

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **Забезпечення ефективності роботи електричного обладнання котельного відділення ТЕЦ**

Виконав: студент (ка)

6 курсу, групи ЕТм-61

спеціальності

141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Миколишин В.В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Буняк О.А.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Мовчан Л.Т.

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис)

Тарасенко М.Г.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2022

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
 (повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет _____ прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
 (повна назва факультету)
 Кафедра _____ електричної інженерії
 (повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕІ

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

“ 09 ” листопада 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр
 (назва освітнього ступеня)

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

студенту _____ Миколишину Владиславу Васильовичу
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення ефективності роботи електричного обладнання котельного відділення ТЕЦ

Керівник роботи _____ Буняк Олег Андронікович, к.т.н., доцент
 (прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від “09” листопада 2022 р. № 4/7-883

2. Термін подання студентом завершеної роботи _____ 15 грудня 2022 року

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

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунково-дослідницький розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Загальні висновки. Перелік посилань.

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

Картограма електричних навантажень підприємства. Однолінійна схема електропостачання котельного відділення. Прогнозовані графіки навантажень споживачів літній та зимовий періоди. Схеми моделювання роботи мережевих насосів.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____ 10 листопада 2022 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	01.09.22 - 31.09.22	
2	Аналітичний розділ	15.10.22 - 01.11.22	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.09.22 - 15.10.22	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.09.22 - 15.10.22	
5	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	01.10.22 - 15.10.22	
6	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.10.22 - 15.12.22	
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.12.22 - 20.12.22	

Студент

_____ (підпис)

Миколишин В.В.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Буняк О. А.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2022.

У кваліфікаційній роботі проведені дослідження щодо забезпечення ефективності роботи обладнання підвищення надійності системи електропостачання котельного відділення ТЕЦ.

Здійснено розрахунки потужності котельного відділення ТЕЦ та побудована картограма електричних навантажень високовольтного та низьковольтного обладнання та вибір кабелів живлення.

Проведено вибір оптимальної потужності трансформаторів для забезпечення ефективної роботи електричного обладнання.

Проведені техніко-економічні розрахунки ефективності роботи обладнання котельного відділення в залежності від режимів теплопостачання.

Запропоновані математичні вирази щодо розрахунку необхідного моменту на валу мережевого насоса та напору води через потужність, яка споживається асинхронним двигуном.

Здійснено вибір захисного обладнання на основі проведених розрахунків струмів короткого замикання на ланках до 1 кВ та вище 1000 В .

Ключові слова: ефективність, котельне відділення, високовольтні насоси.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Характеристика системи електропостачання котельного відділення ТЕЦ	8
1.2 Оцінка ефективності роботи електроустаткування котельного відділення	12
1.3 Висновки по першому розділі	15
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Визначення електричних навантажень	16
2.2 Визначення потужності цехових трансформаторів	24
2.3 Побудова картограми електричних навантажень	25
2.4 Схеми зовнішнього та внутрішнього електропостачання та вибір перерізу кабелів живлення	28
2.5 Забезпечення ефективності котельного відділення ТЕЦ	34
2.5.1 Оцінка ефективності роботи обладнання котельного відділення в залежності від навантаження	34
2.5.2 Забезпечення ефективності роботи мережевих насосів	46
2.6 Висновки по другому розділі	53
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	54
3.1 Визначення струмів КЗ на установках напругою понад 1000 В	54
3.2 Визначення струмів КЗ на установках напругою до 1000 В	63
3.3 Вибір захисних апаратів	66
3.4 Висновки по третьому розділі	70
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	71
4.1 Аналіз потенційних небезпек і шкідливих виробничих факторів	71
4.2 Забезпечення нормальних умов праці на підприємстві	72
4.3 Аналіз стійкості підприємства при надзвичайних ситуаціях	75
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	77
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	78
ДОДАТКИ	81
Додаток А - Вибір автоматичних вимикачів, пускачів і рубильників	81

ВСТУП

Актуальність теми. В умовах сьогодення важливою характеристикою в системах генерування є ефективність виробництва електричної енергії. Перспективною технологією, яка значною мірою дозволяє вирішувати задачі енергозбереження є комбіноване виробництво теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ), яка визнана однією із головних напрямів розвитку енергетики України й відображена на законодавчому рівні [1, 2].

Не дивлячись на значний прогрес у розвитку ТЕЦ в Україні, централізоване тепlopостачання великої кількості споживачів здійснюється не від ТЕЦ, а від котельних відділень. Очевидно, що нормальна робота ТЕЦ може бути забезпечена за наявності постійних теплових навантажень. Основними споживачами електричної енергії котельних відділень є високовольтне устаткування: рециркуляційні та мережеві насоси та димососи. Мережеві насоси подають воду із трубопроводів на водогрійні котли для забезпечення тепlopостачання споживачам [2].

Тому, при дослідженні забезпечення ефективності котельних відділень потрібно підходити комплексно: по перше – провести оцінку споживання теплової енергії споживачами в літній та зимовий періоди; по друге – на основі отриманих результатів змоделювати ефективні режими роботи асинхронних двигунів мережевих насосів. Такий підхід дозволяє попри забезпечення ефективності підвищити надійність електроустановок котельних відділень ТЕЦ при різних режимах роботи та безперебійному тепlopостачанні споживачам в необхідній кількості.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення ефективності роботи котельного відділення ТЕЦ на основі дослідження режимів роботи споживання теплової енергії.

Відповідно до вказаної мети поставлені наступні завдання:

- провести аналіз електричного устаткування котельного відділення ТЕЦ;
- провести розрахунки електричних навантажень котельного відділення;

- провести вибір ефективного числа цехових трансформаторів та побудувати картограму електричних навантажень котельного відділення;
- провести вибір перерізів кабелів електроустаткування котельного відділення;
- провести оцінку ефективності роботи обладнання котельного відділення в залежності від навантаження споживачів;
- провести дослідження щодо забезпечення ефективності роботи мережевих насосів;
- здійснити вибір захисного обладнання електроустановок котельного відділення на основі проведених розрахунків струмів короткого замикання.

Об’єкт дослідження – процеси функціонування підприємств виробництва теплової та електричної енергії.

Предмет дослідження – забезпечення ефективності роботи електричного обладнання котельного відділення теплоелектроцентралі.

Наукова новизна отриманих результатів.

– запропоновано комплексний підхід для забезпечення ефективної роботи електричного обладнання котельного відділення, де оптимальний режим роботи мережевих насосів моделюється на основі споживання теплової енергії.

Практичне значення отриманих результатів. Отримані результати можна використати для підвищення рівня енергоефективності котельних відділень ТЕС та ТЕЦ.

Апробація.

Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на XI Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (7-8 грудня 2022 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (22 найменування).

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Характеристика системи електропостачання котельного відділення ТЕЦ

Котельне відділення підприємства ТЕЦ оснащено котлами типу *ПТВМ* –180 на продуктивність 180 *Гкал/год*, призначені для покриття теплофікаційних навантажень (рис. 1.1). Зміна теплопродуктивності забезпечується зміною кількості працюючих пальників при постійній витраті мережної води та змінному перепаді температури [1].

Котел *ПТВМ* –180 обладнаний двадцятьма пальниками продуктивністю: по газу – 1265 *м/год*; по мазуту 1115 *кг/год*. Повітря подається індивідуальним вентилятором при нерегульованій продуктивності [1].

Виведення димових газів проводиться з використанням димососів, через які за допомогою газоходу котли приєднані до димової труби.

Охолоджена вода по зворотному трубопроводі тепломережі діаметром 700 *мм* мережними насосами через заслінки *1ВК* –1 та *1ВК* –2 подається на котел, підігрівається та через заслінки *1ВК* –2 та *2ВК* –2 трубопроводом надходить в мережу [1].

Мережні насоси типу *СЄ*1250 –140 призначені для створення циркуляції води при заданого тиску в котлі.

Для підтримування на вході в котли постійної температури води (110–115°C) та постійної витрати палива (3000 *т/год*), використовуються насоси рециркуляції.

Основними електричними приймачами котельного відділення є електродвигуни приводів мережних і рециркуляційних насосів, насосів дуття та заслінок.

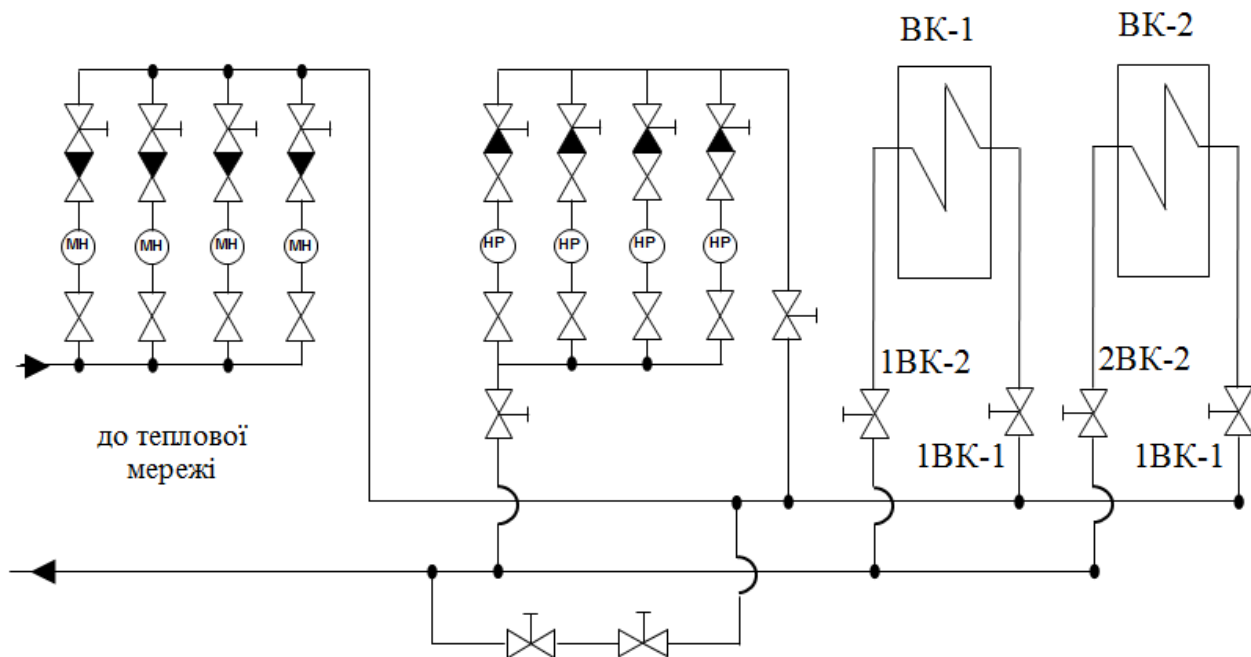


Рисунок 1.1 – Спрощена технологічна схема водогрійної котельні.

Встановлена електрична потужність підприємства ТЕЦ – 200 MВт . Теплова потужність 950 Гкал/год . Система гарячого водопостачання закрита. Температурний графік тепломережі – $100/70$. Коефіцієнт завантаження становить 0.8 . Оскільки на ТЕЦ безперервний технологічний процес, підприємство працює в три зміни не враховуючи вихідні та святкові дні.

ТЕЦ забезпечує тепловою та електричною енергією ВАТ „Прикарпаттяобленерго” – споживач електричної енергії, КП „Водотеплосервіс” – споживач тепло – енергія, а також промисловий комплекс та житлові квартали міста.

Основне технологічне паливо – кам’яне вугілля. Принцип роботи підприємства ТЕЦ: згорання кам’яного вугілля (мазуту, природного газу) використовується для нагрівання води та подальшого перетворення її в пар і вироблення електричної й теплової енергії. Утворена в котлах пара йде на турбіни, які знаходяться на одному валу з електричним генератором, що виробляє електричну енергію. Частина пари пройшовши ряд ступенів турбогенератора, йде на виробничі потреби підключених споживачів або підігрів

мережної води. Мережна вода надходить з водоймища, після чого надходить в трубопроводи теплових мереж, звідки подається в опалювальні системи підприємств, організацій чи житлових будинків.

Електрична енергія ТЕЦ видається споживачам з 3-х генераторів на напругу 6.3 кВ на шини головного розподільчого пристрою 6 кВ , а двома шинопроводами 6.3 кВ ($III-1$ та $III-2$) подається на ЗРП Хімзаводу й на три лінії електропередачі 110 кВ в систему. Також, електрична енергія через трансформатори зв'язку подається на відкритий розподільчий пристрій 110 кВ . Турбогенератор № 4 через трансформатор зв'язку без відпайки на шини 6 кВ подає енергію на ЛЕП 110 кВ . Електрична енергія передається на трансформатори $T1$, $T2$, $T3$ та шинопроводи $III-1$ та $III-2$, звідки передається безпосередньо до споживачів. Всього виробляється близько $35-40 \text{ МВт}$ електроенергії; на власні потреби використовується лише $5-6 \text{ МВт}$.

