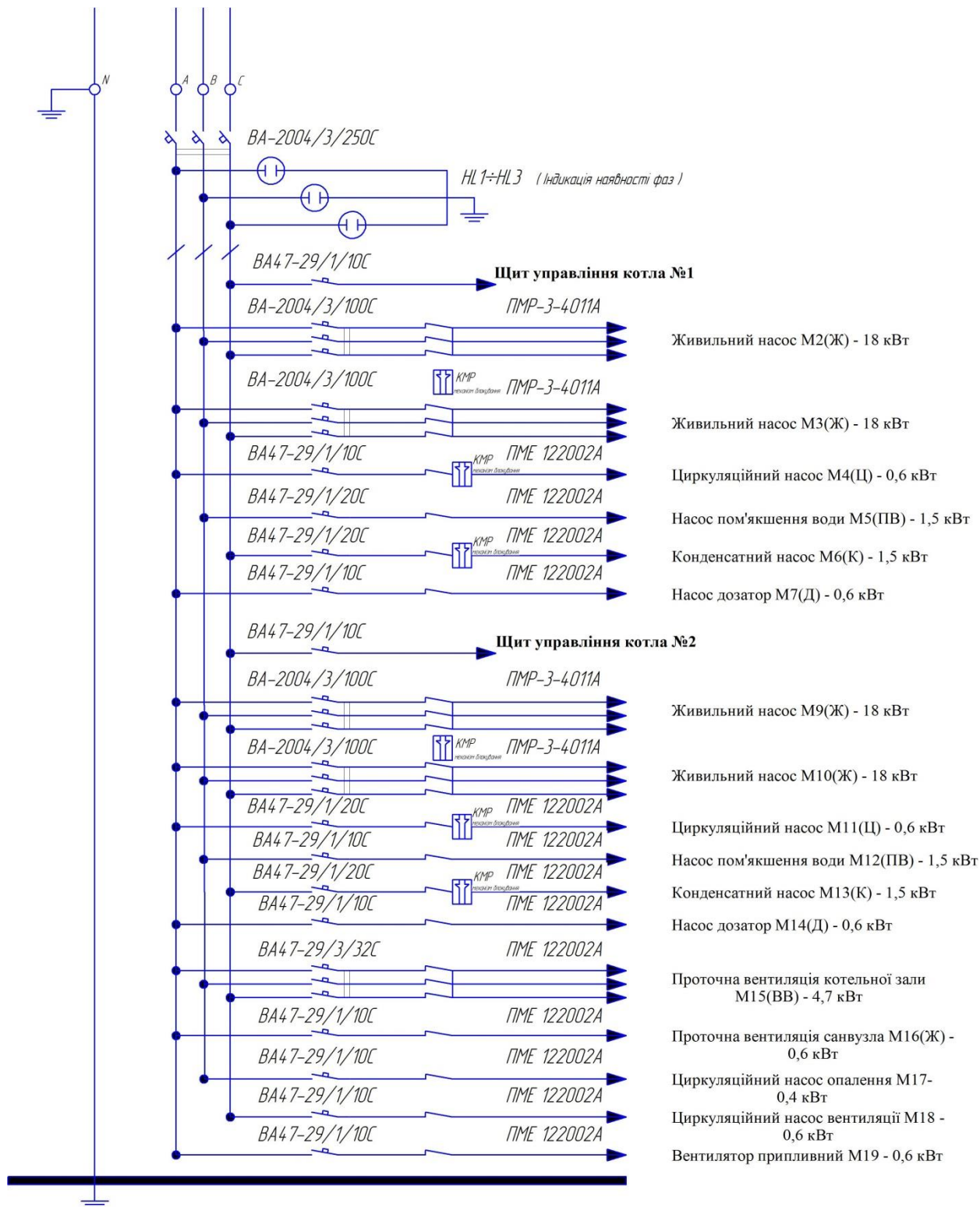


Рисунок 3.1 - Схема розподілення силового навантаження.

3.3 Висновки до третього розділу

Проведені розрахунки електричних навантажень силового та освітлювального обладнання водогрійної котельні для здійснення вибору

перерізів проводів кабельних ліній електропередачі та комутаційного обладнання, що дозволить забезпечити надійність роботи.

Розроблена схема розподілення силового навантаження з підключенням до трифазної мережі.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок розподільної мережі та вибір комутаційного обладнання водогрійної котельні

В дипломній роботі при проведенні розрахунків розподільної мережі котельні молокозаводу не будемо змінювати розміщення розподільних силових щитів та щитових загального та аварійного освітлення. Виходячи з технологічного процесу виробництва на молокозаводі з використанням гарячої води та даних затрат на опалення в зимовий період проводимо вибір силового обладнання за паспортними даними електродвигунів.

Схема розподільної мережі повинна задовольняти наступні умови [10, 11]:

- усі її елементи повинні постійно знаходитися під навантаженням і мати такі параметри, щоб при аварії одного з них, інші могли прийняти на себе його навантаження з урахуванням припустимого перевантаження згідно ПУЕ;
- варто застосовувати роздільну роботу лінії;
- при побудові схеми варто застосовувати глибоке секціонування шин у всіх ланках системи електропостачання.

Вибір площі перерізу проводів і жил кабелів.

Існує велика кількість різних модифікацій кабелів. Нам потрібно вибрати найоптимальніший. За допомогою кабеля кожен ЕП з'єднується з РП. В одних випадках кабель проходить від РП до кожного електроустаткування, а у інших випадках кабель проходить від РП до сукупності певних ЕП з однаковою потужністю і струмоподачею [10].

Вибір площі перерізу провідників починаємо з відгалужень до окремих ЕП і проводом в напрямку до джерела живлення. Розрахунок ведемо в табличній формі, дані заносимо в таблиці (по тексту).

Розрахунок ВРП, ЩО, ЩОА, ЩУ.

Від ВРП живляться ЕП 2-7; ЕП-9-19; ЩО, ЩОА, ЩУ.

Вибираємо площу перерізу проводів, що живлять окремі ЕП від ВРП. Вибираємо по допустимому нагріванню провідників. Розраховуємо розрахунковий струм для ЕП 2,3, ЕП 9,10 (живильні насоси котлів).

$$I_{p1} = \frac{P_{n1}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_1} = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 34,8 A.$$

де P_{n1} – номінальна потужність живильного насосу котлів, *кВт*;

U_n – номінальна напруга, *кВ*.

Вибираємо провід ВВГнгд(4×4), $I_{\text{доп}} = 50 A$. згідно ПУЕ [13] табл. 1.3.5.

Для ЕП 4, 7; ЕП 11, 14 (для циркуляційних та дозаторних насосів):

$$I_{p2} = \frac{P_{n2}}{U_n \cdot \cos\varphi_2} = \frac{0,6}{0,22 \cdot 0,8} = 3,41 A.$$

Вибираємо провід ВВГнгд(3×2,5), $I_{\text{доп}} = 5 A$.

Для ЕП 5,6; ЕП 12, 13 (насоси пом'якшення води та конденсаторні):

$$I_{p3} = \frac{P_{n3}}{U_n \cdot \cos\varphi_2} = \frac{1,5}{0,22 \cdot 0,8} = 8,52 A.$$

Вибираємо провід ВВГнгд(3×2,5), $I_{\text{доп}} = 10 A$.

Для ЕП 15 (приточна вентиляція котельної зали):

$$I_{p4} = \frac{P_{n4}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_4} = \frac{4,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,95} = 7,66 A.$$

Вибираємо провід ВВГнгд(4×4), $I_{\text{доп}} = 10 A$.

Для ЕП 16, 18, 19 (вентиляційні насоси):

$$I_{p5} = \frac{P_{n5}}{U_n \cdot \cos\varphi_2} = \frac{0,6}{0,22 \cdot 0,8} = 3,41 A.$$

Вибираємо провід ВВГнгд(3×2,5), $I_{\text{доп}} = 5 A$.

Для ЕП 17 (циркуляційний насос опалення):

$$I_{p6} = \frac{P_{n6}}{U_n \cdot \cos\varphi_2} = \frac{0,4}{0,22 \cdot 0,8} = 2,27 A.$$

Вибираємо провід ВВГнгд(3×2,5), $I_{\text{доп}} = 5 A$.

Вибір кабелю, що живить ЩО:

$$I_{\text{ЩО}} = \frac{P_{\text{ЩО}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_{\text{ЩО}}} = \frac{2,99}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,91} = 5,08 \text{ A.}$$

Кабель вибираємо ВВГнг (4×6), $I_{\text{доп}} = 10 \text{ A}$.

Вибір кабеля, що живить ЩОА:

$$I_{\text{ЩОА}} = \frac{P_{\text{ЩОА}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_{\text{ЩОА}}} = \frac{1,08}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,91} = 1,84 \text{ A.}$$

Кабель вибираємо ВВГнг (3×1,5), $I_{\text{доп}} = 5 \text{ A}$.

Для вибору кабеля, що живить ВРП від підстанції проводимо аналогічний розрахунок:

$$I_{\text{ВРП}} = \frac{P_{\text{ВРП}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} = \frac{95,17}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 184,15 \text{ A.}$$

Вибираємо кабель типу ВВГнгд(4×70), з номінальним струмом 250А [13].

Результати розрахунків та перевірки заносимо в таблицю 4.1 із приєднанням до схеми розміщення силового та освітлювального обладнання.

Таблиця 4.1 – Результати розрахунків кабелів та шинопроводів для живлення обладнання водогрійної котельні

Позначення на схемі	Початок лінії	Кінець лінії	Дільниця лінії	Кабель		
				По проекту		
				марка	кількість і переріз жил, мм	довжина, м
ТП-10/0,4	ВРП-0,4 кВ	Кабельний короб	ВВГнгд	4×70		
ВРП-0,4 кВ	ЩУ (насосами котла 1-2)	Кабельний короб	ВВГнгд	4×50	15	30
ВРП-0,4 кВ	ЩО	Кабельний короб	ВВГнгд	4×6	12	20
ВРП-0,4 кВ	ЩОА	Кабельний короб	ВВГнгд	4×2,5	12	25
ВРП-0,4 кВ	Бойлер	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	8	20
5	ЩУ (насосами котла 1-2)	Насос пом'якшення води (котел №1)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	20
6	ЩУ (насосами котла 1-2)	Конденсатний насос (котел №1)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	20

– продовження таблиці 4.1

7	ЩУ (насосами котла 1-2)	Насос дозатор (котел №1)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	20
8	ЩУ (насосами котла 1-2)	Щит управління (котел №2)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	30
9	ЩУ (насосами котла 1-2)	Живильний насос №1 (котел №2)	Кабельний короб	ВВГнгд	4×4	20
10	ЩУ (насосами котла 1-2)	Живильний насос №2 (котел №2)	Кабельний короб	ВВГнгд	4×4	25
11	ЩУ (насосами котла 1-2)	Циркуляційний насос (котел №2)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	20
12	ЩУ (насосами котла 1-2)	Насос пом'якшення води (котел №2)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	20
13	ЩУ (насосами котла 1-2)	Конденсатний насос (котел №2)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	20
14	ЩУ (насосами котла 1-2)	Насос дозатор (котел №2)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	20
15	ЩУ (насосами котла 1-2)	Приточна вентиляція котельної зали	Кабельний короб	ВВГнгд	4×4	20
16	ЩУ (насосами котла 1-2)	Приточна вентиляція санвузла	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	25
17	ЩУ (насосами котла 1-2)	Циркуляційний насос опалення	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	15
18	ЩУ (насосами котла 1-2)	Циркуляційний насос вентиляції	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	18
19	ЩУ (насосами котла 1-2)	Вентилятор припливний	Кабельний короб	ВВГнгд	3×2,5	10
2а	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М2(Ж)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
3а	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М3(Ж)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
4а	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М4(Ц)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
5а	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М5(ПВ)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
6а	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М6(К)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
7а	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М7(Д)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
9а	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М9(Ж)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
10а	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М10(Ж)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
11а	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М11(Ц)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18

– продовження таблиці 4.1

12a	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М12(ПВ)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
13a	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М13(К)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18
14a	ЩУ-ПМЕ	Кнопка аварійної зупинки М14(Д)	Кабельний короб	ВВГнгд	3×1,5	18

4.2 Вибір захисту мережі водогрійної котельні

Вибір автоматичних вимикачів для кожного ЕП.

Вставки роз'єднувача автоматичного вимикача вибирають за розрахунковим струмом ЕП та найбільшим струмом плавкої вставки запобіжників ЕП. Дані заносимо в таблицю (по тексту) [12].