До підприємства ТЕЦ відносяться три трансформаторні підстанції, що знаходяться на її території та використовуються для власних потреб. Цими підстанціями є: $ТП-180$, $ТП-560$, $ТП-630$ $ТП-630$. Вказані ТП знаходяться в безпосередній близькості від об'єктів електроспоживання.

Освітлення робочих приміщень і цехів проводиться за рахунок власної електроенергії. Освітлювальна мережа підприємства ТЕЦ – секції шин ($61H$ та $62H$) на щиті 0.4 кВ ; для освітлення $РУ 6 \text{ кВ}$ використовують світильники типу ЛЦ „Люцента”(відкритий); на котлах, млинах застосовують світильники типу $СПБ-300$ та $ВЗГ-200$; у районах турбогенераторів, газових постів встановлено вибухонепроникні світильники типу $ВЧА-200$, на стелях $ГС-500$ (500 – ватні лампи).

На підприємстві ТЕЦ для освітлення різних робочих приміщень і цехів використовують світильники та лампи різних промислових серій і типів з відповідними технічними характеристиками.

Облік активної потужності здійснюють за допомогою трансформатора напруги 10000/100, а дані по обліку беруть з лічильника марки *CP4У – И689*.

Відповідно, облік реактивної потужності здійснюють за допомогою трансформатора струму 200/5, а дані по обліку беруть з лічильника марки *CA3У – И681*.

Основною особливістю роботи електричних систем і ТЕЦ є одночасність процесу виробництва та споживання електричної енергії. Небаланс між сумарною потужністю, яка генерується та сумарною потужністю яка споживається системою не може існувати. Порушення цього балансу призводить до погіршення роботи системи. Для правильного ведення режиму роботи необхідно знати графіки споживання потужності окремими споживачами, вузлами навантаження в системі в цілому.

Добові графіки навантаження змінюються в залежності від часу доби. Найбільшу потужність за добовим графіком, яка триває не менше півгодини називають добовим максимумом потужності (рис. 1.2). Відповідно, річні графіки змінюються відповідно до пори року.

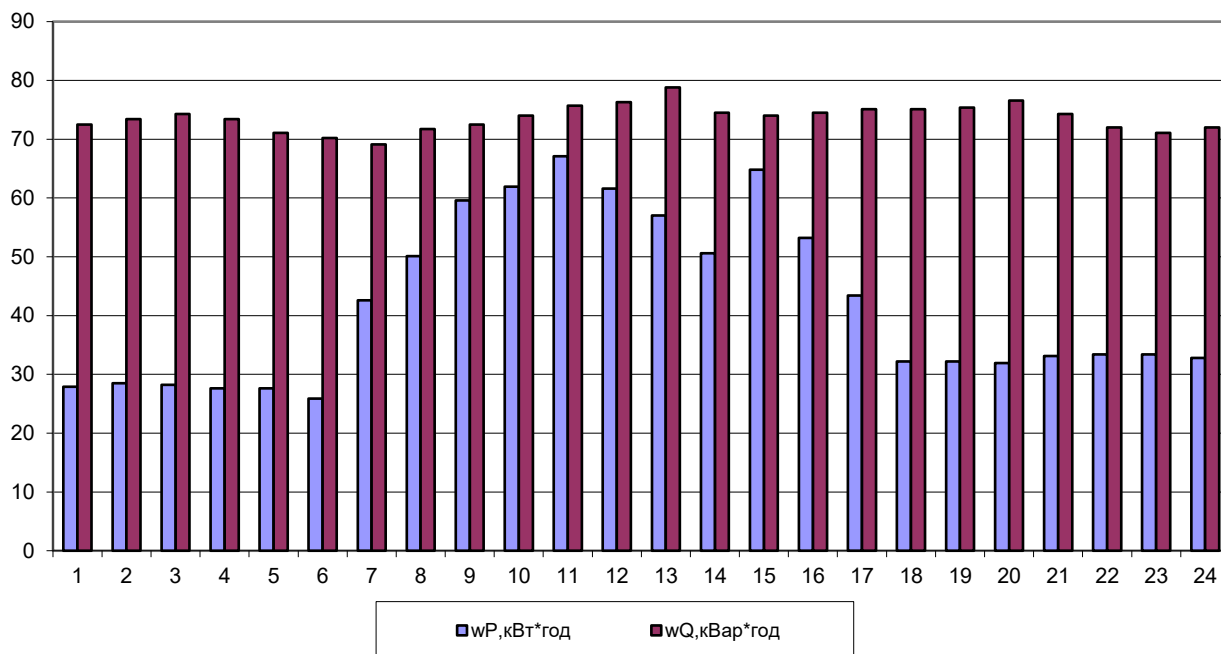


Рисунок 1.2 – Добові графіки навантаження ТЕЦ.

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

Навантаження протягом року не є рівномірним: опалювальний період значно зростає, що часто призводить до перевантаження насосів у зимовий період та недовантаження в літній.

1.2 Оцінка ефективності роботи електроустаткування котельного відділення

При комбінованому виробництві теплової та електричної енергії на ТЕЦ здійснюється централізоване тепlopостачання споживачів [1]. Очевидно, що тепlopостачання змінюється в залежності від пори року та пори доби, що призводить до різного навантаження електроустаткування [2]. Тепlopостачання проводиться не від ТЕЦ, а від котелень, більшість обладнання якого є високовольтним – мережеві та рециркуляційні насоси та димососи [1, 2].

Режими роботи блокових електростанцій визначаються добовим графіком навантаження енергосистеми. При цьому під час нічних мінімумів навантаження необхідно розвантажувати енергоблоки. Для розвантаження турбоагрегатів є такі способи [6]: зниження навантаження до мінімального, зупинка з наступним пуском, переведення в режим двигуна, а для розвантаження котла застосовується зниження навантаження до технічного мінімуму, зупинка з наступним запуском, робота в режимі мультиблоку, режим виведення котла в гарячий резерв [1]. Всі ці режими супроводжуються роботою основних механізмів власних потреб у неномінальних режимах продуктивності, що супроводжується додатковими втратами електроенергії при використанні неекономічних способів регулювання.

Для ТЕЦ з поперечними зв'язками по парі характерний режим роботи з теплового графіку навантаження, при якому в літній період більшість ТЕЦ працюють на мінімально-допустимих параметрах основного тепломеханічного

обладнання, що також призводить до неефективного використання власних потреб (СН) і, як наслідок, зменшення ККД станції [2, 3].

Якщо розглядати споживання потужності ТЕЦ, то як показав аналіз [1-8] це механізми власних потреб (до 30%), до яких в основній мірі відносяться мережеві насоси. Мережеві насоси у технологічному процесі характеризуються значним коефіцієнтом завантаження (на рівні 0.8–0.9) та тривалим режимом роботи [3, 4]. Тому, ефективність використання електричної енергії в більшій мірі залежать від режимів роботи мережевих насосів. Для приводів мережевих насосів як правило використовуються АД на напругу 6кВ та потужністю $400\text{--}1600\text{кВт}$. Як показує практика, робота мережевих насосів залежить від режиму роботи теплових мереж.

Отже: регулювання мережевих насосів здійснюється у відповідності з тепловим графіком навантаження у відповідності з літнім періодом та добовим графіком.

Використовується групове регулювання продуктивністю насосів. Тому, дослідження цих процесів покладено в основу наукових розробок даного напрямку досліджень. Основною проблемою є розробка заходів енергозбереження для забезпечення ефективності роботи механізмів власних потреб ТЕЦ. Одним із засобів є математичне моделювання АД та устаткування власних потреб в цілому.

Дослідження щодо моделювання АД при аналізі перехідних процесів проводились В. Сивокобиленком, О. Лазуренком, Я. Ойрехом Ю. Веприком та інші [4-8]. В роботах зазначалося, що основною проблемою – коректне представлення вихідних даних за схемою заміщення АД. Тому, це питання постійно відкрите при дослідженнях і вимагає значення технічних характеристик АД.

Щодо моделювання устаткування власних потреб (ВП) присвячені роботи [8-10, 18] Л.Ріхтера, В. Костишина, В. Георгіаді та інші.

Основними механізмами ВП електростанції є відцентрові машини, які споживають потужність пропорційно до кубічного ступеня частоти їх обертання, тому одним із основних методів зниження втрати електричної енергії на електростанціях може бути використання частотного приводу.

У роботі [6] запропоновано на ТЕЦ з поперечними зв'язками використання методу групового регулювання продуктивності механізмів власних потреб. При цьому даний спосіб також може бути використаний і на блокових електростанціях, що беруть участь у покритті напівпікової частини графіка навантаження енергосистеми з турбоагрегатами потужністю до 300MВт .

За типом робочих показників механізми ВП можна розділити на три групи [6]. До першої групи належать: вентилятори, димососи та насоси відцентрового типу. До другої групи входять: вентилятори димососи та насоси осьового типу. До третьої групи належать: середньо ходові, молоткові та барабанні млини, а також млини-вентилятори. Метод групового регулювання продуктивності механізмів ВП, як показав аналіз [6, 7, 9, 10], найкраще застосовується до першої групи обладнання та дає значну економію електроенергії, а це в свою чергу дозволяє збільшити корисну відпустку електроенергії в мережу при змінному графіку навантаження. Також у разі зупинки блоку або переведення його в режим з параметрами ковзання, споживання електроенергії на власні потреби ТЕС зменшується.

Використання схеми розподільчого пристрою ВП [6] з двома системами шин для ТЕЦ з поперечними зв'язками дає можливість використання одного перетворювача частоти для живлення будь-якого з двигунів 6кВ , що в свою чергу дозволяє зменшити капітальні вкладення при модернізації діючих ТЕЦ.

1.3 Висновки по першому розділі

На основі проведеного аналізу системи електропостачання та електроспоживання електричного устаткування котельного відділення для забезпечення ефективності роботи необхідно:

- провести розрахунки електричних навантажень котельного відділення;
- провести вибір ефективного числа цехових трансформаторів та побудувати картограму електричних навантажень котельного відділення;
- провести вибір перерізів кабелів електроустаткування котельного відділення;
- провести оцінку ефективності роботи обладнання котельного відділення в залежності від навантаження споживачів;
- провести дослідження щодо забезпечення ефективності роботи мережевих насосів;
- здійснити вибір захисного обладнання електроустановок котельного відділення на основі проведених розрахунків струмів короткого замикання.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Визначення електричних навантажень

Забезпечення ефективності роботи електричного обладнання котельного відділення підприємства можливо оцінити провівши розрахунку електричних навантажень в номінальному та аварійному режимах роботи [11–13].

Технічні дані електроприймачів котельні представлені в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічні дані електроприймачів

Електроприймач	$P_H, кВт$	$n, шт$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$k_{вкл}$	$k_{вкл}$	k_3
Високовольтні електроприймачі 6кВ							
Насос мережний	630	4	0.905	0.47	0.8	1.0	0.8
Насос рециркуляційний	200	4	0.875	0.55	0.8	1.0	0.8
Димосос	630	2	0.89	0.51	0.9	1.0	0.9
Низьковольтні електроприймачі 0,4кВ							
Насос бака зливу з котла	45	2	0.9	0.48	0.1	0.12	0.83
Насос обмивки котлів	18.5	2	0.9	0.48	0.1	0.12	0.83
Насос бака-нейтралізатора	11	2	0.87	0.57	0.3	0.35	0.86
Насос дренажного мазутопроводу	5.5	1	0.82	0.7	0.4	0.5	0.8
Дренажний насос	5.5	1	0.82	0.7	0.15	0.2	0.75
Вентилятор дуття	22	40	0.91	0.46	0.9	1	0.9
Засувка мережного насоса	4	8	0.8	0.75	0.075	0.08	0.94
Засувка насоса рециркуляції	4	8	0.8	0.75	0.09	0.1	0.9
Засувка системи рециркуляції	5.5	4	0.82	0.7	0.09	0.1	0.9
Засувка насоса зливу з котла	4	4	0.81	0.72	0.055	0.06	0.92
Засувка насоса бака-нейтралізатора	3	4	0.78	0.8	0.08	0.1	0.8
Засувка насоса обмивки котла	3	4	0.78	0.8	0.04	0.05	0.8
Засувка насос дренажного мазутопроводу	1.5	2	0.75	0.88	0.09	0.1	0.9
Засувка дренажного насоса	1.5	2	0.75	0.88	0.09	0.1	0.9
Засувка водопроводу	3	4	0.78	0.8	0.04	0.05	0.8
Засувка мазутопроводу	1.1	4	0.74	0.91	0.06	0.07	0.86
Повітряний клапан	1.2	40	0.75	0.88	0.45	0.5	0.9
Мазутний клапан	0.9	40	0.74	0.91	0.45	0.5	0.9
Повітроопалювальний агрегат	2.2	9	0.76	0.86	0.6	1.0	0.6
Даховий вентилятор	4	6	0.81	0.72	0.85	1.0	0.85
Осьовий вентилятор	1.5	4	0.75	0.88	0.85	1.0	0.85
Щиток зварювання	50	4	0.4	2.3	0.1	0.2	0.5
Кран-балка	22.5	1	0.85	0.62	0.05	0.08	0.625
Підвісний кран	11.6	1	0.86	0.59	0.1	0.15	0.67
Нагрівач димососа	4	2	1	0	0.6	0.6	1
Щиток освітлення	9	1	1	0	0.6	0.7	0.86
Щиток освітлення	7	2	1	0	0.75	0.8	0.94
Щиток освітлення	6	1	0.95	0.33	0.75	0.8	0.94

При визначенні максимальних навантажень в системі електропостачання розглядаємо чотири рівні, різні за характером електроспоживання та способом визначення електричних навантажень.