Вибір автоматичних вимикачів робимо з умови:

$$I_{п.в.} \geq \frac{I_{п.}}{\alpha}, \quad (4.1)$$

де, $I_{п.в.}$ – струм при якому спрацьовує вимикач, А;

$I_{п.}$ – піковий струм при запуску електричних устаткувань (електродвигунів), А;

α – коефіцієнт перевантаження, що враховує перевищення пускового струму електроустановок (двигуна) над номінальним, $\alpha = 2,5$.

$$I_{п.} = K_{п.} \cdot I_{ном.}, \quad (4.2)$$

де $K_{п.}$ – кратність струму пускового моменту двигуна, $K_{п.} = 2,5-5$;

$I_{ном.}$ – номінальний струм ЕП.

Проводимо розрахунок для ЕП 1.

Розраховуємо піковий струм для ЕП 2,3, ЕП 9,10 (живильні насоси котлів):

$$I_{п2,3,9,10} = 5 \cdot 36,6 = 183 \text{ А};$$

$$I_{пз2,3,9,10} > \frac{I_{п2,3,9,10}}{\alpha} = \frac{183}{2,5} = 91,5 \text{ А}.$$

Вибираємо автомат типу ВА-2004/3/100С з номінальним струмом автомата 100А.

Робимо перевірку для цього випадку:

$$I_{н.р.} > I_p (100 > 91,5); I_{мтн} = 11 \cdot I_n = 402,5 > 91,5А.$$

Для ЕП 4, 7; ЕП 11, 14 (для циркуляційних та дозаторних насосів):

$$I_{n4,7,11,14} = 5 \cdot 2,0 = 10,0А;$$

$$I_{нз4,7,11,14} > \frac{I_{n4,7,11,14}}{\alpha} = \frac{10}{2,5} = 4А.$$

Вибираємо автомат типу ВА47-29/1/10С з номінальним струмом 10 А.

Для ЕП 5,6; ЕП 12, 13 (насоси пом'якшення води та конденсаторні):

$$I_{n5,6,12,13} = 5 \cdot 4,7 = 23,5А;$$

$$I_{нз5,6,12,13} > \frac{I_{n5,6,12,13}}{\alpha} = \frac{23,5}{2,5} = 9,4А.$$

Вибираємо автомат типу ВА47-29/1/20С з номінальним струмом 20А.

Для ЕП 15 (приточна вентиляція котельної зали):

$$I_{n15} = 5 \cdot 10 = 50А;$$

$$I_{нз15} > \frac{I_{n15}}{\alpha} = \frac{50}{2,5} = 20А.$$

Вибираємо автомат типу ВА47-29/3/32С з номінальним струмом 32 А.

Для ЕП 16, 18, 19 (вентиляційні насоси):

$$I_{n16,18,19} = 5 \cdot 2,0 = 10,0А;$$

$$I_{нз16,18,19} > \frac{I_{n16,18,19}}{\alpha} = \frac{10}{2,5} = 4А.$$

Вибираємо автомат типу ВА47-29/1/10С з номінальним струмом 10 А.

Для ЕП 17 (циркуляційний насос опалення):

$$I_{n17} = 5 \cdot 1,4 = 7А;$$

$$I_{нз17} > \frac{I_{n17}}{\alpha} = \frac{7}{1,5} = 4,6А;$$

Вибираємо автомат типу ВА47-29/1/10С з номінальним струмом 10 А.

Для ЩО:

$$I_{\text{ЩО}} = 5 \cdot 7,83 = 39,15 \text{ A};$$

$$I_{\text{ЩО}} > \frac{I_{\text{ЩО}}}{\alpha} = \frac{39,15}{2,5} = 15,66 \text{ A}.$$

Вибираємо автомат типу ВА47-29/1/16С з номінальним струмом 10 А.

Для ЩОА:

$$I_{\text{ЩОА}} = 5 \cdot 2,8 = 14 \text{ A};$$

$$I_{\text{ЩОА}} > \frac{I_{\text{ЩОА}}}{\alpha} = \frac{14}{2,5} = 5,6 \text{ A}.$$

Вибираємо автомат типу ВА47-29/1/6С з номінальним струмом 6 А.

Вибір автоматичних вимикачів для розподільчого пристрою.

Вставки роз'єднувача автоматичного вимикача вибирають за розрахунковим струмом РП та найбільшим струмом автоматів ЕП. Дані заносимо в таблицю (по тексту) [12].

Для розрахунку використовуємо формулу:

$$I_n = \frac{I_p + I_n}{2,5} . \quad (4.3)$$

Для ВРП:

$$I_{\text{РП-1}} = \frac{184,15 + 460,3}{2,5} = 258 \text{ A};$$

Вибираємо автоматичний вимикач типу АВА 300 А.

Дані розрахунку щодо вибору комутаційного обладнання заносимо в таблицю 4.2., в якій враховано вибраний блоку автоматичного ввімкнення резерву.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунку та вибору комутаційного обладнання та автоматики водогрійної котельні

№ П/П	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Одиниця вимірювання	К-сть
	Ввідний розподільчий пристрій (ВРП) з АВР			
1	Ввідний автоматичний вимикач QF1, QF2 (300 А)	ВА5735	шт.	2
2	Комутаційний апарат КМ1, КМ2 (250 А)	КМ2035	шт.	2
3	Реле контролю напруги	РН-32	шт.	2
4	Прилад обліку активної електричної енергії І _Н -5-100А	НІК 2301 АП1	шт.	1
5	Трансформатори струму 300А/5А	ТС	шт.	3
6	Вимикач автоматичний триполюсний			
7	І _р -250 А	ВА-2004	шт.	1
8	І _р -63 А	ВА47-29	шт.	1
9	І _р -16 А	ВА47-29	шт.	1
10	Автоматичний вимикач однополюсний, І _р -16 А	ВА47-29	шт.	7
11	І _р -25 А	ВА47-29	шт.	1
	Щит управління			
1	Для місцевого та дистанційного управління трифазними неререверсивними електродвигунами з індикацією присутності фаз, ІР-64	ПР-98-3-0,4Г-00-06-21-У1 (КМ4)	шт.	1
2	Номинальний струм ввідного автоматичного вимикача триполюсного, І _р -250 А	ВА-2004	шт.	1
3	Вимикач автоматичний триполюсний І _р -100 А	ВА-2004	шт.	4
4	І _р -32 А	ВА47-29	шт.	1
5	Вимикач автоматичний однополюсний І _р -10 А	ВА47-29	шт.	6
6	І _р -20 А	ВА47-29	шт.	4
7	Пускач магнітний неререверсивний, U _{КАТ} 220В	ПМЕ-122002А	шт.	9
8	Пускач магнітний неререверсивний, U _{КАТ} 220В	ПМР-3-4011	шт.	4
9	Механізм блокування, КРМ, І _р -4-95 А	ПМ	шт.	4
10	І _р -2-32 А	ПМ	шт.	2
11	І _р -1-9 А	ПМ	шт.	2
12	Теплове реле, І _р -80-104 А	РТ-3353	шт.	8
13	І _р -9-13 А	РТ-1314	шт.	5
14	І _р -5,5-8 А	РТ-1312	шт.	4
15	Кнопка «Пуск» зі світлосигнальною апаратурою 660 В	ХВ2-ВВ74	шт.	13

– продовження таблиці 4.2

16	Кнопка «Стоп» зі світлосигнальною апаратурою, 660 В	XB2-BV74	шт.	13
17	Кнопка «Stop»	ВПК2111	шт.	12
Кабельно-провідникова продукція				
1	Кабель з мідними жилами перерізом 4×70 мм ²	ВВГнгд	м.	420
2	Кабель з мідними жилами перерізом 4×50 мм ²	ВВГнгд	м.	15
3	Кабель з мідними жилами перерізом 4×16 мм ²	ВВГнгд	м.	15
4	Кабель з мідними жилами перерізом 4×6 мм ²	ВВГнгд	м.	12
5	Кабель з мідними жилами перерізом 4×4 мм ²	ВВГнгд	м.	110
6	Кабель з мідними жилами перерізом 4×2,5 мм ²	ВВГнгд	м.	324
7	Кабель з мідними жилами перерізом 3×1,5 мм ²	ВВГнгд	м.	598
8	Кабель з мідними жилами перерізом 3×2,5 мм ²	ВВГнгд	м.	215
Освітлювальне устаткування				
1	Світильник для ламп розжарювання, КЛС 1×20 Вт, IP64	НППОЗ-100-001МУЗ	шт.	13
2	Світильник для ламп розжарювання, КЛС 1×20 Вт, IP64	НПБ01-1-60-001	шт.	4
3	Світильник люмінесцентний, 2×36 Вт, IP64	ЛПП	шт.	7
4	Світильник люмінесцентний, (аварійний вихід) з вбудованим акумулятором 1×9 Вт, IP64	REL-205	шт.	13
5	Вимикач для зовнішньої установки герметичний 1-клавішний 220 В, 6,3 А, IP44	A-1-077-6	шт.	5
6	Вимикач для зовнішньої установки герметичний 2-клавішний 220 В, 6,3 А, IP44	A-2-078-6	шт.	1
7	Коробка розгалужувальна зовнішньої установки, IP64	КОР73У1,5	шт.	11
8	Розетка штепсельна 220 В, 10 А, IP64 з 3-ім заземлюючим контактом, зовнішньої установки	РА-16-У20	шт.	5
9	Пластиковий короб (кабель-канал), IP64	60×40 мм	м.	48
10	Пластиковий короб (кабель-канал), IP64	20×13 мм	м.	132
11	Металорукав D-18 мм		м.	42
Сигналізатор загазованості				
1	Газосигналізатор	ГСБ-01	шт.	2
2	Сигнальний пристрій	ОПОК 4-2	шт.	1
3	Коробка клемна	ЕС 400 С 1	шт.	2

4.3 Вибір автоматичного контролю загазованості

Водогрійна котельня молокозаводу оснащена двома газовими котлами типу ПТВМ-50, продуктивністю 50 Гкал/год, які здійснюють нагрівання води для забезпечення технологічного процесу та обігрівання приміщень. Відповідно, такі об'єкти повинні оснащуватися газосигналізаторами відповідно до вимог СНиП 2.08.01-89 “Житлові будинки”. СНиП 2.08.02-89 “Громадські будинки і споруди”, ДБНВ.2.5-20-2001 “Газопостачання”.

Здійснений аналіз технологічного процесу виробництва та режими роботи котлів [12] накладають такі умови при виборі газосигналізатора для автоматичного контролю загазованості:

- газосигналізатор повинен працювати в комплекті з електромагнітним клапаном для перекриття подачі газу в контрольовані приміщення при аварійних ситуаціях;

- режим роботи газосигналізатора повинен бути неперервний;

- умовах експлуатації: температура навколишнього середовища від 1 до 40°C, відносна вологість повітря до 80%, атмосферний тиск від 84 до 106,7кПа;

- вміст корозійно-активних і токсичних компонентів в аналізованому газі – у межах санітарних норм, електричні та магнітні поля відсутні.

Газосигналізатор ГСБ-01-1М призначений для неперервного контролю до вибухонебезпечної концентрації природного паливного газу за ГОСТ 5542 у повітрі газифікованих побутових, комунальних і виробничих приміщень, які не відносяться до вибухонебезпечних, відповідно до “Технічних вимог та правил щодо застосування сигналізаторів до вибухонебезпечних концентрацій паливних газів і мікро концентрацій чадного газу в повітрі приміщень житлових будинків та громадських будинків і споруд” К., Держбуд.1998.

В якості попередження використовуємо сигнальний пристрій ОПОК 4-2.

Технічні характеристики [23]:

Газосигналізатор видає переривчастий світловий і звуковий сигнали при виникненні в місці його встановлення сигнальної концентрації метану.

Номинальне значення порогу спрацювання сигналізації (за метаном) – 1% об'ємної частки метану.

Границі допустимої основної абсолютної похибки газосигналізатора $\pm 0,5\%$ об'ємної частки метану.

Границі допустимої абсолютної похибки газосигналізатора в умовах дії граничних значень робочих температур $\pm 0,75\%$ об'ємної частки метану.

Час прогріву газосигналізатора – не більше 30хв.

Час спрацювання сигналізації – не більше 60с.

Час неперервної роботи газосигналізатора без ручного корегування не менше 6 місяців.

Напруга живлення (220^{+22}_{-33})В, частотою (50 \pm 1)Гц.

Рівень звукового тиску звукового сигналу – не менше 60дБ.

Споживана потужність – не більше 6ВА.