Схематичний розподіл навантаження за рівнями представлено на рис. 2.1.

Розрахунок електричних навантажень на чотирьох рівнях системи електропостачання проводимо комплексним методом [13, 14].

Перший рівень.

Розрахункове активне та реактивне навантаження та перерізи проводів всіх ліній першого рівня вибираємо та приймаємо рівними у відповідності із фактично споживаної потужності згідно виразів [13]:

$$P_{pi}^I = k_{zi} \cdot P_{номи}, \text{ кВт}; \quad (2.1)$$

$$Q_{pi}^I = P_{pi}^I \cdot \text{tg} \varphi_{номи}, \text{ кВАр}; \quad (2.2)$$

$$S_{pi}^I = \sqrt{(P_{pi}^I)^2 + (Q_{pi}^I)^2}, \text{ кВА}. \quad (2.3)$$

де $P_{номи}$ – номінальна потужність i -го електроприймача, кВт;

k_{zi} – коефіцієнт завантаження i -го електроприймача.

Для визначення електричних навантажень використовуємо дані табл. 3.1.

Коефіцієнт використання визначаємо як [13]: $K_B = k_z \cdot k_{виск}$.

На першому рівні розглядаємо окремі споживачі з'єднані з розподільчим щитом. Для прикладу, розрахуємо потужності для насоса бака зливу з котла за формулами 2.1–2.3:

$$P_{p1}^I = 0.83 \cdot 45 = 37.35 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1}^I = 37.35 \cdot 0.48 = 17.93 \text{ кВАр};$$

$$S_{pi}^I = \sqrt{37.35^2 + 17.93^2} = 41.42 \text{ кВА}.$$

Аналогічним чином розраховуємо максимальні навантаження інших споживачів. Отримані результати зводимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати навантаження на першому рівні

Назва споживача	$P_{ном}$, кВт	$Q_{ном}$, кВАр	$P_{зм}$, кВт	$Q_{зм}$, кВАр	P_{max} , кВт	Q_{max} , кВАр	S_{max} , кВА
Насос бака зливу з котла	45	21.6	4.5	2.16	37.35	17.93	41.43
Насос обмивки котлів	18.5	8.88	1.85	0.88	15.35	7.37	17.03
Насос бака-нейтралізатора	11	6.27	4.4	2.51	9.46	5.39	10.89
Насос дренажного мазутопроводу	5.5	3.85	2.2	1.54	4.4	3.08	5.37
Дренажний насос	5.5	3.85	0.83	0.58	4.12	2.88	5.03
Вентилятор дуття	22	10.1	19.8	9.11	19.8	6.11	21.79
Засувка мережного насоса	4	3	0.3	0.23	3.76	2.82	4.7
Засувка насоса рециркуляції	4	3	0.3	0.23	3.76	2.82	4.7
Засувка системи рециркуляції	5.5	3.85	0.49	0.35	4.95	3.46	6.04
Засувка насосу зливу з котла	4	2.88	0.22	0.158	3.68	2.65	4.54
Засувка насоса бака-нейтралізатора	3	2.4	0.24	0.19	2.4	1.92	3.07
Засувка насоса обмивки котла	3	2.4	0.12	0.09	2.4	1.92	3.07
Засувка насос дренажного мазутопроводу	1.5	1.32	0.14	0.12	1.35	1.19	1.8
Засувка дренажного насоса	1.5	1.32	0.14	0.12	1.35	1.19	1.8
Засувка водопроводу	3	2.4	0.12	0.09	2.4	1.92	3.07
Засувка мазутопроводу	1.1	1	0.07	0.06	0.94	0.86	1.28
Повітряний клапан	1.2	1.06	0.54	0.48	1.08	0.95	1.44
Мазутний клапан	0.9	0.82	0.41	0.37	0.81	0.74	1.09
Повітро-опалювальний агрегат	2.2	1.89	1.32	1.13	1.32	.13	1.74
Даховий вентилятор	4	2.88	3.4	2.45	3.4	2.45	4.19
Осьовий вентилятор	1.5	1.32	1.27	1.12	1.275	1.12	1.7
Щиток зварювання	50	115	5	11.5	25	57.5	62.7
Кран-балка	22.5	13.9	1.13	0.69	14.1	8.72	16.54
Підвісний кран	11.6	6.84	1.16	0.68	7.77	4.59	9.02
Нагрівач димососа	4	0	2.4	0	2.4	0	2.4
Щиток освітлення	9	0	5.4	0	7.74	0	7.74
Щиток освітлення	7	0	5.25	0	6.58	0	6.58
Щиток освітлення	6	1.98	4.5	1.49	5.64	1.86	5.94

Другий рівень.

Другий рівень електропостачання – це кабельні лінії, які забезпечують зв'язок розподільних пунктів (щитів) із головною шиною 0.4 кВ.

Результати навантаження на другому рівні необхідно для вибору січення кабельних ліній, при допомозі яких створюється приєднання силових пунктів до головної шини 0.4 кВ [12].

Розрахунки проводимо за поданою схемою [13].

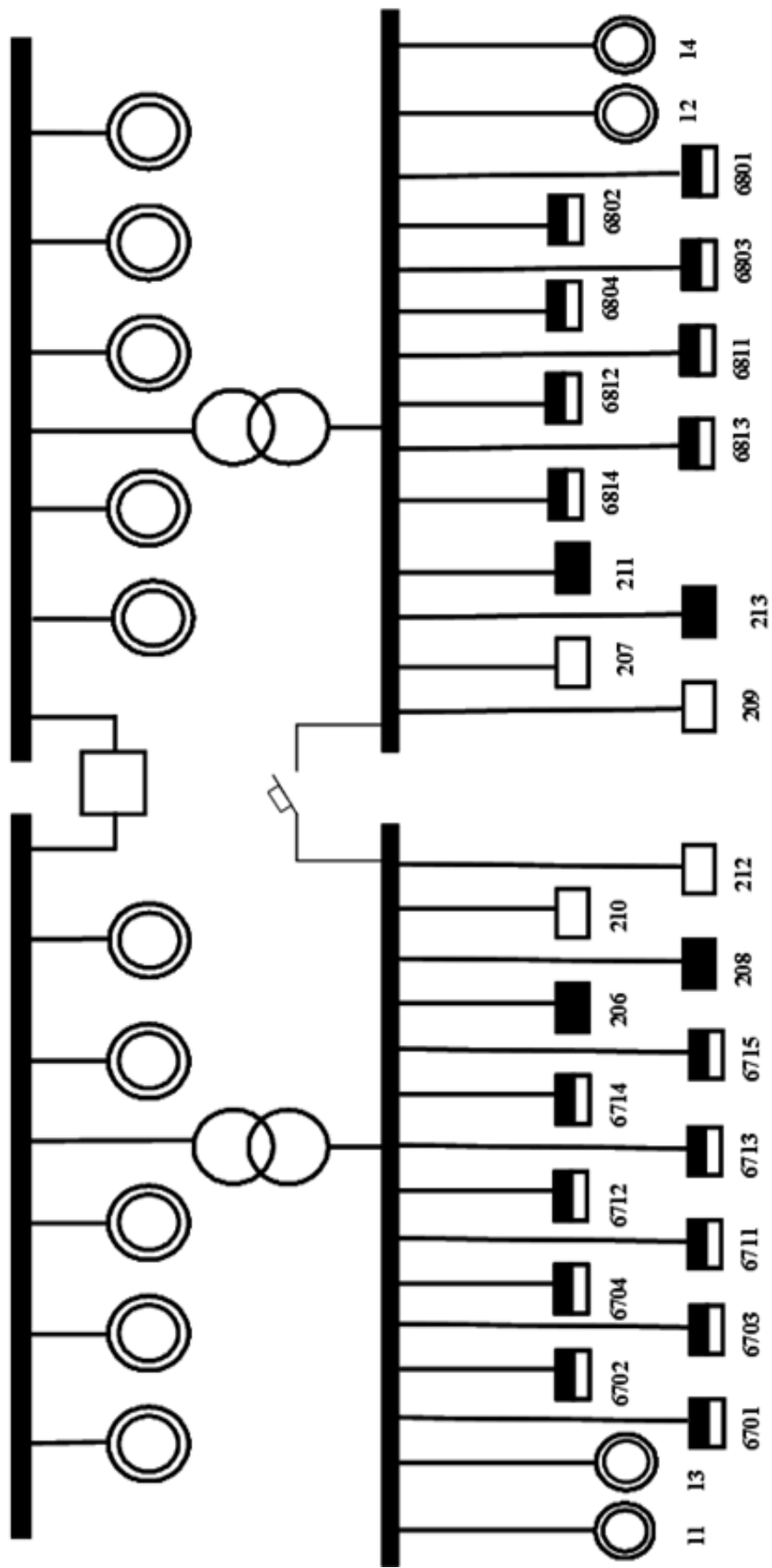


Рисунок 2.1 – Спрощена схема електропостачання котельні.

Визначаємо електричні навантаження:

– активна потужність:

$$P_{pi}^{II} = k_M \cdot \sum_{i=1}^n k_{\epsilon} \cdot P_{номі}, \text{ кВт}; \quad (2.4)$$

де k_M – коефіцієнт максимуму активної потужності [13]; (визначається в залежності від групових K_B і n_e),

k_{ϵ} – коефіцієнт використання для i -го електроприймача [13]. (табл. 2.1).

– еквівалентне число електроприймачів:

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{номі}^I \right)^2}{\sum_{i=1}^n (P_{номі}^I)^2} = \frac{(P_{ном1} + \dots + P_{номn})^2}{P_{ном1}^2 + \dots + P_{номn}^2}. \quad (2.5)$$

якщо $n_e < 4$, то $k_M = 1$ та $P_{pi}^{II} = \sum_{i=1}^n P_{номі}$; при $n_e > 4$, необхідно знаходити коефіцієнт групового використання й k_M знаходимо за розрахунковими кривими [13]:

$$k_{\epsilon, zp} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\epsilon, i} \cdot P_{номі}}{\sum_{i=1}^n P_{номі}}. \quad (2.6)$$

– реактивна потужність:

$$Q_{pi}^{II} = k_M' \cdot \sum_{i=1}^n k_{\epsilon i} \cdot Q_i, \text{ кВАр}, \quad (2.7)$$

при $n_e < 10$, приймаємо: $k_M' = 1,1$.

– повна потужність:

$$S_{Pi}^{II} = \sqrt{(P_{Pi}^{II})^2 + (Q_{Pi}^{II})^2}, \text{ кВА}. \quad (2.8)$$

На другому рівні враховуються групи електроприймачів.

Для прикладу визначимо розрахункові максимальні навантаження для силового щита СЩ №6701 (рис. 2.1):

$$n_e = \frac{(18.5 + 11 + 5.5)^2}{18.5^2 + 11.0^2 + 5.5^2} = 3;$$

$$k_{в.зр} = \frac{0.1 \cdot 18.5 + 0.3 \cdot 11.0 + 0.4 \cdot 5.5}{18.5 + 11.0 + 5.5} = 0.15;$$

$$P_{pi}^{II} = 18.5 + 11.0 + 5.5 = 35 \text{ кВт};$$

$$Q_{pi}^{II} = 1.1 \cdot [(18.5 \cdot 0.48) + (11.0 \cdot 0.57) + (5.5 \cdot 0.7)] = 19 \text{ кВар};$$

$$S_{pi}^{II} = \sqrt{35.0^2 + 19.0^2} = 39.83 \text{ кВА}.$$

Розрахунок навантажень на другому рівні для інших електроприймачів розраховуємо аналогічно. Результати представлено в таблиці 2.3

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку навантажень на другому рівні

№ СЩ	$Q_{ном}$, кВАр	$P_{зм}$, кВт	$Q_{зм}$, кВАр	P_{max} , кВт	Q_{max} , кВАр	S_{max} , кВА	$Q_{зм}$, кВАр	P_{max} , кВт	Q_{max} , кВАр	S_{max} , кВА
6701	3	0.24		35	19	8.45	4.94	35	19	39.83
6801	3	0.202		35	19	7.08	3.97	35	19	39.83
6702	7	0.9	1	154	70.84	138.6	63.75	138.6	70.13	155.3
6703	6	0.9	1	132	60.72	118.8	54.65	118.8	60.11	113.1
6704	7	0.9	1	154	70.84	138.6	63.75	138.6	70.13	155.3
6802	7	0.9	1	154	70.84	138.6	63.75	138.6	70.13	155.3
6803	6	0.9	1	132	60.72	118.8	54.65	118.8	60.11	131.1
6804	7	0.9	1	154	70.84	138.6	63.75	138.6	70.13	155.3
6711	6	0.66	1.33	13.6	8.32	8.91	5.65	11.85	6.21	13.38
6811	6	0.66	1.33	13.6	8.32	8.91	5.65	11.85	6.21	13.38
6712	40	0.45	1.14	42	37.5	18.9	16.88	21.54	16.88	27.37
6812	40	0.45	1.14	42	37.5	18.9	16.88	21.54	16.88	27.37
6713	12	0.06	2.7	31.2	24.8	1.8	1.44	4.86	1.44	5.07
6813	12	0.06	2.7	31.2	24.8	1.8	1.44	4.86	1.44	5.07
6714	8	0.075	3.1	32	24	2.4	1.8	7.44	1.98	7.7
6814	12	0.09	2.6	54	39.4	4.86	3.55	12.64	3.55	13.12

6715	9	0.8	1.08	30.6	22.95	24.36	18.36	26.31	20.2	33.17
------	---	-----	------	------	-------	-------	-------	-------	------	-------

Третій рівень.

На третьому рівні (шини 0,4 кВ та кабель, що сполучає шини та ТП) визначається сумарне навантаження силового трансформатора допоміжних механізмів з врахуванням використання технологічного обладнання (коефіцієнт, що враховує це використання приймається для обладнання даної промисловості: $\lambda = 0.8$ [13]).

Розрахункове навантаження визначаємо за формулами [13]:

– активна потужність:

$$P_P^{III} = \lambda \cdot P_{cp} + P_{осе}, \text{ кВт}, \quad (2.9)$$

де P_{cp} – середня потужність споживачів, що живляться від даних шин, кВт;

$$P_{cp} = \sum_{i=1}^n k_{в.і} \cdot P_{номи}, \text{ кВт}. \quad (2.10)$$

– реактивна потужність:

$$Q_P^{III} = \lambda \cdot \sum_{i=1}^n k_{в.і} \cdot P_{номи} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ кВАр}; \quad (2.11)$$

– повна потужність:

$$S_{pi}^{III} = \sqrt{(P_{pi}^{III})^2 + (Q_{pi}^{III})^2}, \text{ кВА}. \quad (2.12)$$

Знаходимо розрахункові навантаження за виразами (2.10 – 2.12):

$$P_{pi}^{III} = 0.8 \cdot \left(\begin{array}{l} 2 \cdot 4.5 + 1.16 + 1.125 + 1.85 + 4.4 + 2.2 + 1.85 + 4.4 + 1.825 + 7 \cdot 19.8 + \\ 6 \cdot 19.8 + 7 \cdot 19.8 + 7 \cdot 19.8 + 6 \cdot 19.8 + 7 \cdot 19.8 + 3 \cdot 1.32 + 2 \cdot 1.275 + 2.4 + \\ 3 \cdot 1.32 + 2 \cdot 1.275 + 2.4 + 20 \cdot 0.54 + 20 \cdot 0.405 + 20 \cdot 0.54 + 20 \cdot 0.405 + \\ 2 \cdot 2.4 + 2 \cdot 0.22 + 2 \cdot 0.24 + 2 \cdot 0.12 + 2 \cdot 0.066 + 2 \cdot 0.12 + 2 \cdot 0.135 + \\ 2 \cdot 0.22 + 2 \cdot 0.24 + 2 \cdot 0.12 + 2 \cdot 0.066 + 2 \cdot 0.12 + 2 \cdot 0.135 + 8 \cdot 0.3 + \\ 8 \cdot 0.36 + 4 \cdot 0.495 + 6 \cdot 3.4 + 3 \cdot 1.32 + 2 \cdot 5.25 + 4.5 + 5.4 + 5 \cdot 4 \end{array} \right) = 760.043 \text{ кВт};$$

$$Q_{pi}^{III} = 0.8 \cdot \left(\begin{array}{l} 2 \cdot 2.16 + 0.684 + 0.698 + 0.888 + 2.508 + 1.54 + 0.88 + 2.508 + \\ 0.578 + 40 \cdot 9.108 + 3 \cdot 1.135 + 2 \cdot 1.122 + 3 \cdot 1.135 + 2 \cdot 1.122 + \\ 40 \cdot 0.475 + 40 \cdot 0.367 + 2 \cdot 0.158 + 2 \cdot 0.192 + 2 \cdot 0.096 + 2 \cdot 0.06 + \\ 2 \cdot 0.096 + 2 \cdot 0.119 + 2 \cdot 0.158 + 2 \cdot 0.192 + 2 \cdot 0.096 + 2 \cdot 0.06 + \\ 2 \cdot 0.096 + 2 \cdot 0.119 + 8 \cdot 0.225 + 8 \cdot 0.27 + 4 \cdot 0.4347 + 6 \cdot 2.448 + \\ 3 \cdot 1.135 + 1.485 + 4 \cdot 11.5 \end{array} \right) = 398.176 \text{ кВАр};$$

$$S_{pi}^{III} = \sqrt{(P_{pi}^{III})^2 + (Q_{pi}^{III})^2} = \sqrt{(760.043)^2 + (398.176)^2} = 858.027 \text{ кВА}.$$

Четвертий рівень.

На четвертому рівні визначаємо сумарне навантаження розподільчого пристрою (РП – 6 кВ), коефіцієнти використання для асинхронних двигунів – 0.8 . При розрахунку реактивної потужності не враховуємо синхронні двигуни, оскільки їх використовують в якості синхронних компенсаторів [13].

Розраховуємо навантаження на четвертому рівні, тобто мережі вище 1кВ .

$$P_p^{IV} = \sum_{i=1}^m P_{p,i}^{III} + \sum_{j=1}^n k_{vj} \cdot P_{номj}, \text{ кВт}, \quad (2.13)$$

де m – кількість цехових ТП, що живляться від даного РП;

n – кількість високовольтних електроприймачів без врахування споживачів з різкозмінним графіком навантаження, що приєднані до РП – 6 кВ .

На підприємстві до високовольтних ЕП відносяться: мережений насос, димосос, насос рециркуляції [14]:

$$P_p^{IV} = 760 + 0,8 \cdot 630 \cdot 4 + 0,8 \cdot 200 \cdot 4 + 0,9 \cdot 630 \cdot 2 = 4550.043 \text{ кВт};$$

$$Q_p^{IV} = 398.176 + 0,8 \cdot 630 \cdot 4 \cdot 0,47 + 0,8 \cdot 200 \cdot 4 \cdot 0,55 + \\ + 0,9 \cdot 630 \cdot 2 \cdot 0,51 = 2276.036 \text{ кВАр};$$

$$S_{pi}^{IV} = \sqrt{(P_{pi}^{IV})^2 + (Q_{pi}^{IV})^2} = \sqrt{(4550.043)^2 + (2276.036)^2} = 5087.556 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунку навантаження на всіх рівнях електропостачання зводимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку навантаження

Назва рівня	P , кВт	Q , кВАр	S , кВА
1-й рівень	15.35	7.37	17.03
2-й рівень	35.0	19.0	39.83
3-й рівень	760.043	398.176	858.027
4-й рівень	4550.043	2276.036	5087.556

2.2 Визначення потужності цехових трансформаторів

Водогрійна котельня відноситься до споживачів I категорії за надійністю електропостачання, тому встановлюємо два трансформатори. Потужність трансформаторів будемо визначати за повною потужністю третього рівня.

Визначаємо потужність одного трансформатора [13]:

$$S_{\text{Тр.ВК}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{pi}}^{\text{III}})^2 + (Q_{\text{pi}}^{\text{III}})^2}}{2 \cdot k_3} = \frac{\sqrt{(760.043)^2 + (398.176)^2}}{2 \cdot 0.7} = \frac{858.027}{1.4} = 612.876 \text{ кВА.}$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження одного трансформатора; приймаємо: $k_3 = 0.7$

Вибираємо два трансформатори типу ТМ – 630/10 [13].

Для визначення уточненого значення навантаження на четвертому рівні, знаходимо втрати потужності в трансформаторах [14]:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_P^{\text{III}}}{S_{\text{ном.Т}}} \right)^2 + n \cdot \Delta P_{\text{x.x}}; \quad (2.14)$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\text{к.з.}} \% \cdot S_P^{\text{III}}}{100 \cdot S_{\text{ном.Т}}} + n \cdot \frac{I_{\text{x.x}} \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}. \quad (2.15)$$

Підставляємо дані та за формулами 2.14–2.15 отримаємо:

$$\Delta P_T = \frac{1}{2} \cdot 7.6 \cdot \left(\frac{858.027}{630} \right)^2 + 2 \cdot 1.31 = 9.67 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{5.5 \cdot 858.027}{100 \cdot 630} + 2 \cdot \frac{2}{100} \cdot 630 = 57.34 \text{ кВАр}.$$

Дійсне навантаження на четвертому рівні становитиме:

$$P_{\text{max.д}}^{IV} = P_p^{IV} + \Delta P_T = 4550.043 + 9.67 = 4559.713 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{max.д}}^{IV} = Q_p^{IV} + \Delta Q_T = 2276.03 + 57.34 = 23333.37 \text{ кВАр};$$

$$S_{\text{max.д}}^{IV} = \sqrt{(P_{\text{max.д}}^{IV})^2 + (Q_{\text{max.д}}^{IV})^2} = \sqrt{4559.713^2 + 23333.37^2} = 5122.07 \text{ кВА}.$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження [13]:

$$\text{– при номінальному режимі роботи: } \beta_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{Tr.БК}}}{2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{612.876}{2 \cdot 630} = 0,48.$$

$$\text{– при аварійному режимі роботи: } \beta_{\text{авар}} = \frac{S_{\text{Tr.БК}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{612.876}{630} = 0,97 \leq 1,4.$$

Умова вибору виконується, отже трансформатори вибрані правильно.

2.3 Побудова картограми електричних навантажень

Картограма навантажень являє собою зображення розподілу навантаження в цеху та визначення розташування ТП [12].

Проводимо розрахунок радіуса кола, площа якого рівна потужності електроприймача у вибраному масштабі згідно залежності [12]:

$$S_i = m \cdot \pi \cdot R_i^2, \text{ кВА}, \quad (2.16)$$

де m – масштаб потужності, $\text{кВА}/\text{мм}^2$;

R_i – радіус кола, мм ;

S_i – розрахункова потужність споживача або групи споживачів, кВА .

Так як потужність окремих електроприймачів порівняно мала, то об'єднуємо їх в окремі групи з визначенням центру навантаження цих груп.

Потім визначаємо центри навантажень для встановлення та раціонального розташування $РП-6\text{ кВ}$ та $РП-0.4\text{ кВ}$.

Координати центру електричного навантаження знаходимо за формулами [12]:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \text{ мм}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \text{ мм}, \quad (2.17)$$

де X_i, Y_i – відповідні координати центрів навантажень;

Приймаємо $t = 0.5\text{ кВА/мм}^2$.