Габаритні розміри – не більше 150 \times 90 \times 60мм.

Маса – не більше 450г.

Повний термін служби газосигналізатора не менше 8 років.

Схема підключення газосигналізатора представлена на рис. 4.1.

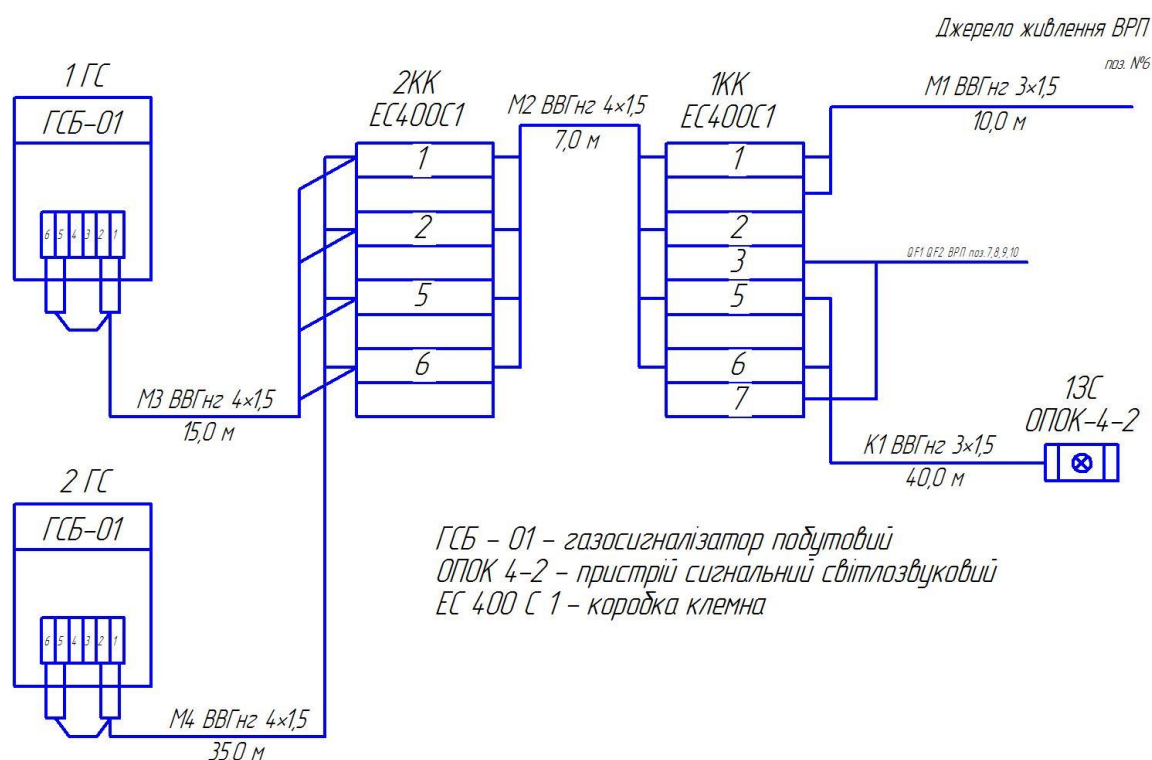


Рисунок 4.1 – Схема підключення газосигналізатора ГСБ-01-1М.

4.4 Захист ліній робочого живлення водогрійної котельні

Для захисту кабельних ліній одностороннього живлення, вимикачі яких не розраховані на відключення к.з. до реактора використовується тільки максимальний струмів захист з витримкою часу та захист від однофазних замикань на землю. Розрахунок проводимо на захист кабельної лінії від ВРП котельного відділення підприємства до ТП.

Визначаємо струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = \frac{k_{зан} \cdot k_{сз} \cdot I_{роб.маx}}{k_n}, \quad (4.4)$$

де $k_{зан}$ – коефіцієнт надійності, $k_{зан} = 1,1 \div 1,2$;

$k_{сз}$ – коефіцієнт самозапуску, $k_{сз} = 2 \div 3$;

k_n – коефіцієнт повернення, $k_n = 0,8 \div 0,85$;

$I_{роб.маx}$ – максимальний робочий струм лінії.

$$I_{сз} = \frac{1,1 \cdot 2 \cdot 184,15}{0,85} = 810,26 \text{ А.}$$

Вибираємо трансформатор струму типу ТЛК-10. Характеристика представлена в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вибір трансформатора струму

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{дон} \leq U_{ном}$	$U_{дон} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 1215 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_y \leq K_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}$	$i_y = 40.71 \text{ А}$	$K_{ед} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 81 \text{ кА}$
$B_k \leq (K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_m$	$B_k = 24.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_T = 2977 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Знаходимо коефіцієнт трансформації струму:

$$K_T = \frac{I_{сз}}{5} = \frac{810,26}{5} = 162. \quad (4.5)$$

Вибираємо трансформатор струму типу ТЛК-10 з коефіцієнтом трансформації $K_T = 200$.

Струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{cз} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_T} = \frac{810,26 \cdot 1}{200} = 4,05 \text{ A.} \quad (4.6)$$

де $k_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми з'єднання ТА при з'єднанні трансформатора зірка – зірка, $k_{cx}^{(3)} = 1$.

Знаходимо коефіцієнт чутливості:

$$K_u = \frac{I_{к.мин}}{I_{cз}}, \quad (4.7)$$

де $I_{к.мин}$ – мінімальний струм к.з. в кінці ділянки, що захищається; в даному випадку це струм двофазного к.з., який становить $I_{к.мин} = 5510 \text{ A}$.

$$K_u = \frac{5510}{810,26} = 6,8 > 1,5.$$

Отже чутливість забезпечується. Вибираємо реле типу РТ – 40/10.

Захист від однофазних замикань на землю виконується тільки на сигнал, так як відключення однофазного к.з. в установках з ізольованою нейтраллю не обов'язкове [15].

Для захисту вибираємо трансформатор нульової послідовності типу ТНП-2. Захист виконується на реле типу РТЗ-51. Струм спрацювання захисту:

$$I_{cз.p} = k_{від.} \cdot k_k \cdot I_c, \quad (4.8)$$

де $k_{від.}$ – коефіцієнт відстроювання, $k_{від.} = 1,1 \div 1,2$; k_k – коефіцієнт, який враховує кидок ємнісного струму $k_k = 2 \div 2,5$; I_c – власний ємнісний струм лінії:

$$I_c = \ell \cdot m \cdot I_\infty, \quad (4.9)$$

де I_∞ – питомий ємнісний струм лінії, що для лінії перерізом 70 мм^2 , згідно таблиці [12], $I_\infty = 0,9 \text{ A/км}$; $I_{c0} = 1 \text{ A/км}$; ℓ – довжина лінії ($\ell = 0,42 \text{ км}$); m – кількість кабелів в лінії.

$$I_c = \ell \cdot m \cdot I_\infty = 0,42 \cdot 2 \cdot 0,9 = 0,756 \text{ A};$$

$$I_{cз.p} = k_{від.} \cdot k_k \cdot I_c = 1,1 \cdot 2,2 \cdot 0,756 = 1,83 \text{ A}.$$

4.5 Висновки до четвертого розділу

Проведений розрахунок розподільної мережі та вибір комутаційного обладнання водогрійної котельні для забезпечення надійності.

Здійснено вибір площі перерізу проводів і жил кабелів, автоматичних вимикачів для кожного електроприймача з формуванням таблиць та проведено вибір автоматичних вимикачів для розподільчого пристрою. Запропоновано обладнання для автоматичного контролю загазованості та представлена схема підключення.

Проведений розрахунок захисту ліній робочого живлення водогрійної котельні при однофазному замиканні на землю.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Аналіз систем автоматичного введення резерву на підприємствах

В дипломній роботі завданням передбачено здійснити аналіз та вибір блоку автоматичного введення резерву для забезпечення надійності роботи водогрійної котельні.

Пристрої автоматичного введення резерву (АВР) повинні передбачатися для відновлення електропостачання споживачів шляхом автоматичного приєднання резервного джерела живлення при відключенні робочого джерела живлення, що призводить до знеструмлення електроустановок споживача [12, 14].

В нашому випадку пристрій АВР повинен забезпечити безперервний технологічний процес.

Високий ступінь надійності електропостачання споживачів забезпечують схеми живлення одночасно від двох і більше джерел, оскільки аварійне відключення одного з них не призводить до зникнення напруги на виходах електроприймачів [14].

Незважаючи на ці очевидні переваги багатостороннього живлення споживачів велика кількість підстанцій, що мають два і більше джерел електропостачання, працюють за схемою одностороннього живлення.

Одностороннє живлення мають також секції власних потреб електростанцій. Застосування такої менш надійної, але більш простої схеми електропостачання в багатьох випадках виявляється доцільним для зниження значень струмів КЗ, зменшення втрат електроенергії в знижувальних трансформаторах, спрощення релейного захисту, створення необхідного режиму по нарузі, перетокам потужності [12, 14, 15].

При розвитку електричної мережі одностороннє електропостачання часто є єдино можливим, так як раніше встановлене обладнання і релейний захист не дозволяють здійснити паралельну роботу джерел живлення [14].

Використовуються дві основні схеми одностороннього живлення споживачів при наявності двох або більше джерел.

У першій схемі одне джерело ввімкнене та живить споживачів, а друге відключене та знаходиться в резерві.

Недоліком одностороннього живлення є те, що аварійне відключення робочого джерела призводить до припинення електропостачання споживачам. Цей недолік можна усунути швидким автоматичним включенням резервного джерела або включенням вимикача, на якому здійснено розподіл мережі. Для виконання цієї операції використовуються спеціальні пристрої автоматичного включення резерву (АВР).

Досвід експлуатації показує, що АВР є дуже ефективним засобом підвищення надійності електропостачання. успішність АВР становить 90-95%. Простота схем і висока ефективність зумовили широке застосування АВР на електростанціях і в електричних мережах.

Всі схеми АВР повинні відповідати таким основним вимогам [12, 14, 15]:

1. Пристрій АВР повинен виконуватися таким чином, щоб була забезпечена можливість їх дії при зникненні напруги на шинах споживачів з будь-яких причин, при відключенні релейного захисту пошкодженого робочого джерела, при мимовільному або помилковому відключенні робочого джерела живлення, а також при короткому замиканні на шинах споживача.

Досвід експлуатації показав, що короткі замикання на шинах у багатьох випадках самоліквідуються після зняття напруги та при подальшій подачі напруги не відновлюються [15].

У цих випадках дія АВР виявляється успішною. На підстанціях з двома трансформаторами, які працюють на роздільні шини нижньої напруги, часто застосовуються комбіновані пристрої АПВ та АВР, що забезпечують [12, 14]:

- при короткому замиканні на шинах або лініях споживачів – АПВ виключає вимикач трансформатора, АВР в цьому випадку забороняється;
- при короткому замиканні в робочому джерелі живлення, зникнення напруги на ньому, його помилковому або мимовільному відключенні – АВР резервного джерела.

2. Тривалість перерви живлення при дії АВР визначається двома умовами [14]:

- необхідністю забезпечення деіонізації середовища в місці пошкодження при дії АВР в разі короткого замикання на шинах;
- необхідністю забезпечення мінімальних порушення в технологічному процесі споживачів.

Відновлення ізоляції шин після відключення нестійкого ушкодження відбувається не миттєво, а лише через деякий час, необхідного для деіонізації середовища, в якій відбувалося горіння електричної дуги.

Якщо напруга буде подано раніше, ніж закінчиться процес деіонізації, то в місці пошкодження можливе повторне запалювання дуги, значить, дія АВР при цьому не буде успішною.

Час деіонізації середовища залежить від величини напруги, а також величини і тривалості протікання струму короткого замикання [14].

Оцінку умови деіонізації середовища при пошкодженнях на шинах необхідно проводити з урахуванням тієї обставини, що синхронні та асинхронні електродвигуни споживачів можуть протягом деякого часу після відключення трансформаторів підтримувати напругу в місці пошкодження і тим самим підтримувати горіння дуги.

З точки зору забезпечення мінімальних втрат в технологічному процесі споживачів час дії АВР бажано виставляти мінімальним. У більшості випадків технологічний процес відновлюється, якщо забезпечений самозапуск електродвигунів у споживачів [7, 12].

Під самозапуском розуміємо повернення роботи електродвигунів до нормальної швидкості обертання ротора при відновленні напруги після його короткочасного зникнення або повного зникнення в результаті перерви в електропостачанні.

При зростанні тривалості перерви електропостачання електродвигуни можуть повністю зупинитися, що призведе до порушення технологічного процесу виробництва.

Для запобігання порушенню технології виробництва і прискорення самозапуску електродвигунів час АВР повинно бути мінімально можливим.

3. Пристрій АВР повинен забезпечувати однократність дії, що необхідно для запобігання багаторазового включення резервного живлення при стійкому короткому замиканні. Багаторазове включення на коротке замикання небезпечні для включення вимикача, так як це може призвести до серйозних його пошкоджень, а в деяких випадках до його вибуху і вигорання значного ділянки шинопроводу. Крім цього, це неприпустимо через можливість порушення нормальної роботи споживачів, які живляться від джерела резервного живлення.

4. Включення резервного джерела від АВР повинно проводитися тільки після відключення вимикача робочого елемента з боку шин споживача для виключення подачі напруги на пошкоджений елемент.

Тому зазвичай запуск АВР виконується від допоміжних контактів в приводі вимикача.

5. Для того щоб забезпечити дію АВР в тих випадках, коли напруга на шинах у споживача пропадає, а вимикач робочого джерела живлення залишається включеним, АВР повинні доповнюватися захистом мінімальної напруги, яка контролює наявність напруги на шинах споживача та діє на відключення вимикача робочого джерела живлення.

Наявність такого захисту необхідно при таких схемах первинних з'єднань, коли напруга з зарезервованої ділянки може бути знята при відключенні вимикачів на інших підстанціях. Орган запуску захисту мінімальної напруги, який контролює наявність напруги на шинах, не повинен приводитися в дію при перегоранні одного із запобіжників трансформаторів напруги.

6. При виконанні пристроїв АВР необхідно перевіряти умови перевантаження резервного джерела живлення і самозапуску електродвигунів, якщо при цьому буде мати місце підвищення навантаження понад допустимі, необхідно виконувати автоматичне розвантаження резервного джерела живлення при дії АВР шляхом відключення найменш відповідальних споживачів.

7. Захист вимикача, через який подається напруга від резервного джерела, повинна мати мінімальний час дії з таким часом, щоб при включенні на тривале коротке замикання обмежити розміри пошкодження обладнання та тривалість зниження напруги на резервне джерело живлення.

Якщо АВР виконується на секційному або шинному вимикачі, дія захисту цього вимикача повинно прискорюватися при оперативному включенні і спрацювання АВР до нуля на час 0,5-1,5с. для того, щоб при включенні на стійке пошкодження відключався вимикач, а не джерело робочого живлення, який використовується для резервування. Після успішного включення вимикача прискорений захист виводиться автоматично і на секційному або шинному вимикачі залишається захист, який селективний з захистами ліній.

8. На всіх вимикачах, на які діє пристрій АВР, необхідно контролювати справність ланцюга включення вимикача резервного джерела живлення.

Крім вказаних вище основних вимог до пристроїв АВР, в окремих конкретних випадках можуть пред'являтися додаткові вимоги, в зв'язку з чим встановлюються елементи блокування, призначені для забезпечення належного функціонування автоматики. У цьому випадку необхідно враховувати, що будь-яке ускладнення схеми автоматики та встановлення додаткових реле знижують надійність пристрою в загальному.

5.2 Вибір схеми автоматичного ввімкнення резерву

Живлення водогрійної котельні здійснюється по двох робочих лініях. Крім того, прокладена ще резервна лінія живлення, яка вмикається при виході з ладу будь-якої з робочих ліній. Схема автоматичного ввімкнення резерву зображено на листі графічної частини проекту.

Пристрої АВР виготовляються навісного і підлогового виконання з одностороннім| обслуговуванням і призначені для установки в приміщеннях з природною вентиляцією [14].

Номінальний режим роботи, тривалий. Пристрої автоматичного ввімкнення резерву призначені для експлуатації в промислових|, житлових, побутових |об'єктах з одностороннім |обслуговуванням

Металоконструкції пристроїв АВР заввишки до 1200 мм складаються з оболонки безкаркасної конструкції. Для введення кабелів на даху і дні оболонки передбачені знімні люки, усередині конструкції встановлюється панель.

Металоконструкції заввишки від 1400 мм до 2000 мм виготовляються з оболонки каркасної конструкції з бокам і зверху закритою знімними пластинами, усередині встановлюється рама з монтажними панелями. Двері в металоконструкції закриваються замком.

Струмоведачі частини і електромонтаж усередині шафи закривається металевим екраном. При п'ятижильній схемі встановлюються дві шини РЕ і N. Для контролю напруги на введенні можуть використовуватися вольтметри і інша індикація. Для обліку споживання електроенергії в перебігу будь-якого моменту часу можуть використовуватися електричні лічильники або аналізатори мережі. Розподіл електричної енергії проводиться за допомогою мідних шин.

Вимоги безпеки відповідають ГОСТ 19734 і ГОСТ 22789-94, а також вимогам «ПУЄ», «Правил технічної експлуатації електроустановок споживача» затверджених Міненерго, Вимоги пожежної безпеки відповідають ГОСТ 12.1.004-85.

Українськими інженерами розроблена і запатентована схема пристрою АВР [14], яка надає можливість безперебійної роботи електрообладнання та комп'ютерної мережі в тому числі без таких джерел живлення. Це сталося тому що АВР, який пропонує ТОВ "АС" має такий малий час на перемикання з основного уводу на резервний, що дозволяє його використання для живлення навіть комп'ютерних мереж.

"АВР" від ТОВ „АС” має такі властивості:

– швидкодія забезпечує безперервну роботу електрообладнання під час зникнення напруги на одному з уводів, а саме:

– час перемикання основного уводу на резервний - 20мс.

– час перемикання резервного уводу на основний - 15-20мс.

– номінальний робочий струм 400А, номінальна напруга силової мережі 380В.

– може встановлюватися в будівлях, де для електрощитової не має спеціального приміщення.

– використання імпульсних контакторів, які не гудять, не гріються та не споживають електроенергію.

– неможливість подачі до електроприймачів неповнофазної електричної енергії (наприклад: як що з двох уводів напруга є тільки на одному уводі та тільки на 2-х фазах).

– всі комплектуючі вироби АВР АС вітчизняного виробництва.

– відсутність залежності зусиль притиснення контактів від пониження напруги в мережі.

– неможливість подачі напруги до споживача з двох уводів одночасно.

– після подачі імпульсу напруги тривалістю 10-20мс електромагнітна система набирає властивості потужного сталого магніту та утримує контактну групу в замкнутій позиції необмежений час без споживання електроенергії на її утримання.

– повернення в початкову позицію відбувається після подачі електричного імпульсу, який знімає магнітний потік.

Найбільш швидким пристроєм АВР, який за своїми технічними показниками є найбільш близьким до того що пропонує ТОВ "АС" – це АВР фірми ASCO (США).

Час перемикання з основного уводу на резервний за паспортними даними АВР ASCO становить 160мс, в той час як перемикання "АВР – АС" становить 20мс.

Технічні характеристики АВР від АС (рис. 5.1):

1. Перевірка відповідності напруги на введеннях наступним параметрам: (амплітудна симетрія мережевої напруги; наявність трьох фаз; дотримання послідовності фаз).

2. Номінальний робочий струм 400А.

3. Номінальна напруга силового ланцюга 380В, 50Гц.

4. Час перемикання основного введення на резервний - 20мс.

5. Повернення в початковий стан не раніше чим через 10сек, після відновлення параметрів мережі.

6. Регулювання витримки часу на включення від 10 до 220 сік

7. Спрацьовування протягом 0,02сек при неприпустимих коливаннях напруги мережі: (різке підвищення напруги більше 60% від номінального; обрив однієї з фаз).

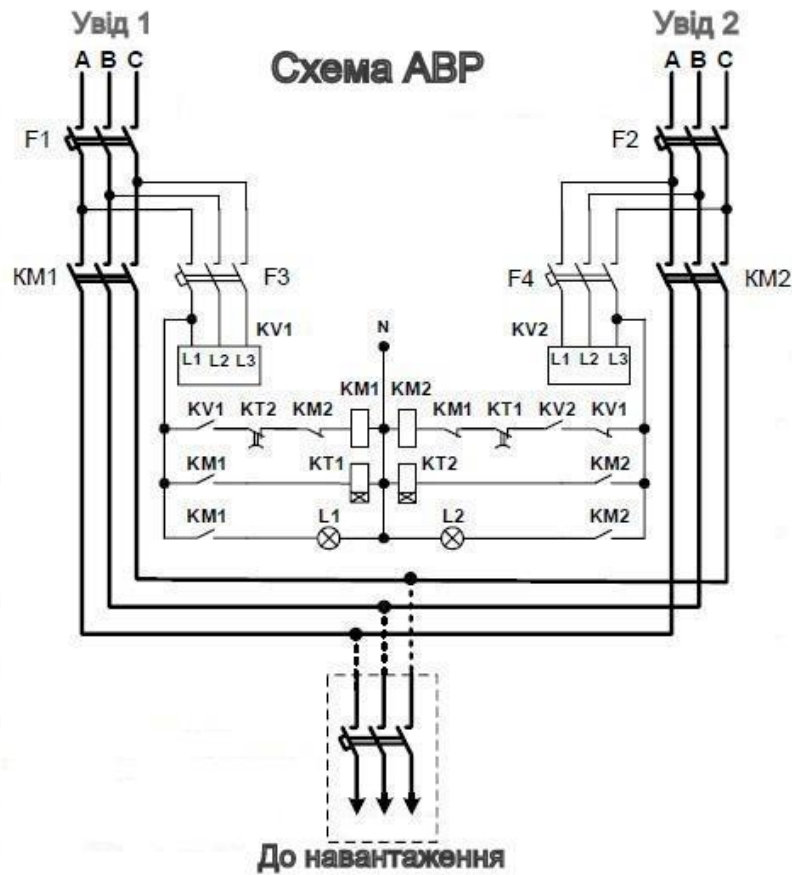


Рисунок 5.1 – Схема блоку автоматичного ввімкнення резерву.

8. Спрацьовування протягом 0,1сек при неприпустимих коливаннях напруги мережі: (підвищення напруги вище виставленого U_{max} ; зниження напруги більш, ніж на 30В від виставленого U_{min}).

9. Допустима величина амплітудного перекосу фаз - 60В.

10. Діапазон регулювання спрацьовування по U_{max}/U_{min} , 5 - 25% від номінального.

11. Затримка спрацьовування по U_{min} – 12сек.

12. Контактори не гудуть, не гріються і не споживають електроенергії. Неможливість подачі в навантаження неповнофазної електричної енергії (наприклад: якщо з двох вводів напруга є тільки на одному введенні і лише на 2-х фазах).

13. Відсутність залежності зусиль притиснення контактів від пониження напруги в мережі.

14. Неможливість подачі напруги на споживач з двох введень одночасно.

Робота схеми автоматичного введення резерву [14, 15].

Розглянемо роботу АВР при виході з ладу вводу 1.

При наявності напруги до вимикача Q3 контакти 3KV1 і 3KV2 реле напруги розімкнені, не дозволяючи спрацювати реле часу КТ1. При цьому повинен бути ввімкнені роз'єднувачі на резервному ввіді QS5 і QS6 та на шинах резервного живлення повинна бути напруга. При вимкненні Q3 отримує живлення реле часу КТ3. Реле часу замикає свій контакт в колі ввімкнення Q6 – його котушки YAC 6, яка не спрацьовує через розімкнутий контакт при ввімкненому Q3.

Вимкнення Q3 можливе шляхом натискання кнопки або замикання контактів KL в колі котушки відключення Q3 –YAT3. Проміжне реле своїми контактами блокується і відключення його можливе шляхом натискання кнопки 3SBT. При ввімкненні Q6 підготовлюється можливість само відключення при спрацюванні струмового реле КА6 в колі релейного захисту.

Подвійний комплект реле напруги в схемі передбачаються для виключення помилкового спрацювання схеми в наслідок обриву проводів в колі живлення цих реле, перегорання запобіжників або пошкодження однієї з фаз трансформаторів напруги.

5.3 Автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації

На виконання пункту 6 означених вимог до встановлення АВР необхідно забезпечити підтримування необхідного рівня напруги при роботі обладнання.

З метою підтримки необхідного рівня напруги на шинах водогрійної котельні використаємо регулювання напруги U_n (Рис. 5.2) зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів знижувальних підстанцій, що живлять розподільну мережу молокозаводу [14, 15].