Для прикладу приведемо розрахунок центру навантажень для групи споживачів, яка складається з групових щитків – №6701, №6801, №6704, №6711, №6811 та електроприймачів позицій: 206, 210 (рис. 2.1). Дані для розрахунків приведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Координати електроприймачів

Назва ЕП	$S, \text{ кВА}$	$X, \text{ мм}$	$Y, \text{ мм}$
ЩС № 6801	39.825	416	60
ЩС № 6701	39.825	416	76
ЩС № 6711	13.379	464	115
ЩС № 6704	155.33	416	8
ЩС № 6811	13.379	448	115
ЕП 206	6.58	432	115
ЕП 210	62.7	416	44

Виконавши розрахунки отримаємо:

$$X_{011} = \frac{39.825 \cdot 416 + 39.825 \cdot 416 + 155.33 \cdot 416 + 13.379 \cdot 464 + 13.379 \cdot 448 + 6.58 \cdot 432 + 62.7 \cdot 416}{39.825 + 39.825 + 155.33 + 13.379 + 13.379 + 6.58 + 62.7}$$

$$X_{011} = 419.6 \text{ мм};$$

$$Y_{011} = \frac{39.825 \cdot 76 + 39.825 \cdot 60 + 155.33 \cdot 8 + 13.379 \cdot 115 + 13.379 \cdot 115 + 6.58 \cdot 115 + 62.7 \cdot 44}{39.825 + 39.825 + 155.33 + 13.379 + 13.379 + 6.58 + 62.7}$$

$$Y_{011} = 40 \text{ мм};$$

З виразу 2.16 отримуємо:

$$R_{011} = \sqrt{\frac{S_{011}}{\pi \cdot 0.5}} = \sqrt{\frac{331.02}{3.14 \cdot 0.5}} = 14.5 \text{ мм.}$$

Визначаємо кут, який займає реактивна складова в колі відповідного споживача за формулою [12]:

$$\alpha_p = \left(\frac{Q_i}{P_i + Q_i} \right)^2 \cdot 360^\circ = \left(\frac{178.06}{331.02} \right)^2 \cdot 360^\circ = 104.2^\circ.$$

Аналогічним чином проводимо розрахунок і для інших електроприймачів та груп споживачів. Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.6.

Фактичне місце розташування *ТП* приймається у відповідності з *ПТБ* та урахуванням комунікації об'єкту в цілому [13].

Таблиця 2.6 – Розрахункові дані побудови картограми навантажень

ЦН	Назва електроприймачів	Координати центру навантаження		S, кВА	Q, кВАр	R, мм	α°
		X, мм	Y, мм				
O ₁	ПР 1	990	30	556.89	236.9	18.8	65.1
O ₂	ПР 2	1050	30	556.89	236.9	18.8	65.1
O ₃	ПР 3	1110	30	556.89	236.9	18.8	65.1
O ₄	ПР 4	1170	30	556.89	236.9	18.8	65.1
O ₅	ПР 5	810	27	182.6	88	10.8	83.6
O ₆	ПР 6	855	27	182.6	88	10.8	83.6
O ₇	ПР 7	900	27	182.6	88	10.8	83.6
O ₈	ПР 8	945	27	182.6	88	10.8	83.6
O ₉	ПР 9	100	236	636.48	289.2	20.1	74.3
O ₁₀	ПР 10	340	236	636.48	289.2	20.1	74.3
O ₁₁	ЩС - №6701, №6801, №6704, №6711, №6811, ПР 206, ПР 210	419.6	40	331.02	178.1	14.5	104.2
O ₁₂	ЩС - №6702, №6703, №6712, №6713, №6802, №6803, №6812, №6813, ПР 13	211.2	92.6	650.86	301.7	20.4	77.4
O ₁₃	ЩС - №6804, ПР 207, ПР 211	5	36.7	224.61	127.6	12	116.2
O ₁₄	ЩС - №6714, №6715, №6814, ПР 11, ПР 12, ПР 14, ПР 208, ПР 209, ПР 212, ПР 213	856.5	67.5	292.48	187.2	13.6	147.4
O	РП - 0.4 кВ	352.2	67.7	858.03	398.2	23.4	77.5
O'	РП - 6 кВ	673	47.7	5087.5	2276	57	72

Проаналізувавши дані розрахунку картограми робимо висновок, що центр навантаження O виявився в місці розміщення котла №1, а O' – в приміщенні коридору.

2.4 Схеми зовнішнього та внутрішнього електропостачання та вибір перерізу кабелів живлення

Як було означено, водогрійна котельня відноситься до споживачів I категорії за надійністю електропостачання, отже необхідне резервне джерело живлення, крім живлення від двох незалежних джерел живлення [11].

Котельне відділення отримує живлення від ГПП ТЕЦ двома робочими кабелями та одним резервним прокладеними по естакадах. Даними кабельними лініями електрична енергія поступає на шини 6 кВ секцій 4РО та 3РО високовольтного розподільчого пристрою. Між кожною секцією робочого живлення та секцією резервного живлення встановлюємо секційні вимикачі, які дадуть змогу перемкнути будь-яку з секцій на живлення від резервної лінії, при ремонті або аварійному вимкненні однієї з робочих ланок [12].

РП – 6 кВ виконуємо комплектними шафами секції КРП, від яких подається живлення до окремих високовольтних електроприймачів і до трансформаторів Т67 та Т68. З виводів низької напруги вказаних трансформаторів, електрична енергія подається на шини РП – 0.4 кВ, що виконуємо 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 отримують електропостачання електродвигуни приводів вентиляторів, допоміжних насосів та іншого силового обладнання; а від пунктів серії РТ30 – 69 – електропостачання електродвигунів приводів засувки.

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

Система внутрішнього електропостачання водогрійної котельні складається з двох частин [11–13]: високовольтна: лінії 6 кВ від $ГРП\text{ ТЕЦ}$ до низьковольтна: кабельні лінії 0.4 кВ для електропостачання допоміжних механізмів.

Електропостачання водогрійної котельні здійснюється двома робочими та однією резервною кабельними лініями на напрузі 6 кВ довжиною 450 м від $ГРП\text{ ТЕЦ}$. Вибір перерізу кабельних ліній проводимо за економічною густиною струму та перевіряємо за умовою допустимого нагрівання.

Максимальний розрахунковий струм на лінії буде [15]:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max.Д}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{5122.07}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.3} = 234.7\text{ А}.$$

Значення економічної густини струму становить [15]: $j_{\text{ек}} = 1.2\text{ А/мм}^2$, тоді розрахунковий переріз буде [15]:

$$S = \frac{I_{\max}}{j_{\text{ек}}} = \frac{234.7}{1.2} = 195.6\text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель [15] марки $ААБ\ 3 \times 185$, з $I_{\text{дон}} = 250\text{ А} > I_{\max} = 234.7\text{ А}$. Здійснюємо перевірку перерізу кабелю в аварійному режимі (при виході з ладу однієї з ліній):

$$I_{\max.А} = \frac{S_{\max.Д}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{5122.07}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 469.4\text{ А}.$$

$$S_A = \frac{I_{\max}}{j_{\text{ек}}} = \frac{469.4}{1.2} = 391.168\text{ мм}^2.$$

Кабель з таким перерізом відсутній, тому прокладаємо два паралельні кабелі перерізом $ААБ\ 3 \times 185$, з $I_{\text{дон}} = 500\text{ А}$.

Для водогрійної котельні при виході з ладу однієї з робочих ліній, замість неї автоматично вмикається живлення на резервній лінії [15]. Час передачі потужності по одній лінії не повинен перевищувати 30 хв. Тому вибираємо два паралельно прокладені кабелі марки ААБ 3×120, з $I_{доп} = 380 \text{ А}$.

Коефіцієнт завантаження ліній в номінальному режимі роботи буде:

$$k_3 = I_{\max} / I_{доп} = 234.7 / 380 = 0.6.$$

При прокладанні кабелю в повітрі при $k_3 = 0.6$ та часові перевантаження до 30 хв, допускається перевантаження $k_{пер} = 1.25$.

Перевіряємо прийнятий переріз кабелю на роботу в аварійному режимі з врахуванням можливостей перевантаження [15]:

$$k_3 \cdot I_{доп} = 1.25 \cdot 380 = 475 \text{ А} > I_{\max} = 469.4 \text{ А}.$$

Отже, для електропостачання водогрійної котельні приймаємо дві кабельні лінії з кабелями 2×ААБ (3×120).

Для електропостачання високовольтних двигунів приймаємо кабельні траси 6 кВ марки ААБ. Для прикладу, проведемо розрахунок вибору кабелів для синхронного електродвигуна приводу мережного насосу.

Визначаємо номінальний струм [15]:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6.3 \cdot 0.9} = 64 \text{ А}.$$

Економічна густини струму становить $j_{ек} = 1.2 \text{ А/мм}^2$, тоді розрахунковий переріз буде:

$$S = \frac{I_{\max}}{j_{ек}} = \frac{64}{1.2} = 53.33 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель ААБ (3×50), з $I_{доп} = 110 \text{ А} > I_{ном} = 64 \text{ А}$.

Номінальний струм плавкої вставки становить [15]:

$$I_{вст.ном} = 1.5 \cdot I_{ном} = 1.5 \cdot 64 = 96 \approx 100 \text{ А}.$$

Тривало допустимий струм навантаження кабелю становить [15]:

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{вст.ном} = 0.87 \cdot 0.96 \cdot 96 = 80.2 \text{ А}.$$

Плавка вставка повинна забезпечувати надійне перегорання при КЗ:

$$I_{вст.ном} = 100 \leq 3 \cdot I_{дон} = 240.6 \text{ A}.$$

Дані по вибору кабелів високовольтних споживачів зводимо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Результати вибору перерізу кабелів 6 кВ.

Назва споживача	$I_{ном}, A$	$I_{вст.ном}, A$	$I_{дон}, A$	Марка кабелю
Мережний насос	64	100	80	ААБ (3×50)
Насос рециркуляції	20	30	25	ААБ (3×16)
Димосос	64	100	80	ААБ (3×50)

Для електропостачання низьковольтних двигунів вибираємо кабельні траси 0.4 кВ. Приклад розрахунку розглянемо для електродвигуна приводу насоса бака зливу з котла за умовою нагріву довготривалим струмом [15].

Максимальний розрахунковий струм:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max.д}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{41.43}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 59.8 \text{ A}.$$

Економічна густини струму становить $j_{ек} = 3.8 \text{ A/мм}^2$, тоді розрахунковий переріз буде:

$$S = \frac{I_{\max}}{j_{ек}} = \frac{59.8}{3.8} = 15.73 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель ААБ (3×16+1×10), з $I_{дон} = 60 \text{ A} > I_{ном} = 59.8 \text{ A}$.

Вибір перерізу інших кабелів наведені в таблицях 2.8, та 2.9.

Таблиця 2.8 – Результати вибору перерізу кабелів 0.4 кВ споживачів

Назва споживача	I_{\max}, A	$I_{вст}, A$	$I_{дон}, A$	Марка кабелю
1	2	3	4	5
Насос бака зливу з котла	59.8	90	60	ААБ 3×16
Насос обмивки котлів	24.58	37	27	ААБ 3×4
Насос бака-нейтралізатора	15.72	24	27	ААБ 3×4
Насос дренажного мазутопроводу	7.75	12	27	ААБ 3×4
Дренажний насос	7.27	11	27	ААБ 3×4
Вентилятор дуття	31.46	47	35	ААБ 3×6
Засувка мережного насоса	6.78	10	27	ААБ 3×4

– продовження таблиці 2.8

1	2	3	4	5
Засувка насоса рециркуляції	6.5	10	27	ААБ 3×4
Засувка системи рециркуляції	8.72	13	27	ААБ 3×4
Засувка насосу зливу з котла	6.55	10	27	ААБ 3×4
Засувка насоса бака-нейтралізатора	4.44	7	27	ААБ 3×4
Засувка мазутопроводу	1.85	3	27	ААБ 3×4
Повітряний клапан	2.08	3	27	ААБ 3×4
Мазутний клапан	1.58	2	27	ААБ 3×4
Повітро-опалювальний агрегат	2.51	4	27	ААБ 3×4
Даховий вентилятор	6.05	9	27	ААБ 3×4
Осьовий вентилятор	2.45	4	27	ААБ 3×4
Щиток зварювання	90.5	136	95	ААБ 3×35
Кран-балка	23.88	36	27	ААБ 3×4
Підвісний кран	13.03	20	27	ААБ 3×4
Нагрівач димососа	3.46	5	27	ААБ 3×4

Таблиця 2.9 – Результати вибору перерізу кабелів 0.4 кВ силових щитків

Назва споживача	I_{\max}, A	$I_{вст}, A$	$I_{дон}, A$	Марка кабелю
ЩС 6701	57.48	86	60	ААБ 3×16
ЩС 6702	224.2	336	230	ААБ 3×150
ЩС 6703	192.18	288	200	ААБ 3×120
ЩС 6704	224.2	336	230	ААБ 3×150
ЩС 6711	19.31	29	27	ААБ 3×4
ЩС 6712	79	119	95	ААБ 3×35
ЩС 6713	14.65	22	27	ААБ 3×4
ЩС 6714	30.06	45	35	ААБ 3×6
ЩС 6715	47.88	72	60	ААБ 3×16
ЩС 6801	57.48	86	60	ААБ 3×16
ЩС 6802	224.2	336	230	ААБ 3×150
ЩС 6803	192.18	288	200	ААБ 3×120
ЩС 6804	224.2	336	230	ААБ 3×150
ЩС 6811	19.31	29	27	ААБ 3×4
ЩС 6812	79	119	95	ААБ 3×35
ЩС 6813	14.65	22	27	ААБ 3×4
ЩС 6814	30.06	45	35	ААБ 3×6

Проводимо перевірку кабелів на допустиму втрату напруги. Для перевірки вибираємо кабелі, які живлять найбільш віддалені та потужні електроприймачі. Серед високовольтних електроприймачів – двигун приводу димососа, відстань до якого становить 95 м. Серед низьковольтних – двигуни приводу вентилятора дуття, що знаходиться на віддалі 85 м від групового щитка *ЩС №6804* та двигун вентилятора – 30 м.

Втрата напруги визначаємо з виразу [14]:

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} \cdot r_i + Q_{Mi} \cdot x_i)}{U}, \quad (2.18)$$

де P_{Mi} та Q_{Mi} – активна та реактивна потужності, що передаються по даній ділянці лінії, відповідно;

r_i та x_i – активний та реактивний опір ділянки лінії, відповідно;

U – напруга в центрі живлення.

Спад напруги в кабельній лінії двигуна приводу димососа, приймаючи за центр живлення шини *ГРП ТЕЦ*, буде становити [14]:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{(P_{\max.д} \cdot r/2 + Q_{\max.д} \cdot x/2) + (P_{Mi} \cdot r_i + Q_{Mi} \cdot x_i)}{U} = \\ &= \frac{(4559.713 \cdot 0.058/2 + 233.37 \cdot 233.37/2) + (P_{Mi} \cdot r_i + Q_{Mi} \cdot x_i)}{6.3} = 29.83 \text{ В}. \end{aligned}$$

Отже $\Delta U = 29.83 \text{ В} < \Delta U_{\text{дон}} = 300 \text{ В}$.

Спад напруги в кабельній лінії живлення двигуна приводу вентилятора дуття складає [14]:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{(P_{\text{МІІ}}^{6804} \cdot r + Q_{\text{МІІ}}^{6804} \cdot x) + (P_{Mi} \cdot r_i + Q_{Mi} \cdot x_i)}{U} = \\ \Delta U &= \frac{(138.6 \cdot 0.0175 + 70.132 \cdot 0.051) + (19.8 \cdot 0.093 + 9.108 \cdot 0.0022)}{0.4} = 11.61 \text{ В} \end{aligned}$$

Отже $\Delta U = 11.61 \text{ В} < \Delta U_{\text{дон}} = 19 \text{ В}$.

Всі кабелі відповідають вимогам щодо допустимої втрати напруги.

2.5 Забезпечення ефективності котельного відділення ТЕЦ

2.5.1 Оцінка ефективності роботи обладнання котельного відділення в залежності від навантаження

Основними по споживанню електричної енергії на протязі доби (року) котельного відділення ТЕЦ є живильні насоси, димососи, вентилятори гарячого дуття, циркуляційні насоси, мережеві насоси.

В структурі встановленої потужності механізмів власних потреб потужність даних механізмів досягає 30%, тому ефективність використання електричної енергії в значній мірі залежить від їх режиму роботи [16].

Ці насоси характеризуються тим, що мають достатньо високий коефіцієнт завантаження (0.8 – 0.9) та працюють в тривалому режимі роботи [16].

Для приводу двозказаних механізмів використовуються асинхронні двигуни на напругу 6кВ в діапазоні потужності 400 ÷ 1600 кВт.

Мережеві насоси ТЕЦ призначені для подачі води із трубопроводів зворотної води на водогрійні котли.

Мережеві насоси включені в групу устаткування власних потреб ТЕЦ, режим роботи яких залежить від режиму роботи теплових мереж.

Теплофікаційні ТЕЦ в літній період працюють за тепловим графіком навантаження, тобто електрична потужність на валу генератора залежить від теплового режиму роботи станції.

Мережна вода ТЕЦ прийнятої для аналізу поступає в трубопроводи теплових мереж, звідки подається в опалювальні системи підприємств, організацій або житлових будинків міста.

Кількість мережевої води залежить від періоду року та кількості споживачів теплової енергії. В свою чергу, від кількості води залежить кількість працюючих мережевих насосів та їх режим роботи.

Проведемо дослідження зимового та літнього добового графіку електроспоживання котельного відділення.

Промислове електропостачання відділення складається із технологічного навантаження та промислового освітлення.

Річне споживання електроенергії на виробничі потреби при безперервному процесі може бути визначене:

$$E_{річ}^{нав} = P_{зм} \cdot T_{max}, \quad (2.19)$$

де T_{max} – час використання максимуму навантажень, $T_{max} = 5000 год$ який при тризмінному режимі роботи складає 5000 год;

$P_{зм}$ – середнє навантаження за найбільш завантажену зміну беремо з таблиці 2.2.

$$E_{річ}^{нав} = 4.72 \cdot 5000 = 23600 \text{ MВт} \cdot \text{год}.$$

Річна витрата електроенергії на освітлення визначаємо за формулою [14]:

$$E_{річ}^0 = K_0 \cdot P_{но} \cdot T_{но}, \quad (2.20)$$

де K_0 – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження: $K_0 = 0,65$;

$P_{но}$ – номінальна потужність освітлювального навантаження;

$T_{но}$ – річне число годин використання освітлювального максимуму:

$$T_{но} = 4200 \text{ год}.$$

$$E_{річ}^0 = 0.65 \cdot 4200 \cdot 29 = 79.17 \text{ MВт} \cdot \text{год}$$

Сумарне річне споживання електроенергії відділенням буде:

$$E_{\Sigma} = E_{річ}^{нав} + E_{річ}^0 = 23600 + 79.17 = 23679.17 \text{ MВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати електроенергії в мережі будуть становити [14]:

$$E_{річ}^{втр} = E_{\Sigma} \cdot K_{втр} = 23679.17 \cdot 0.05 = 1183.96 \text{ MВт} \cdot \text{год}.$$

де $K_{втр}$ – коефіцієнт втрат, який приймаємо 5% .

Сумарна річна кількість електроенергії, що надходить з енергосистеми становить;

$$E_{\Sigma p} = E_{pич}^o + E_{pич}^{нав} + E_{pич}^{emp} = 23600 + 79.17 + 1183.96 = 24863.13 \text{ MВт} \cdot \text{год},$$

Промислове електропостачання складається з технологічного навантаження. Графіки технологічного навантаження складаються з [16]:

– “постійного шару”, незмінного на протязі доби, який характеризується коефіцієнтом $\alpha_{пост} = 0.95$;

– “змінного шару” – складові, що змінюються в залежності від доби.

Визначаємо статичне число годин середньомісячного максимуму технологічного навантаження [16]:

$$H_{стат.ср} = \beta_{pик} \cdot \beta_{тиж} \cdot \beta_{доб} \cdot 8760, \quad (2.21)$$

де $\beta_{pик}$, $\beta_{тиж}$, $\beta_{доб}$ – коефіцієнти нерівномірності річного, тижневого, добового графіків технологічного навантаження. $\beta_{pик} = 0.985$ [16].

Для знаходження $\beta_{доб}$, визначимо величину нерівномірності навантаження:

$$\tilde{\beta}_{доб} = a_{\sim} \cdot A + B + a_{веч} \cdot B, \quad (2.22)$$

де $A = 0.363$; $B = 0.31$; $B = 0.321A$ – коефіцієнти, які залежать від тривалості робочого дня та робочого тижня [16].

a_{\sim} – коефіцієнт, що відображає ступінь завантаження змін перервних виробництв;

$a_{веч}$ – коефіцієнт, що відображає ступінь завантаження нічних змін;

у нас безперервний технологічний процес, тому: $a_{\sim} = 0.95$; $a_{веч} = 0.95$.

$$\text{Отже: } \tilde{\beta}_{доб} = 0.95 \cdot 0.363 + 0.31 + 0.95 \cdot 0.321 = 0.959;$$

$$\beta_{доб} = \alpha_{пост} + (1 - \alpha_{пост}) \cdot \tilde{\beta}_{доб} = 0.95 + (1 - 0.95) \cdot 0.959 = 0.997;$$

$$\beta_{тиж} = \frac{6 \cdot \beta_{доб} + \alpha_{пост}}{7 \cdot \beta_{доб}} = \frac{6 \cdot 0.997 + 0.95}{7 \cdot 0.997} = 0.993;$$

$$H_{стат.ср} = 0.985 \cdot 0.993 \cdot 0.997 \cdot 8760 = 8542,49 \text{ год}.$$

Визначаємо середній зимовий статичний максимум технологічного навантаження [16]:

$$P_{\text{ср.з}}^{\text{техн}} = \frac{E_{\text{рік}}^n}{H_{\text{стат.ср}}} = \frac{23600}{8542.49} = 2.76 \text{ МВт}.$$

Величина “постійного шару” графіка технологічного навантаження [16]:

$$P_{\text{пост}} = a_{\text{пост}} \cdot P_{\text{ср.з}}^{\text{техн}} = 0.95 \cdot 2.76 = 2.62 \text{ МВт}.$$

Середнє значення “змінного шару” зимового технологічного навантаження:

$$P_{\text{ср}}^{\sim} = P_{\text{ср.з}}^{\text{техн}} - P_{\text{пост}} = 2.76 - 2.62 = 0.14 \text{ МВт}.$$

Вечірнє завантаження “змінного шару”:

$$P_{\sim}^{\text{веч}} = a_{\sim}^{\text{веч}} \cdot P_{\text{ср}}^{\sim} = 0.95 \cdot 0.14 = 0.133 \text{ МВт}.$$

Літній середній статичний максимум технологічного навантаження:

$$P_{\text{ср.л}}^{\text{техн}} = a_{\text{л}} \cdot P_{\text{ср}}^{\text{техн}} = 0.97 \cdot 2.76 = 2.6772 \text{ МВт},$$

де $a_{\text{л}} = 0.97$ – коефіцієнт літнього навантаження [16].

Завантаження “змінного шару” становить:

$$P_{\sim} = a_{\sim} \cdot P_{\text{ср}}^{\sim} = 0.95 \cdot 0.14 = 0.113 \text{ МВт}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.10.

Таблиця 2.10 – Розрахунок навантажень

$E_{\text{рік}}^n$, тис. МВт·год	$E_{\text{рік}}^0$, тис. МВт·год	$P_{\text{ср.з}}^{\text{техн}}$, МВт	$P_{\text{пост}}$, МВт	$P_{\text{ср}}^{\sim}$, МВт	$P_{\sim}^{\text{веч}}$, МВт	$P_{\text{ср.л}}^{\text{техн}}$, МВт	P_{\sim} , МВт
23600	79.17	2.76	2.62	0.14	0.133	2.6772	0.133

Показники промислового освітлення визначаємо за наступною схемою [16]:

– середню для котельного відділення величину базисного технологічного навантаження від максимального:

$$a_{\text{баз}}^{\Sigma} = \frac{\sum P_{\text{пост}} + \sum P_{\sim}}{\sum P_{\text{техн}}^{\text{ср.з}}}, \quad (2.23)$$

де $\sum P_{\text{пост}}$, $\sum P_{\sim}$, $\sum P_{\text{техн}}^{\text{ср.з}}$ – сумарне значення “постійного шару” графіка технологічного навантаження; “змінного шару” нічних змін та максимального технологічного навантаження, відповідно.