Для зміни коефіцієнта трансформації під навантаженням трансформатори обладнаємо пристроями РПН. Автоматична зміна n_m здійснюється регулятором АРКТ, за допомогою якого здійснюється керування пристроєм РПН [14, 15].

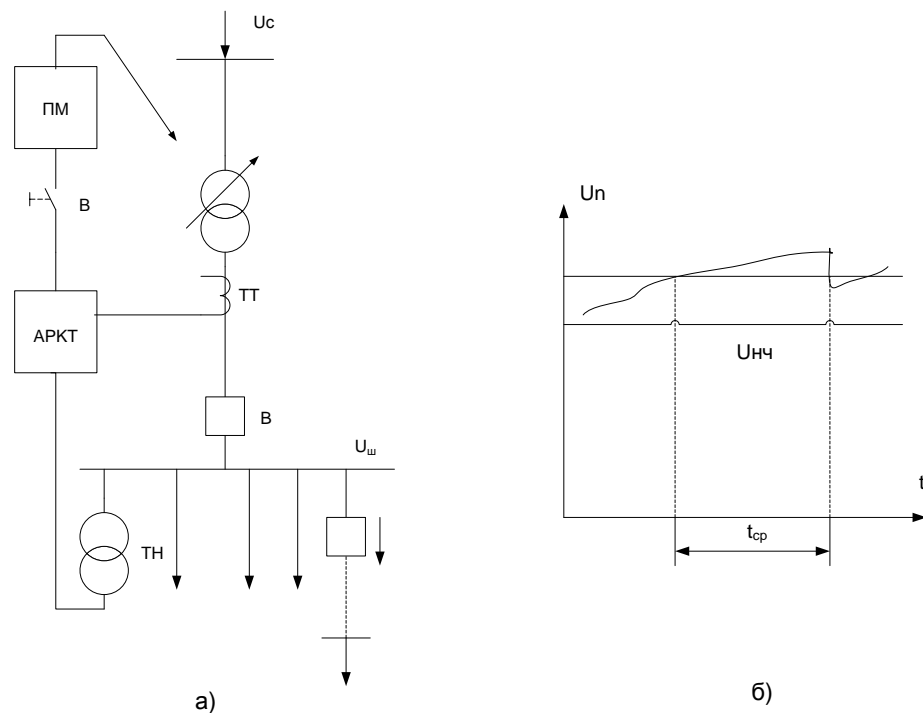


Рисунок 5.2 – Схема (а) та характеристика напруги на затисках електроприймачів за наявності АРКТ (б).

Шин знижувальної підстанції є розгалуженою для забезпечення електроенергією значну кількість електроприймачів. Використовуємо метод фіксації незмінної напруги в деякій контрольованій точці [15], представивши мережу у вигляді еквівалентної лінії з одним навантаженням вкінці. Оскільки значення напруги U_n при даному напруги на шинах $U_{ш}$ залежить від падіння напруги в еквівалентній лінії ($U_n = U_{ш} - Z_{e.l} \cdot I_n$), та напруга $U_{ш}$ повинна бути тим більше, чим більше навантаження споживача. В нашому випадку йде мова про зустрічне регулювання напруги [14].

Незмінність напруги в контрольованій точці мережі при різних режимах навантаження може бути забезпечена, якщо на вході засобу вимірювання встановити АРКТ напруги в ланцюзі регулювання. Для цього до нього необхідно підвести напругу:

$$U_n = U_{ш} - \sigma \cdot I_n, \quad (5.1)$$

Засіб вимірювання АРКТ є регулятором за відхиленням напруги від заданого значення $U_{\text{КОНТР}}$ (рис. 5.2), пропорційного напрузі в контрольованій точці. Якщо, $\sigma \cdot I_n$ буде рівне падінню напруги в еквівалентній лінії $Z_{e,l}$ (від шин підстанції до контрольованої точки), то за наявності АРКТ напруга у споживача відповідатиме заданому значенню. Тобто, необхідно ввести у вимірювальний засіб напруги АРКТ сигнал, що пропорційний струму навантаження.

Доцільно використовувати сумарний струм навантаження, оскільки при різних графіках зміни навантажень споживачів регулювання по сумарному струму точніше відповідає необхідному закону регулювання.

Засіб вимірювання підключається до трансформатора напруги ТН та трансформатора струму ТС (Рис. 5.2, а).

При відключенні вимикача В (рис. 5.2, а) АРКТ необхідно вивести з роботи, що здійснюється допоміжним контактом В шляхом від'єднання виходу АРКТ від приводного механізму.

В нашому випадку живлення здійснюється через дві трансформаторні підстанції, тому АРКТ встановлюємо на основному трансформаторі.

Особливостями АРКТ є наявність зони нечутливості $U_{\text{нч}}$, яка вибирається більшою, ніж ступінь зміни напруги $\Delta U_{\text{ст}}$ при перемиканні одного відпаювання:

$$U_{\text{нч}} = (1,25 \div 1,3) \cdot \Delta U_{\text{ст}}. \quad (5.2)$$

Перемикання необхідно проводити з витримкою часу, що забезпечує налагодження від короточасних коливань напруги при запуску електродвигунів. Тому при виході напруги у споживача із зони нечутливості регулятора (Рис. 5.2, б) АРКТ за час $t_{\text{сп}} = (1 \div 2) \text{хв}$ впливає на РПН.

5.4 Висновки до п'ятого розділу

Проведений аналіз побудови систем автоматичного введення резерву на підприємствах і запропонована система автоматичного ввімкнення резервного живлення (АВР).

Аналіз показав, що на водогрійній котельні для забезпечення надійності доцільно встановити пристрій АВР із включенням секційного вимикача, що дозволить спростити налаштування релейного захисту.

Запропоновано для підтримки необхідного рівня напруги на шинах водогрійної котельні використати регулювання шляхом зміни коефіцієнта трансформації трансформаторів знижувальних підстанцій.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Планування системи планово-попереджувальних ремонтів

Ремонт електрообладнання на котельні здійснюється відповідним ремонтним персоналом, що входить у штатний розклад відділення.

Одним із основним документом для планування ремонту електрообладнання, що знаходиться на підприємстві є графік планово-попереджувальних робіт (ППР).

Графік планово-попереджувальних ремонтів складається у відповідності до дефектних відомостей, а також на основі норм часу на експлуатацію та ремонтні роботи на підприємстві. Крім цього необхідно знати [21]:

- для нового обладнання – час вводу в експлуатацію;
- для старого обладнання – час останнього ремонту;
- міжремонтні періоди і ремонтний цикл в залежності від виду ремонту;
- нормативну трудомісткість ремонтних робіт.

Згідно цієї інформації будується графік ППР.

Трудомісткість ремонту визначається виходячи з втрат часу на проведення одного ремонту одиниці обладнання одним робітником.

Річна сумарна трудомісткість визначається виходячи із нормативної кількості обладнання і кількості ремонтів:

$$T_{p.p} = Q_{p.p} = S \cdot T_{p.p.i} \quad (6.1)$$

Крім ремонту електрообладнання здійснюється ще його міжремонтне обслуговування:

$$T_{m.o} = O_{m.o} = 0,1 \cdot T_{p.p} = 0,1 \cdot 1801 = 180,1 \text{ люд} \cdot \text{год} .$$

Сумарна трудомісткість всіх робіт становить:

$$T_{\Sigma} = T_{p.p} + T_{m.o} = 1801 + 180,1 = 1981,1 \text{ люд} \cdot \text{год}$$

Графік планово-попереджувальних ремонтів приведений у таблиці 6.1.

– продовження таблиці 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	17
Реле	18	10.07.2019	12								ПР					2	36
Всього																	1801

6.2 Планування чисельності ремонтно-експлуатаційного персоналу

Планування штатної чисельності персоналу.

Для визначення необхідно кількості ремонтно-експлуатаційного персоналу скористаємось формулою:

$$Ч_{СП} = T / (\Phi \cdot K_{ВН}), \quad (6.2)$$

де T – об'єм робіт в затратах праці, людино-годин; Φ – річний фонд робочого часу одного працівника; $K_{ВН}$ – коефіцієнт виконання норми часу $K_{ВН} = 1,1$.

Таблиця 6.2 – Річний фонд часу

№	Склад робочого часу	планом на 2019 рік
1	Календарний фонд часу, днів	365
2	Кількість вихідних днів:	115
	Святкових	11
	Вихідних	104
3	Кількість календарних робочих днів	250
4	Неявки на роботу, днів:	39
	чергові і додаткові відпустки	24
	відпустки по навчанню	3
	відпустки в зв'язку з пологами	—
	неявки по хворобі	12
5	Інші неявки, що дозволені законом, днів	2
6	Число робочих днів в році	170
7	Середня тривалість робочого дня, год	8
8	Корисний фонд робочого часу одного робітника, год	1360

З таблиці 6.2 випливає, що фонд робочого часу рівний: $\Phi = 1360$ год.

$$\text{Отже, } Ч_{сп.чп} = \frac{1981,1}{1360} \approx 2 \text{ чол.}$$

Приймаємо чисельність робітників на ділянці обслуговування і ремонту 2 чоловіка.

Складаємо штатний розклад по підприємству та приймаємо: чисельність чергового персоналу у складі 1 чоловік, кількість робітників ремонтного персоналу VI розряду у складі 1 чоловіка.

Штатний розпис наведено в таблиці 6.3

Таблиця 6.3 – Штатний розклад підприємства

№	Назва посади	Розряд	Кількість	Тарифна ставка	Місячний оклад
1	Черговий електрик	V	1	3.27	–
2	Електромонтер	VI	1	3.63	–

Планування заробітної плати.

Фонд заробітної плати складається з основної і додаткової.

Фонд основної заробітної платні складається з тарифного фонду, доплат за роботу в нічний час, святкові дні, надбавка за професійну майстерність.

Тарифний фонд зарплати для робітників знаходимо з виразу

$$Z_T = \sum A_1 \cdot B + \sum A_2 \cdot B, \quad (6.3)$$

де A_1 , A_2 – погодинна тарифна ставка відповідно ремонтного та експлуатаційного персоналу; B – плановий фонд робочого часу.

Підставивши значення в вираз:

$$Z_T = 3.63 \cdot (8 \cdot 250) + 3.27 \cdot (8 \cdot 250) = 13800 \text{ грн.}$$

Доплата за роботу в нічний час черговому персоналу складає:

$$Z_H = 0.2 \cdot \sum A_2 \cdot B / 3 = 0.2 \cdot 3.27 \cdot (8 \cdot 250) / 3 = 436 \text{ грн.}$$

Доплата за роботу в святкові дні черговому персоналу складає

$$Z_H = 0.03 \cdot \sum A_2 \cdot B = 0.03 \cdot 3.27 \cdot (8 \cdot 250) = 196.2 \text{ грн.}$$

Доплата за професійність

$$Z_H = 0.1 \cdot Z_T = 0.1 \cdot 13800 = 1380 \text{ грн.}$$

Фонд додаткової заробітної плати складається з оплати чергових відпусток робітників, а також на оплату часу на використання державних та суспільних обов'язків. Величину цих доплат можна прийняти в розмірі 11 % до основної.

Дані по розрахунку заробітної плати зводимо в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Розрахунок річного фонду заробітної платні

група	Кількість	Основна заробітна платня, грн./міс				Додатков а заробітна плата, грн.	Річний фонд зарплатні, грн	Нарахув ання на зарплату, грн
		Тариф, грн.	Доплата					
			Нічний час	Святко вий	Майстер ність			
Черговий електрик Vр.	1	5536.00	439.76	193.84	553.60	608.96	87985.92	32554.8
Електромонтер VI р.	1	5248.00	-	-	577.28	577.28	76200.96	28194.35
Всього	2	10784.00	439.76	193.84	1130.88	1186.24	164186.88	60749.15

6.3 Планування кошторису експлуатаційних витрат

Річні експлуатаційні витрати по експлуатації і обслуговуванню схеми електропостачання електрообладнання включають в себе такі статті витрат:

- основна і додаткова заробітна плата;
- нарахування на заробітну плату;
- відрахування на амортизацію;
- затрати на розхідні матеріали;
- експлуатаційні затрати;
- інші витрати.