Визначаємо базисне технологічне навантаження [16]:

$$\sum P_{\text{баз}}^{\text{техн}} = \sum P_{\text{пост}} + \sum P_{\sim} = 2.62 + 0.133 = 2.753 \text{ MBm}.$$

Тоді, згідно 2.23:
$$a_{\text{баз}}^{\Sigma} = \frac{2,753}{2,76} = 0,997 .$$

– число годин використання статичного максимуму для промислового освітлення:

$$H_{\text{стат.ср}}^{\text{осв}} = 4200 \cdot a_{\text{баз}}^{\Sigma} + 2100 = 4200 \cdot 0.997 + 2100 = 6287.4 \text{ год}.$$

– статичний максимум навантаження промислового освітлення:

$$P_{\text{стат.ср}}^{\text{осв}} = \frac{E_{\text{рік}}^{\circ}}{H_{\text{стат.ср}}^{\text{осв}}} = \frac{79.17}{6287.4} = 0.01 \text{ MBm}.$$

– розрахунок зимового добового графіку навантаження проводимо для кожної години – таблиця 2.11:

$$P_{\text{т.з}}^{\text{техн}} = P_{\text{пост}} + \epsilon_t \cdot P_{\sim}, \quad (2.24)$$

де ϵ_t – часовий коефіцієнт добового графіку змінного технологічного навантаження для всього промислового навантаження:

$$\text{з } 0 \text{ до } 7 \text{ год. } E_t = f_1(K_{\sim}); \text{ з } 8 \text{ до } 15 \text{ год.}; K_{\sim} = 2; K_{\text{веч}} = 1,25; a_{\text{веч}} = 0,89;$$

$$\text{з } 16 \text{ до } 23 \text{ год. } E_t = f_2(K_{\text{веч}}).$$

Таблиця 2.11 – Розрахунок зимового добового графіку

t	ϵ_t , млн. кВт·год	$E_{\text{рік}}^{\text{пост}}$, тис. МВт·год	$E_{\text{рік}}^o$, тис. кВт·год	$\epsilon_t * P_{\text{ср}}^{\sim}$, млн. кВт·год	$P_{t,3}^{\text{технол}}$, млн. МВт·год
	0.59	23600	79.17	0.068	2.233
1	0.54	23600	79.17	0.062	2.227
2	0.52	23600	79.17	0.059	2.223
3	0.53	23600	79.17	0.060	2.225
4	0.50	23600	79.17	0.057	2.222
5	0.51	23600	79.17	0.058	2.223
6	0.54	23600	79.17	0.062	2.227
7	0.65	23600	79.17	0.074	2.239
8	0.80	23600	79.17	0.091	2.256
9	0.96	23600	79.17	0.109	2.274
10	1	23600	79.17	0.114	2.279
11	0.97	23600	79.17	0.111	2.276
12	0.89	23600	79.17	0.102	2.266
13	0.93	23600	79.17	0.106	2.271
14	0.96	23600	79.17	0.110	2.275
15	0.95	23600	79.17	0.108	2.273
16	0.88	23600	79.17	0.100	2.260
17	0.88	23600	79.17	0.100	2.265
18	0.89	23600	79.17	0.101	2.266
19	0.87	23600	79.17	0.099	2.264
20	0.84	23600	79.17	0.096	2.261
21	0.87	23600	79.17	0.099	2.264
22	0.86	23600	79.17	0.098	2.263
23	0.80	23600	79.17	0.091	2.256

– поточне годинне навантаження промислового освітлення:

$$P_{t,3}^{\text{осв}} = \epsilon_{t,3}^{\text{осв}} \cdot P_{t,3}^{\text{техн}}, \quad (2.22)$$

де $\epsilon_{t,3}^{\text{осв}} = y_1(K_o)$, згідно [16].

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.12.

Таблиця 2.12 – Результати розрахунків навантаження промислового освітлення

t	$\epsilon_{t.3}^{осв}$	$P_{t.3}^{осв}, кВт$	t	$\epsilon_{t.3}^{осв}$	$P_{t.3}^{осв}, кВт$
0	0,0013	0,0029	12	0,0013	0,0014
1	0,0013	0,0028	13	0,0013	0,0014
2	0,0013	0,0028	14	0,0013	0,0017
3	0,0013	0,0028	15	0,0013	0,0023
4	0,0013	0,0028	16	0,0013	0,0029
5	0,0013	0,0028	17	0,0013	0,0029
6	0,0013	0,0028	18	0,0013	0,0029
7	0,0013	0,0029	19	0,0013	0,0029
8	0,0013	0,0029	20	0,0013	0,0029
9	0,0013	0,0020	21	0,0013	0,0029
10	0,0013	0,0017	22	0,0013	0,0029
11	0,0013	0,0014	23	0,0013	0,0029

– погодинне навантаження промислового підприємства за формулою:

$$P_{т.з} = E_{т.з}^{техн} + P_{т.з}^{осв}. \quad (2.23)$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.13.

Для розрахунку літнього добового графіка використовуємо [16]:

– погодинні значення підсумкового технологічного навантаження та величину середнього коефіцієнта літнього зниження навантаження $\alpha_l = 0.97$;

– типовий літній графік промислового освітлення та коефіцієнт K_o :

$$K_o = \frac{P_{стат.ср}^{осв}}{P_{техн}} = \frac{0.01}{2.76} = 0.0036.$$

Знаходимо поточне погодинне літнє технологічне навантаження промислового підприємства для кожної години доби:

$$P_{т.л}^{техн} = \alpha_l \cdot P_{т.з}^{техн}. \quad (2.24)$$

Визначаємо лінійний графік промислового освітлення:

$$P_{т.л}^{осв} = \epsilon_{т.л}^{осв} \cdot P_{т.з}^{техн}. \quad (2.25)$$

Таблиця 2.13 – Зимове погодинне навантаження підприємства

Година доби	Технологічне навантаження, МВт			$P_{t.3}^{осв}$, МВт	$P_{t.3}$, МВт
	$P_{пост}$	$P_{ср}$	$P_{t.3}^{техн}$		
0	2.62	0.14	2.233	0.0029	2.235
1	2.62	0.14	2.227	0.0028	2.229
2	2.62	0.14	2.223	0.0028	2.225
3	2.62	0.14	2.225	0.0028	2.227
4	2.62	0.14	2.222	0.0028	2.225
5	2.62	0.14	2.223	0.0028	2.225
6	2.62	0.14	2.227	0.0028	2.229
7	2.62	0.14	2.239	0.0029	2.241
8	2.62	0.14	2.256	0.0029	2.258
9	2.62	0.14	2.274	0.0020	2.276
10	2.62	0.14	2.279	0.0017	2.280
11	2.62	0.14	2.276	0.0014	2.277
12	2.62	0.14	2.266	0.0014	2.267
13	2.62	0.14	2.271	0.0014	2.272
14	2.62	0.14	2.275	0.0014	2.276
15	2.62	0.14	2.273	0.0017	2.274
16	2.62	0.14	2.260	0.0023	2.262
17	2.62	0.14	2.265	0.0029	2.267
18	2.62	0.14	2.266	0.0029	2.268
19	2.62	0.14	2.264	0.0029	2.266
20	2.62	0.14	2.261	0.0029	2.263
21	2.62	0.14	2.264	0.0029	2.266
22	2.62	0.14	2.263	0.0029	2.265
23	2.62	0.14	2.256	0.0029	2.258

Визначаємо значення літніх погодинних навантажень промислового підприємства:

$$P_{t.л} = P_{t.л}^{техн} + P_{t.л}^{осв}. \quad (2.26)$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.14.

Згідно із проведеними розрахунками формуємо графіки зимового та літнього добового навантаження (рис. 2.2, 2.3).

Таблиця 2.14 – Лінійні розрахункові навантаження

Година доби	Технологічне навантаження, <i>МВт</i>			$P_{t,l}^{осв}$, <i>МВт</i> ,	$P_{t,l}$, <i>МВт</i>
	$P_{t,z}^{техн}$	α_l	$P_{t,l}^{техн}$		
0	2,235	0,97	2,166	0,0028	2,168
1	2,229	0,97	2,160	0,0028	2,162
2	2,225	0,97	2,156	0,0028	2,158
3	2,227	0,97	2,158	0,0028	2,160
4	2,225	0,97	2,155	0,0016	2,157
5	2,225	0,97	2,156	0,0011	2,157
6	2,229	0,97	2,160	0,0011	2,161
7	2,241	0,97	2,171	0,0011	2,172
8	2,258	0,97	2,188	0,0011	2,189
9	2,276	0,97	2,205	0,0011	2,206
10	2,280	0,97	2,210	0,0011	2,211
11	2,277	0,97	2,207	0,0011	2,208
12	2,267	0,97	2,198	0,0011	2,199
13	2,272	0,97	2,202	0,0011	2,203
14	2,276	0,97	2,206	0,0011	2,207
15	2,274	0,97	2,204	0,0011	2,205
16	2,262	0,97	2,192	0,0011	2,193
17	2,267	0,97	2,197	0,0011	2,198
18	2,268	0,97	2,198	0,0011	2,199
19	2,266	0,97	2,196	0,0011	2,197
20	2,263	0,97	2,193	0,0011	2,194
21	2,266	0,97	2,196	0,0014	2,197
22	2,265	0,97	2,195	0,0017	2,196
23	2,258	0,97	2,118	0,0028	2,190

Проведемо розрахунок річного графіка навантаження цеху: $P_{\max.z} = f(n)$,

де $P_{\max.z}$ – місячний максимум; n – порядковий номер місяців.

Розрахунок проводимо за схемою [16]:

– проводимо розрахунок динамічного графіка місячних регулярних максимумів навантажень;

– визначаємо статичний графік.

Значення регулярного статичного максимуму кожного місяця річного графіка можна визначити за формулою:

$$P_{\text{стат.п}} = (\Delta \cdot K_n^{\text{max}} + P_{\text{max.з}}) \cdot K_{\text{втр}}, \quad (2.27)$$

де Δ – різниця між значеннями $P_{\text{max.з}}$ та $P_{\text{max.л}}$;

K_n^{max} – коефіцієнт характерний для врахування зміни максимуму кожного місяця року;

$K_{\text{втр}} = 1.03$ – коефіцієнт врахування витрат в мережах [16].

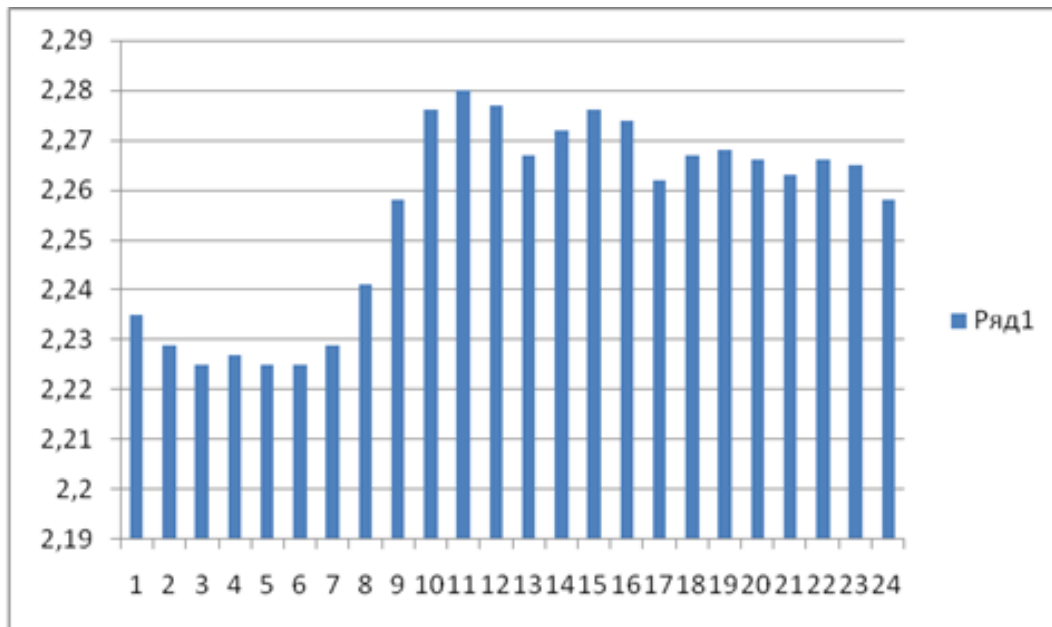


Рисунок 2.2 – Графіки зимового добового навантаження.

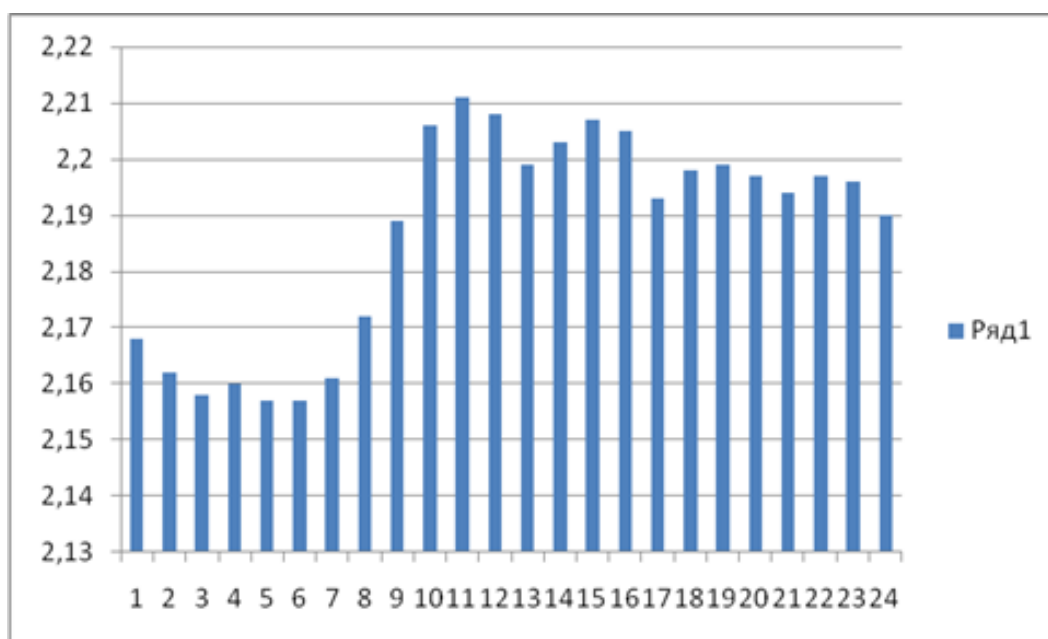


Рисунок 2.3 – Графіки літнього добового навантаження.