Стаття «експлуатаційні затрати» включає витрати по технічному обслуговуванню мереж і обладнання, що експлуатується підприємством. Величину експлуатаційних затрат приймаємо в розмірі 15% основної і додаткової зарплати ремонтно-експлуатаційного персоналу:

$$Z_{EKC} = 0.15 \cdot \Phi_{PIЧ} = 0.15 \cdot 164186.88 = 24628.00 \text{ грн.}$$

Вартість матеріалів і запчастин, що витрачається на ремонт електрообладнання, приймаємо 20% від фонду основної заробітної платні.

$$Z_{MZ} = 0.2 \cdot \Phi_{PIЧ} = 0.2 \cdot 146126.32 = 29225.26 \text{ грн.}$$

Стаття втрат «інші витрати» розраховують 15% від основної зарплатні. Амортизаційні відрахування зводимо в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Розрахунок амортизаційних відрахувань

Перелік по групах	Вартість, грн	Відрахування на амортизацію, грн.
1	2	3
Електричні мережі	185550	27832.5
Вимірювальні трансформатори	396000	59400
Панелі РП-0.4 кВ	409050	61357.5
Силові розподільчі щитки	204000	30600
Двигуни 0.4 кВ	750000	112500
Світильники та щитки	63000	9450
Всього	32007600	301140

Результати розрахунку кошторису річних експлуатаційних витрат зводимо в таблицю 6.6.

Таблиця 6.6 – Кошторис річних експлуатаційних витрат

№	Стаття витрат	Витрати, грн	Відсотки до загального, %
1	Основні і допоміжні ЗП	164186.88	27.3
2	Нарахування на ЗП	60749.15	10.1
3	Експлуатаційні матеріали	24628.00	4.1
4	Амортизаційні відрахування	301140	50.0
5	Матеріали, запасні частини	29225.26	4.86
6	Інші витрати	21918.95	3.64
7	Разом	601848.24	100

6.4 Планування собівартості передачі і розподілу електроенергії

Плата за електроенергію, яка отримується відділенням визначається по формулі:

$$P = C_{ex} \cdot E_{отрим}, \quad (6.4)$$

де C_{ex} – вартість 1 кВт·год електроенергії, грн/кВт·год. Згідно даних Обленерго $C_{ex} = 1,68$ грн/кВт·год.

Отже, плата за отриману електроенергію складе:

$$P = 1,68 \cdot 833689,2 = 1400597,86 \text{ грн.}$$

Собівартість розподілу однієї кіловат-години корисного споживання електроенергії:

$$C_{розп} = \frac{B_{експ}}{E_{річне}}, \quad (6.5)$$

де $B_{експ}$ – річні експлуатаційні витрати.

$$\text{отже, } C_{розп} = \frac{601848,24}{1400597,86} = 0,429 \text{ грн/кВт·год.}$$

Собівартість корисної одержаної електроенергії включає витрати підприємства на оплату електроенергії, річні експлуатаційні витрати на утримання загальної схеми електропостачання.

6.5 Заходи щодо зменшення затрат

Основними заходами щодо зменшення затрат є: доцільне використання електроенергії; складання раціонального плану виконання планових ремонтів; ефективно і якісно виконання ремонтів, проведення технічних оглядів та своєчасне обслуговування; заміна застарілого обладнання на новітні технології.

Доцільне використання електроенергії призводить до зменшення споживаної потужності, а це можливо здійснити лише за рахунок переходу на енергозберігаючі технології виробництва, логічне і свідоме відмовлення від деяких зайвих споживачів електроенергії та заміна старого обладнання на нове, більш ефективніше і економніше. При здійсненні ремонту обладнання, його можна згрупувати по ідентичності та по міжремонтних періодах, що призведе до скорочення часу проведення ремонту та втрат від недовідпуску електроенергії (простою обладнання). Вчасне і правильне обслуговування зменшить як об'єми ремонтних робіт, так і тривалість робіт. Це також дасть можливість уникнути аварійних зупинок електрообладнання. Переважна більшість обладнання є морально і фізично застарілим, що призводить до частих непередбачених ремонтів, об'єми ремонтних робіт збільшуються і частіше виникають аварійні пошкодження і ситуації. Тому необхідно правильно використовувати САПР, яка

дозволяє запобігати інтенсивності фізичного зносу і підтримувати обладнання в певному технічному стані.

Слід відмітити, що скорочення витрат за рахунок зменшення фонду заробітної плати є недоцільним і неефективним. Краще замість цього забезпечити технічну експлуатацію обладнання або здійснити пошук аналогів направлених на зменшення енергоспоживання (зменшення втрат).

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Аналіз потенційних небезпек і шкідливих виробничих факторів

Водогрійна котельня відноситься до власних потреб молокозаводу, її обслуговування здійснюється експлуатаційним та обслуговуючим персоналом підприємства, тому заходи по охороні праці стосуються всього промислово-виробничого персоналу при роботі не тільки з обладнанням, а й на території.

Робота на підприємстві пов'язана з впливом багатьох небезпечних та шкідливих факторів на людський організм. Такими факторами є шум, вібрація, висока температура, сильне електромагнітне поле, небезпека ураження струмом високої напруги [22].

Виробництво теплової енергії на водогрійній котельні пов'язано з спалюванням газу, що супроводжується викидом в атмосферу шкідливих речовин.

Характеристика небезпечних виробничих факторів і викидів наведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Характеристика небезпечних виробничих факторів

№ з/п	Джерело небезпеки	Характеристика факторів
1	Виробничі механізми	Підвищений рівень шуму $L = 102$ дБ, $f = 63$ Гц. (ГДР $L = 99$ дБ, $f = 63$ Гц) Підвищений рівень вібрації $L_v = 96$ дБ, $f = 16$ Гц (ГДР $L_v = 92$ дБ, $f = 16$ Гц)
2	Трансформатори	Підвищене електромагнітне поле $E = 56$ В/м, $f = 0.06$ МГц (ГДР $E = 50$ В/м, $f = 0.06$ МГц)
3	Котли	Підвищений рівень температури в робочій зоні $T = 30 - 35$ °С ($T_{доп} = 26$ °С) Запиленість, можливість падіння з висоти $h = 36$ м.
4	Електрообладнання	Ураження електричним струмом високої напруги $U = 220 - 10000$ В; $f = 50$ Гц ; $I \gg I_{доп} = 0.01$ А

7.2 Забезпечення нормальних умов праці на підприємстві

З метою забезпечення нормальних умов праці на підприємстві проводиться комплекс заходів, з яких можна виділити такі [22]:

а) Лікувально-профілактичні: наявність пункту першої медичної допомоги; можливість отримання путівки на лікувально-профілактичний відпочинок; видача талонів на спец харчування.

б) Соціально-економічні: доплата до заробітної плати згідно розроблених карт умов праці і даних санепідемстанції; збільшення тривалості відпустки; доплата за роботу в багатозмінному режимі; при тимчасовій втраті працездатності здійснюється доплата до бюлетенів в залежності від стажу роботи.

в) Гігієнічні: наявність централізованих роздягалень з душовими та організація прання спецодягу працівників.

г) Організаційні: щорічне проведення перевірки знань правил технічної безпеки виробничим персоналом; кожного четверга проводиться день техніки безпеки; виконання небезпечних робіт тільки по наряду; проведення всіх типів інструктажів.

д) Технічні: заходи, метою виконання яких є зменшення або ліквідація дії шкідливих факторів на організм людини, шляхом вирішення проблеми з застосуванням додаткових технічних пристроїв (захисні екрани, занулення та інше).

В таблиці 7.2 наведено оптимальні значення метеорологічних умов в основних виробничих приміщеннях водогрійної котельні, відповідно до існуючих норм ГОСТ 12.1.005 – 76 [22].

Таблиця 7.2 – Оптимальні значення метеорологічних умов

Характеристика приміщення	Категорія робіт	Період року	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Насосне відділення та головний щиток управління (приміщення, що характеризуються незначним надлишком наявного тепла)	Легка Іа	Холодний	22 – 24	40-60	0.1
	Середньої важкості Іа		18 – 20	40-60	0.2
	Середньої важкості Іб		17 – 19	40-60	0.2
	Важка ІІІ		16 – 18	40-60	0.3
Котельне відділення (приміщення з надлишком тепла)	Легка Іа	Теплий	23 – 25	40-60	0.1
	Середньої важкості, Іа		21 – 23	40-60	0.3
	Середньої важкості, Іб		20 – 22	40-60	0.3
	Важка ІІІ		18 – 20	40-60	0.4

При проведенні ремонтних робіт в середині котла, зокрема при роботі з абразивним інструментом, зварюванні або термічній обробці виникає необхідність вентиляції робочих приміщень, пов'язана з підвищеною температурою та наявністю шкідливих домішок в повітрі. З цією метою використовуються установки, які подають повітря безпосередньо до робочого місця.

Основним засобом для створення нормальних метеорологічних умов в робочій зоні є штучна вентиляція. Характеристика штучної вентиляції в приміщенні з котлами дана в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 – Характеристика штучної вентиляції

Приміщення	Тип вентиляції	Вентиляційне обладнання	Кратність повітрообміну, 1/год
Насосне відділення	Витяжна	Дахові відцентрові вентилятори ВЦ-4-70	3 – 4
Санвузли та загальні приміщення	Витяжна	Осьові вентилятори ОВ-3-60	4 – 5
Котельне відділення	Нагнітальна	Відцентрові вентилятори ВЦ-4-70	8 – 10
ГЩУ	Витяжна	Відцентрові вентилятори Ц-3-70	6 – 7

Для усунення шкідливого впливу вібрації застосовують віброізолятори в вигляді резинових прокладок або пружин, на які встановлюється джерело вібрації – і вони значно зменшують її рівень.

З метою захисту від теплової дії на організм людини, всі поверхні нагрівання покриваються теплоізоляційними азбестовими блоками, які застосовуються також і для захисту від шуму, обкладаючи ними майстерні ремонтного персоналу.

Також для захисту персоналу застосовують засоби індивідуального захисту, призначення яких відображено в таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Засоби індивідуального захисту

Шкідливий фактор	Призначення засобів захисту	Назва засобу захисту	Спеціальність працівника
Шум	Захист органів слуху	Протишумові вкладиші та навушники	Весь персонал ТЕЦ та котельні
Дрібні частинки та пил	Захист органів зору	Захисні окуляри	Слюсарі з абразивним інструментом і токарі
Висока температура	Захист шкіри	Брезентовий спецодяг	Термісти, електрозварники
Ураження електричним струмом	Захист ремонтно-експлуатаційного персоналу	Електроізоляційні засоби, захисне заземлення та занулення	Електромонтери та електрозварники
Падіння з висоти	Захист ремонтно-експлуатаційного персоналу	Огорожі та монтажні пояси	Персонал, що працює на висоті

Забезпечення безпеки протікання технологічних процесів [22].

Для забезпечення нормального протікання технологічних процесів, монтажу і експлуатації обладнання з точки зору електробезпеки, основним засобом є захисне заземлення – умисне електричне з'єднання з землею або її еквівалентом не струмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок к.з. на корпус обладнання чи з інших причин.

Проведемо розрахунок заземлення для насосного відділення водогрійної котельні [22]:

- найбільший струм через заземлення при замиканні на землю на стороні 6 кВ рівний 22 А;
- ґрунт в місці спорудження – кам'яниста глина;
- додатково в якості заземлення використовується водопровід з опором розтікання 6 Ом.

Плануємо спорудження заземлення навколо будівлі, з вертикальним розміщенням електродів в один ряд довжиною 12 м (арматурні металеві штирі діаметром 20 мм), глибина занурення стержнів від поверхні 0.7 м, горизонтальний контур виконаний з того ж матеріалу.

Визначаємо потрібний опір заземлення для сторони 10 кВ

$$r_3 = \frac{u_3}{i_3}, \quad (7.1)$$

де u_3 – розрахункова напруга на заземлюючому електроді, приймаємо рівним 125 В.

$$r_3 = \frac{u_3}{i_3} = \frac{125}{22} = 5.7 \text{ Ом} < r_{\text{доп}} = 10 \text{ Ом}.$$

Для сторони 0.4 кВ, приймаємо $r_3 \leq 4$ Ом, тому за розрахунковий приймаємо опір $r_3 = 4$ Ом.

Опір штучного заземлення розраховуємо з врахуванням використання в якості паралельної гілки заземлення. Він становить:

$$R_{\text{ш}} = \frac{r_B \cdot r_3}{r_B - r_3} = \frac{6 \cdot 4}{6 - 4} = 12 \text{ Ом}.$$

Рекомендований для розрахунків опір ґрунтів в місці спорудження заземлення кам'янистої глини складає $\rho_{\text{сп}} = 100$ Ом·м. Підвищуючи коефіцієнт K для третьої кліматичної зони приймаємо рівним 2.4 – для горизонтальних і 1.5 – для вертикальних електродів [22].

Розрахункові питомі опори ґрунту для електродів:

горизонтальний: $\rho_{\text{сп.г}} = \rho_{\text{сп}} \cdot K_g = 100 \cdot 2.4 = 240 \text{ Ом} \cdot \text{м} ;$

вертикальний: $\rho_{\text{сп.в}} = \rho_{\text{сп}} \cdot K_v = 100 \cdot 1.5 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м} .$

Визначаємо опір розтікання стержня діаметром 20 мм, довжиною 2 м при заглибленні нижче рівня землі на 0.7 м:

$$R_{BO} = \frac{\rho_{zp.6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (7.2)$$

де t – відстань від поверхні землі до центра електрода.

$$R_{BO} = \frac{\rho_{zp.6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{0.02} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1.7 + 2}{4 \cdot 1.7 - 2} \right) = 66.86 \text{ Ом.}$$

Знайдемо наближене число вертикальних заземлювачів при коефіцієнті використання електродів $\eta_{6.o} = 0.8$.

$$n_6 = \frac{R_{B,O.}}{\eta_{6.o} \cdot R_{III}} = \frac{66.86}{0.8 \cdot 12} = 7 \text{ шт.}$$

Визначаємо опір розтікання горизонтального електрода з арматури діаметром 20 мм, що приварений до верхівок вертикальних стержнів; коефіцієнт використання в ряді з 7-ма стержнями приймаємо рівним $\eta_2 = 0.69$.

Опір розтікання горизонтального електрода

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{zp.2}}{\eta_2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{l^2}{d \cdot t} \right). \quad (7.3)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{zp.2}}{\eta_2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{l^2}{d \cdot t} \right) = \frac{240}{0.69 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 12} \cdot \left(\ln \frac{12^2}{0.02 \cdot 0.7} \right) = 42.62 \text{ Ом.}$$

Уточнюємо опір розтікання та кількість вертикальних електродів:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{III}}{R_{\Gamma} - R_{III}} = \frac{42.62 \cdot 12}{42.62 - 12} = 16.7 \text{ Ом.}$$

$$n_6 = \frac{R_{B,O.}}{\eta_{6.o} \cdot R_B} = \frac{66.86}{0.8 \cdot 16.7} = 6 \text{ шт.}$$

Остаточно приймаємо 6 вертикальних електродів.

В приміщенні компресорної заземлюючий контур виконуємо на висоті 0.5 м від рівня підлоги з арматури діаметром 20 мм. Заземленню підлягають всі металеві частини електрообладнання, заземлення виконується сталевною смугою перерізом 25x4 мм і кріпиться за допомогою зварювання.

Пожежна безпека.

Таблиця 7.5 – Класифікація небезпек виробничих приміщень

Назва приміщення	Категорія небезпеки	Характеристики електробезпеки	Умовне позначення
Насосне відділення	Г	2-й клас з підвищеною небезпекою	Електродвигун серії А-12 і 4А
Котельне відділення	В	2-й клас з підвищеною небезпекою	Електродвигун серії 4А
ГЩУ і загальні приміщення	Д	1-ший клас з підвищеною небезпекою	
РП і ТП	Д	3-й клас з особливою небезпекою	КРП, ПСН і ТМ-630/10

Таблиця 7.6 – Пожежонебезпечні властивості речовин і матеріалів

Назва речовини	Температура			Засоби гасіння
	спалахування °С	самозаймання °С	займання °С	
Газ	-	-	300	Вуглекислота, піна, вогнегасник (порош.)

Таблиця 7.7 – Первинні засоби пожежогасіння

Приміщення	Площа, м ²	Первинні засоби пожежогасіння			
		вогнегасник	ящик з піском	кошма	відро
Котельна зала	232,36	ОУ-80 : 4 шт. ОХП : 2 шт.	2	-	-
Приміщення низьковольтного РП	11,68	ОУ-80 : 4 шт. ОХП : 4 шт.	2	-	-
ГЩУ і загальні приміщення	34,69	ОУ-80 : 2 шт. ОХП : 8 шт.	-	2x2: 2шт.	-
РП і ТП	234	ОУ-80 : 8 шт.	-	-	-

7.3 Забезпечення техногенної безпеки на підприємстві

Забезпечення техногенної безпеки на об'єктах господарювання здійснюється шляхом проведення комплексу заходів щодо запобігання можливим надзвичайним станам (НС) [23].

Запобігання НС проводиться шляхом зниження ризиків виникнення (відвернення) та пом'якшення наслідків (зменшення втрат та збитків) за такими напрямками: моніторинг і прогнозування НС; раціональне розміщення продуктивних сил на території з урахуванням природної і техногенної безпеки; відвернення, у межах можливого, деяких несприятливих і небезпечних природних явищ та процесів шляхом систематичного зниження накопиченого руйнівного потенціалу; відвернення аварій і техногенних катастроф шляхом підвищення технологічної безпеки виробничих процесів та експлуатаційної надійності обладнання; розробка і здійснення інженерно-технічних заходів, спрямованих на усунення джерел НС, пом'якшення їх наслідків, захист населення і матеріальних засобів; підготовка об'єктів економіки і систем життєзабезпечення населення до роботи в умовах НС; декларування промислової безпеки; ліцензування діяльності ОПН; страхування відповідальності за завдану шкоду внаслідок експлуатації ОПН; проведення державної експертизи у сфері запобігання НС; державний нагляд і контроль з питань природної і техногенної безпеки; інформування населення про потенційні природні та техногенні загрози на території, де воно проживає; підготовка населення у сфері захисту від НС.

Кожен напрям реалізується шляхом планування і виконання відповідних заходів [23].

Ефективність економіки держави залежить від того, наскільки окремі галузі господарства здатні стійко працювати не тільки в звичайних умовах, а і в умовах надзвичайних ситуацій мирного та воєнного часу.

Значні руйнування, пожежі та втрати серед населення, викликані наслідками надзвичайних ситуацій, можуть стати причиною різкого скорочення випуску промислової продукції на підприємстві, а отже, і зниження економічного потенціалу держави. Виникає необхідність завчасного прийняття заходів щодо забезпечення стійкої роботи промислових об'єктів на випадок виникнення надзвичайних ситуацій.

Вивчення можливих надзвичайних ситуацій, характерних для даної місцевості та даного виробництва, дозволяє диференційовано і найбільш

спрямовано підходити до розробки та здійснення заходів, які можуть запобігти або пом'якшити наслідки аварій, катастроф та стихійного лиха.

Під стійкістю роботи об'єкта промисловості розуміють його здатність в умовах надзвичайних ситуацій випускати продукцію в запланованому об'ємі, а при отриманні слабких і середніх руйнувань, при пожежах, повенях, зараженні місцевості, а також, при порушенні зв'язків по кооперації і постачанню відновлювати виробництво в мінімальні терміни [23].

На стійкість роботи підприємства впливають такі фактори [23]:

- захищеність робітників та службовців від уражаючих факторів надзвичайних ситуацій;
- здатність інженерно-технічного комплексу об'єкта (будівель, споруд, обладнання та комунально-енергетичних систем) протистояти руйнуючій дії вражаючих факторів аварій, катастроф, стихійного лиха та сучасної зброї;
- надійність постачання об'єкта електроенергією, водою, паливом, комплектуючими та сировиною;
- підготовленість об'єкта до проведення аварійно-рятувальних та відбудовних робіт;
- оперативність управління виробництвом та здійсненням заходів ЦЗ в надзвичайних ситуаціях.

Дані фактори визначають основні шляхи підвищення стійкості роботи об'єктів промисловості в умовах надзвичайних ситуацій, це:

- забезпечення надійного захисту робітників і службовців від уражаючих чинників в надзвичайних ситуаціях;
- захист основних виробничих фондів від руйнуючого впливу аварій, катастроф, стихійного лиха і засобів ураження;
- забезпечення стійкого постачання всім необхідним для випуску запланованої продукції;
- підготовка до відновлення порушеного виробництва;
- підвищення надійності і оперативності управління виробництвом і цивільним захистом.

Способи підвищення стійкості (надійності) роботи об'єктів промисловості в умовах надзвичайних ситуацій:

- нагромадження фонду захисних споруд ЦЗ і засобів індивідуального захисту;
- будівництво важливих підприємств за межами зон можливих руйнувань;
- будівництво підприємств-дублерів;
- розширення шляхів сполучення і розвиток всіх видів транспорту;
- підсилення і дублювання енергетичних потужностей;
- розширення зв'язків між галузями промисловості і підприємствами;
- створення матеріально-технічних резервів;
- підтримання сил ЦЗ в постійній готовності.

Захист робітників і службовців /населення/ досягається трьома основними способами:

- застосуванням засобів індивідуального захисту,
- укриттям людей в захисних спорудах;
- проведенням евакуаційних заходів для робітників і службовців та членів їх сімей.

Засоби індивідуального захисту забезпечують захист людей при знаходженні на виробничих місцях і на місцевості, яка заражена РР, ОР, НХР і БЗ.

Укриття в захисних спорудах – найбільш ефективний спосіб захисту виробничого персоналу працюючої зміни. Захисні споруди повинні будуватися на кожному об'єкті своєчасно і забезпечувати укриття найбільшої працюючої зміни.

Евакуаційні заходи забезпечують захист членів сімей робітників, службовців і виробничого персоналу непрацюючих змін.

Надійність захисту виробничого персоналу досягається застосуванням всіх трьох способів захисту з урахуванням конкретної обстановки.

Захист засобів виробництва полягає в підвищенні опірності (міцності) будівель, споруд і конструкцій об'єкта до впливу можливих вражаючих чинників і захисту виробничого обладнання, засобів зв'язку та інших засобів, які складають матеріальну основу виробничого процесу.

Забезпечення стійкого постачання досягається проведенням заходів щодо захисту комунально-енергетичних мереж, транспортних комунікацій і джерел постачання, а також створенням необхідних запасів палива, сировини, напівфабрикатів і комплектуючих виробів [23].

Підготовка до відновлення порушеного виробництва здійснюється своєчасно. Вона передбачає планування відновних робіт по різних варіантах, підготовку ремонтних бригад, створення необхідного запасу матеріалів, обладнання і направлена на поновлення випуску необхідної продукції в мінімальні терміни.

Підвищення надійності і оперативності управління виробництвом досягається створенням на об'єкті стійкої системи зв'язку, високою професійною підготовкою керівного складу до виконання функціональних обов'язків по керівництву виробництвом і заходами ЦЗ в повсякденній діяльності і в умовах надзвичайних ситуацій, а також своєчасним прийняттям правильних рішень і постановкою задач підлеглим відповідно до обстановки.

Таким чином, підвищення стійкості роботи об'єктів промисловості в умовах надзвичайних ситуацій досягається завчасним проведенням комплексу інженерно-технічних, технологічних і організаційних заходів, спрямованих на максимальне зниження впливу вражаючих чинників і створення умов для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Інженерно-технічні заходи включають комплекс робіт, направлених на підвищення стійкості виробничих будівель, споруд, технологічного обладнання, комунально-енергетичних систем [23].

Технологічні заходи забезпечують підвищення стійкості об'єкта шляхом спрощення технологічного процесу виробництва кінцевої продукції та виключення або обмеження розвитку аварій.

Організаційні заходи передбачають розробку і планування дій керівного складу, штабу, служб і формувань цивільного захисту по захисту робітників і службовців, проведенню рятувальних і невідкладних робіт, відновленню виробництва, а також випуску продукції на обладнанні, що збереглося [23].

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Вплив переробки молочної сировини на навколишнє середовище

Велика частина використаної річкової води повертається в ріки і водойми у виді стічних вод. Дотепер ріст очисних споруджень відставав від росту споживання води. Навіть при самому сучасному очищенні, включаючи біологічну, усі розчинені неорганічні речовини та до 10% органічних забруднень залишаються в очищених стічних водах. Така вода знову може стати придатною для споживання тільки після багаторазового розведення чистою природною водою. І тут для людини важливе співвідношення абсолютної кількості стічних вод, хоча б і очищених, і водяного стоку рік [24].

Стічні води підприємств, що переробляють молочну сировину, характеризуються високим ступенем забрудненості. Великі їх об'єми становлять значну небезпеку для навколишнього середовища. Причому самі по собі стічні води молочної промисловості не є токсичними, але, потрапляючи в озера, ставки і ріки, вони швидко виснажують запаси кисню, що викликає загибель мешканців цих водойм. Органічні речовини стічних вод підприємств молочної промисловості швидко піддаються бродінню і гинуть. Близько 70% забруднень стічних вод масложирової галузі харчової промисловості розкладаються протягом перших діб, тоді як стічні води заводів, що виробляють виноградний сік та солодові, мають дуже малу здатність до біологічного розкладу — за 5 діб розкладається відповідно 14 і 10% усіх забруднень. У результаті гниття білкові речовини розкладаються до амінокислот, вуглекислоти та аміаку [24].

Стічні води харчової промисловості, що викидаються на поля фільтрації, в яри та відкриті водойми, швидко загнивають, виділяють неприємні запахи. Ці забруднення розповсюджуються в межах повітряного басейну досить нерівномірно, їх концентрація в повітрі в окремих районах може досягати загрозливих для здоров'я населення розмірів. Крім того, найпоширенішими шкідливими речовинами, що надходять в атмосферу з підприємств харчової

промисловості, є органічний пил, двоокис вуглецю, бензин та інші вуглеводні, а також викиди від спалювання палива [24].

Промислова переробка сільськогосподарської сировини, що здійснюється без урахування інтересів охорони природи, призводить до забруднення не лише водних ресурсів і атмосфери, а й ґрунту, погіршення родючості землі. Поблизу підприємств молочної промисловості виникають мертві пустирі, забруднені промисловими відходами [24].

Крім того, для стічних вод молочної галузі характерним є досить високий показник вмісту зважених речовин, кількість яких перебуває в прямій залежності від забруднення сировини, що надходить на переробку. Основу цих забруднень становлять частинки родючого шару ґрунту.

Очищення стічних вод підприємств, що переробляють тваринну сировину, знаходиться на дуже низькому рівні. Більшість підприємств цієї галузі харчової промисловості розташована в сільській місцевості і дотепер не має очисних споруд і скидає стоки без необхідної очистки в яри і безпосередньо у водойми і лише в окремих випадках — на поля фільтрації. Поверхневі води можуть очистити досить незначну кількість стоків. При скиданні великих об'ємів забруднень рослинний і тваринний світ поверхневих вод гине. Стічні води, що скидаються в яри, не просочуючись у ґрунт, є причиною неприємних запахів і розмноження комах.

Що ж стосується карт фільтрації, то їх використовують багато років, більшість з них перетворилась у накопичувачі стоків глибиною 2 – 5 м. Та навіть цих недосконалих багато в чому споруд не вистачає для повного очищення стічних вод хоча б від зважених речовин [24].

Зі збільшенням переробки рослинної сировини кількість споживаної води зростатиме. Через обмеженість водних ресурсів в Україні (особливо в південних областях) рано чи пізно виникне необхідність заморожування на якомусь певному рівні об'ємів переробки сільськогосподарської сировини. Тому не можна розглядати екологічне вдосконалення технологічних процесів на підприємствах переробної промисловості лише як ширше запровадження очисних споруд, що спрямовано безпосередньо на охорону навколишнього середовища. Екологія

виробництва повинна пов'язуватись не стільки з вирішенням проблем видалення і нейтралізації відходів, скільки з попередженням їх виникнення, що докорінно змінює роль очисних споруд — з кінцевої ланки технологічного процесу вони перетворюються в проміжну, мета якої – підготовка не використуваних відходів (твердих, рідких і газоподібних) до виробничого споживання. Водночас екологічне вдосконалення технології повинно бути націлене на економію первинної сировини, що надходить на виробництво. Досягти цієї мети можна насамперед запровадженням технологічних схем його комплексної переробки [24].

8.2 Основні методи очищення стічних вод в молочній промисловості

У результаті скидання відходів молочної промисловості у стічні води змінюються фізичні властивості води (підвищується температура, зменшується прозорість); на поверхні водойми з'являються речовини, що плавають, а на дні утворюється осад; змінюється хімічний склад води (збільшується зміст органічних і неорганічних речовин, з'являються токсичні речовини, зменшується вміст кисню, змінюється активна реакція середовища й ін.); змінюється якісна і кількісна бактеріальна сполука, з'являються хвороботворні бактерії. Забруднені водойми стають непридатними для питного, а часто і для технічного водопостачання; утрачають рибогосподарське значення і т.д. Загальні умови випуску стічних вод будь-якої категорії в поверхневі водойми визначаються народногосподарською їх значимістю та характером водокористування. Після випуску стічних вод допускається деяке погіршення якості води у водоймах, однак це не повинне помітно відбиватися на його житті і на можливості подальшого використання водойми як джерело водопостачання, для культурних і спортивних заходів, рибогосподарських цілей [24].

Методи, які застосовуються для очищення виробничих і побутових стічних вод, можна розділити на три групи: механічні; фізико-хімічні, біологічні [24].

У комплекс очисних споруджень, як правило, входять спорудження механічного очищення. У залежності від необхідного ступеня очищення вони можуть доповнюватися спорудженнями біологічного або фізико-хімічного очищення, а при більш високих вимогах до складу очисних споруджень включаються спорудження глибокого очищення. Перед скиданням у водойму очищені стічні води знезаражуються, що утвориться на всіх стадіях очищення, осад, надлишкова біомаса надходить на спорудження по обробці осаду. Очищені стічні води можуть направлятися в оборотні системи водопостачання промислових підприємств, на сільськогосподарські нестатки скидатися у водойму. Оброблений осад може утилізуватися, знищуватися, складуватися [24].

Механічне очищення застосовується для виділення зі стічних вод нерозчинених мінеральних і органічних домішок. Як правило, вона є методом попереднього очищення і призначена для підготовки стічних вод до біологічних чи фізико-хімічних методів очищення. У результаті механічного очищення забезпечується зниження зважених речовин до 90%, а органічних речовин до 20% [24].

До складу споруджень механічного очищення входять ґрат, різного виду уловлювачі, відстійники, фільтри. пісковловлювачі застосовуються для виділення зі стічних вод важких мінеральних домішок (в основному піску). Збезводнений пісок при надійному знезаражуванні може бути використаний при виробництві дорожніх робіт і виготовленні будівельних матеріалів [24].

Усередники застосовуються для регулювання сполуки і витрати стічних вод. Усереднення досягається або диференціюванням потоку стічної води, що надходить, або інтенсивним перемішуванням окремих стоків.

Первинні відстійники застосовуються для виділення зі стічних вод зважених речовин, що під дією гравітаційних сил осідають на дно відстійника, чи спливають на його поверхню [24].

Біологічне очищення – широко застосовуваний на практиці метод обробки побутових і виробничих стічних вод. У його основі лежить процес біологічного окислювання органічних сполук, що містяться в стічних водах. Біологічне окислювання здійснюється співтовариством мікроорганізмів, що включають

безліч різних бактерій, найпростіших і ряд більш високоорганізованих організмів-водоростей, грибів і т.д., зв'язаних між собою в єдиний комплекс складними взаєминами (метабіозу, симбіозу) [24].

Хімічні і фізико-хімічні методи очищення відіграють значну роль при обробці виробничих стічних вод. Вони застосовуються як самостійні, так і в сполученні з механічними і біологічними методами.

Нейтралізація застосовується для обробки виробничих стічних вод багатьох галузей промисловості, що містять луги і кислоти. Нейтралізація стічних вод здійснюється з метою попередження корозії матеріалів водовідвідних мереж і очисних споруджень, порушення біохімічних процесів у біологічних окислювачах і водоймах [24].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі вирішено практичну проблему підвищення надійності системи електропостачання водогрійної котельні підприємства за рахунок застосування технічних і організаційних заходів на основі модернізації електричного обладнання та встановлення системи автоматичного введення резерву.

1. Проведений аналіз показав, що для підвищення надійності електропостачання необхідно поряд із встановленням сучасного електротехнічного обладнання та систем релейного захисту розробляти організаційні заходи, тобто розглядати надійність системи електропостачання комплексно.

2. Проведені розрахунки електричних навантажень силового та освітлювального обладнання водогрійної котельні підприємства для вибору технічних заходів забезпечення надійності роботи.

3. Проведені розрахунки розподільної мережі та здійснено вибір комутаційного обладнання водогрійної котельні для забезпечення надійності. Запропоновано обладнання для автоматичного контролю загазованості та представлена схема підключення.

4. Проведений розрахунок захисту ліній робочого живлення водогрійної котельні при однофазному замиканні на землю.

5. На основі аналізу вимог щодо побудови систем автоматичного введення резерву на водогрійній котельні встановлено пристрій АВР із включенням секційного вимикача, що дозволить спростити налаштування релейного захисту та забезпечити надійність.

6. Запропоновані організаційно-технічні заходи підвищення надійності роботи водогрійної котельні: проведені розрахунки щодо визначення оптимальної чисельності ремонтно-експлуатаційного персоналу, здійснено планування кошторису експлуатаційних витрат, планування собівартості передачі та розподілу електроенергії.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Денисюк С.П. Оптимизация электропотребления для энергосбережения в системах с преобразователями / С.П. Денисюк // Пробл. энергосбережения. –1989. – Вып. 2.– С. 49 – 52.
2. Сивокобиленко В. Ф., Деркачов С. В. Спосіб підвищення надійності електроживлення в системах електропостачання з двигунним навантаженням / В. Ф. Сивокобиленко, С. В. Деркачов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2016. № 2. – С. 84-88.
3. Бунько В. Я. Аналіз методів та засобів підвищення надійності елементів релейного захисту / В. Я. Бунько. // Вісник НТУ “ХПІ»: Энергетика, энергосберегающие технологии и оборудование № 3/1(23). – 2015. – С. 26-30.
4. Шалин, А. И. О расчете показателей надёжности релейной защиты [Текст] / А. И. Шалин, А. С. Трофимов // Журнал НГТУ. – 2004. – С. 88–98.
5. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки [Текст]:учеб. / О. Г. Захаров. – М.: Инфраинженерия, – 2014. – 128 с.
6. Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: економіка енергетики. Режим доступу: http://pidruchniki.com/73805/ekonomika/organizatsiyno-ekonomichni_zahodi_instrumenti_zabezpechennya_nadiynosti_elektropostachannya
7. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання [Текст]: навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця: –ВНТУ. – 2011. – 204 с.
8. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат. – 1987. – 368 с.
9. Козирський В. В. Електропостачання агропромислового комплексу [Текст]: підруч. / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин. – К.: Аграрна

освіта, 2011. – 448 с.

10. Кігель Г.А., Півняк Г.Г. Электричні мережі систем електропостачання: Друге вид. перероб. і доп. / Г.А.Кігкль, Г.Г. Півняк. – Дніпропетровськ: національний гірничий університет, – 2012. – 318 с.

11. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

12. Павлов Г.М. Автоматика энергосистем / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев. – Санкт Петербург: Издание Центра подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001. – 387с.

13. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, – 1985. – 640 с.

14. Беркович М.А. Основы автоматки энергосистем / М.А. Беркович, А.Н. Комаров, В.А. Семенов. – М.:Энергоатомиздат, 1981. – 433 с.

15. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения [Текст] : учебник для вузов / В. А. Андреев. – 2-е изд, перераб. и доп. – М. : Высшая школа. – 1985. – 391 с.

16. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач. Затверджено Заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду В. А. Дарчуком 18.02.1998 р.

17. Єрмолаєв С.О., Мунтян В.О., Яковлев В.Ф. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК / С.О. Єрмолаєв, В.О. Мунтян, В.Ф Яковлев. – К.: – Мета. – 2003. – 543 с.

18. George, Y. Application des compensateurs statiques aux complex de laminoirs et aux reseaux de trasport TNT [Text] / Y. George // Congres Electrotechnique Mondial. – 1977. – Report 2–47. – 28 p.

19. Железко Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях // Электричество. – 1992. – № 5. – С. 6 – 12.

20. Shalin, A. I. Efficiency of relay protection of power system [Text] / A. I. Shalin, A. S. Trofimov // 2007 International Forum on Strategic Technology. — IEEE, 2007. — P. 371–375.

21. Ялпачик В.Ф. Монтаж, експлуатація і ремонт машин та обладнання переробних підприємств: Навчальний посібник: Практикум. / В.Ф. Ялпачик [та ін.] – Мелітополь. – 2013. – 234 с.

22. 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.

23. Атаманчук П.С., Мендерецький В.В., Панчук О.П., Чорна О.Г. Інтегрований курс безпеки життєдіяльності (теоретичні основи): Навч. посіб. / П.С. Атаманчук, В.В. Мендерецький, О.П. Панчук, О.Г. Чорна. – Кам'янець-Подільський. – 2009. – 200 с.

24. Сухарев, С.М. Техноекологія та охорона навколишнього середовища [Текст]: навч. посібник / С.М. Сухарев. – Л.: Новий світ-2000. – 2004. – 256 с.