Перехід від статичного річного графіка регулярних максимумів навантаження до динамічного використовуємо залежність [16]:

$$P_{дин.н} = K_n^{дин} \cdot P_{стат.н}, \quad (2.28)$$

де $K_n^{дин}$ – коефіцієнт переходу до динамічних значень [16]:

$$K_n^{дин} = \frac{12 + (K_p - 1) \cdot n}{6 \cdot (K_p - 1)}, \quad (2.29)$$

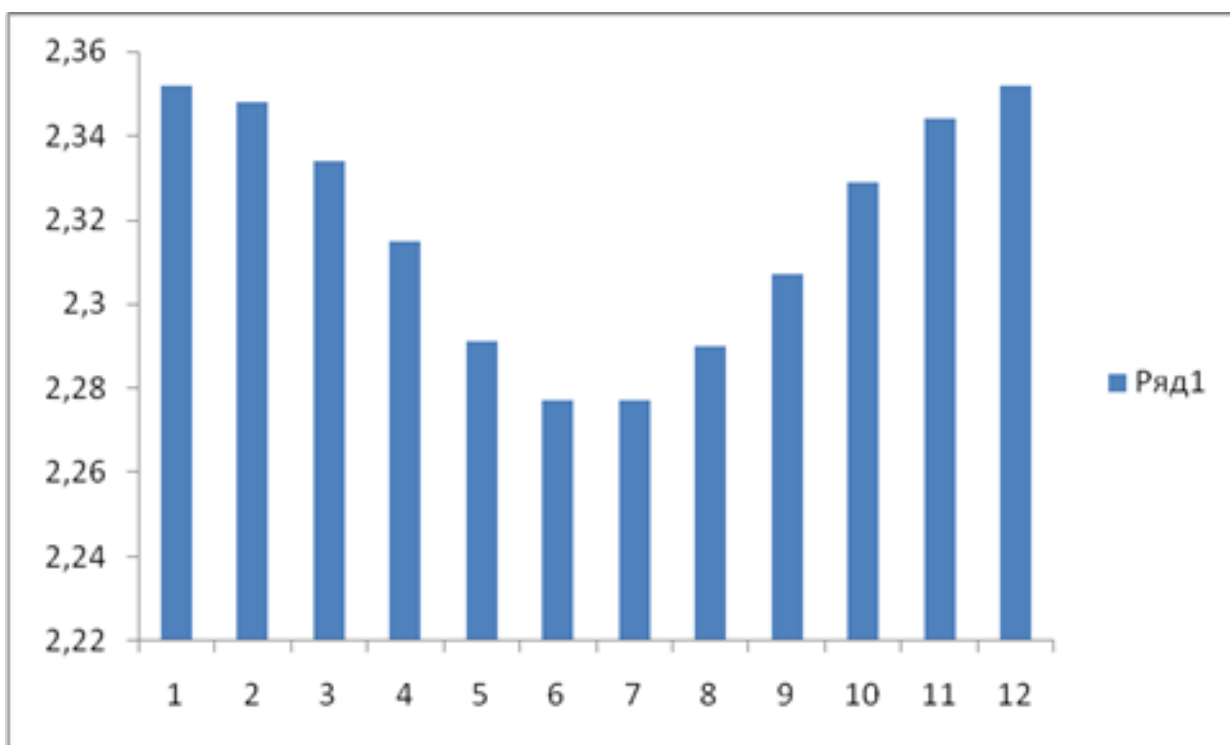
де K_p – коефіцієнт росту навантаження, $K_p = (1.05 \div 1.12)$: приймаємо $K_p = 1.1$.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.15. та рис. 2.4.

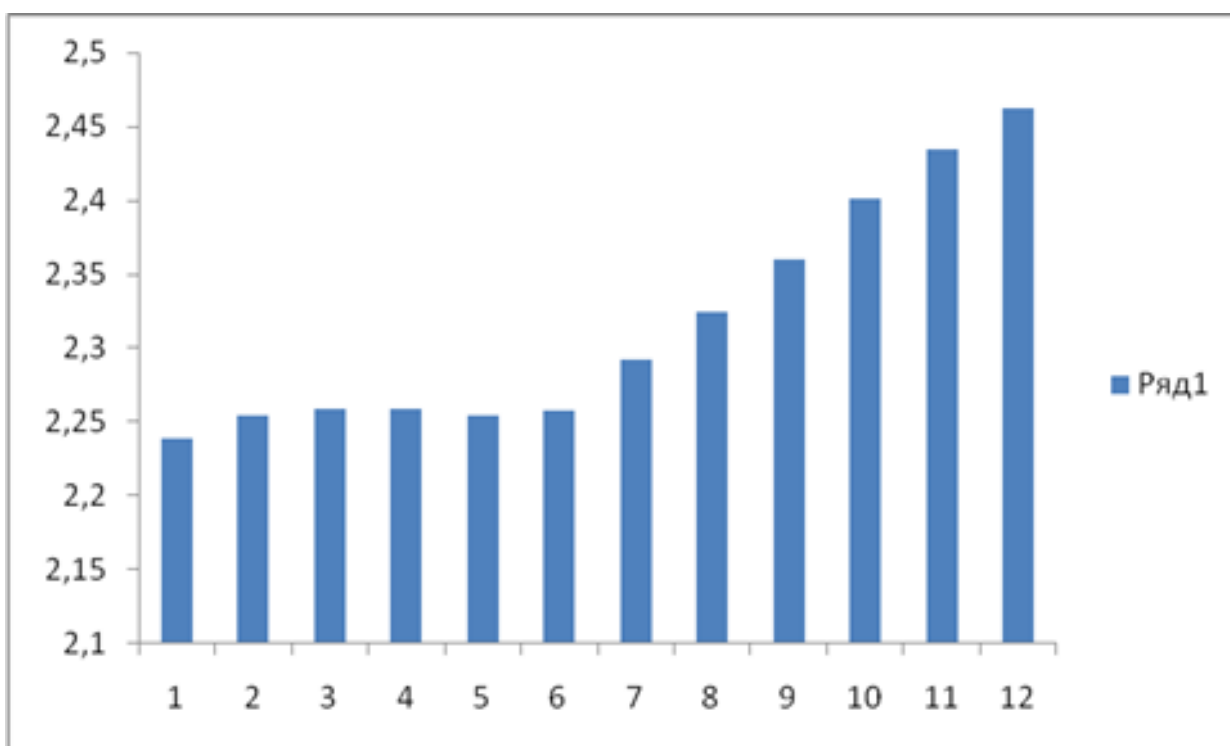
Таблиця 2.15 – Результати розрахунків річного графіка навантаження

Місяць	$\Delta \cdot K_n^{max}$, МВт	$P_{max.л}$, МВт	$P_{стат.н}$, МВт	$K_n^{дин}$	$P_{дин.н}$, МВт
1	1,051	2,211	2,352	0,952	2,239
2	0,994	2,211	2,348	0,960	2,254
3	0,79	2,211	2,334	0,968	2,259
4	0,53	2,211	2,315	0,976	2,259
5	0,192	2,211	2,291	0,984	2,254
6	0	2,211	2,277	0,992	2,258
7	0	2,211	2,277	1,007	2,292
8	0,178	2,211	2,290	1,015	2,324
9	0,417	2,211	2,307	1,023	2,360
10	0,727	2,211	2,329	1,031	2,401
11	0,938	2,211	2,344	1,039	2,435
12	1,051	2,211	2,352	1,047	2,462

Одним із способів підвищення ефективності, а відповідно, надійності є дослідження режимів роботи мережевих насосів на основі розрахованих графіків річного навантаження.



а)



б)

Рисунок 2.4 – Річний графік навантаження котельні:
а) графік місячних регулярних максимумів навантажень;
б) статичний графік.

2.5.2 Забезпечення ефективності роботи мережевих насосів

Основним споживачем котельного відділення є високовольтні споживачі. До 35% [17] потужності (енергії) припадає на мережеві насоси. Тому, необхідно застосувати заходи з енергозбереження при експлуатації вказаних механізмів. Одним із способів визначення ефективності впроваджених заходів з енергозбереження є дослідження режимів роботи високовольтних споживачів.

Про моделюванні високовольтних споживачів вирішуємо два завдання [17, 18]:

- дослідження асинхронного двигуна (АД), що використовується для їх приводу;
- дослідження механізму власних потреб.

При дослідженні (моделюванні) АД є визначення параметрів заступної схеми [17].

При дослідженні, як правило, доступні: паспортні значення основних величин: номінальні значення потужності, напруги, струму; к.к.д., коефіцієнт корисної дії швидкості обертання ротора, коефіцієнт потужності двигуна; відношення пускового струму до номінального; відношення пускового та критичного моменту; момент інерції ротора двигуна [18]. За цими даними за методиками, що пропонуються в [16] можна розрахувати параметри заступної схеми асинхронного двигуна, що досліджується.

При дослідженні АД використовуємо математичне в системі $\alpha, \beta, 0$. Рівняння, що описують режим роботи АД в означених координатах подаємо у вигляді [9, 10]:

$$\left\{ \begin{array}{l}
u_{s\alpha} = r_s \cdot i_{s\alpha} + \frac{d\psi_{s\alpha}}{dt} \\
u_{s\beta} = r_s \cdot i_{s\beta} + \frac{d\psi_{s\beta}}{dt} \\
0 = r_r \cdot i_{r\alpha} + \frac{d\psi_{r\alpha}}{dt} + \omega \cdot \psi_{r\beta} \\
0 = r_r \cdot i_{r\beta} + \frac{d\psi_{r\beta}}{dt} - \omega \cdot \psi_{r\alpha} \\
\frac{d\omega}{dt} = \frac{p}{\omega} \left(\frac{3}{2} \cdot p \cdot L_m (i_{r\alpha} \cdot i_{s\beta} - i_{r\beta} \cdot i_{s\alpha}) - M_c \right) \\
\psi_{s\alpha} = L_s \cdot i_{s\alpha} + L_m \cdot i_{r\alpha} \\
\psi_{s\beta} = L_s \cdot i_{s\beta} + L_m \cdot i_{r\beta} \\
\psi_{r\alpha} = L_r \cdot i_{r\alpha} + L_m \cdot i_{s\alpha} \\
\psi_{r\beta} = L_r \cdot i_{r\beta} + L_m \cdot i_{s\beta}
\end{array} \right. \quad (2.30)$$

де L – індуктивності обмоток; J – момент інерції ротора; p – кількість пар полюсів; i – струми; M_{ω} – обертовий момент АД; M_c – статичний момент опору; r – активні опори обмоток; ψ – потокощеплення.

Враховавши систему базисних одиниць, система рівнянь (2.31) приймає вигляд [10]:

$$\left\{ \begin{array}{l}
u_{s\alpha} = \frac{r_s \cdot x_r}{x_s \cdot r_r - x_m^2} \left(\psi_{s\alpha} - \frac{x_m}{x_r} \psi_{r\alpha} \right) + \frac{1}{\omega_{\sigma}} \frac{d\psi_{s\alpha}}{dt} \\
u_{s\beta} = \frac{r_s \cdot x_r}{x_s \cdot r_r - x_m^2} \left(\psi_{s\beta} - \frac{x_m}{x_r} \psi_{r\beta} \right) + \frac{1}{\omega_{\sigma}} \frac{d\psi_{s\beta}}{dt} \\
0 = -\frac{r_r \cdot x_s}{x_s \cdot x_r - x_m^2} \left(\frac{x_m}{x_s} \psi_{s\alpha} - \psi_{r\alpha} \right) + \frac{1}{\omega_{\sigma}} \frac{d\psi_{s\alpha}}{dt} - \omega \psi_{r\beta} \\
0 = -\frac{r_r \cdot x_s}{x_s \cdot x_r - x_m^2} \left(\frac{x_m}{x_s} \psi_{s\beta} - \psi_{r\beta} \right) + \frac{1}{\omega_{\sigma}} \frac{d\psi_{s\beta}}{dt} - \omega \psi_{r\alpha}
\end{array} \right. \quad (2.31)$$

Параметри заступної схеми АД розраховуємо за методом, що представлений в [18].

На підприємстві ТЕЦ встановлено 4 мереживі насоси типу $СЄ1250-140$, робота яких здійснюється АД потужністю 630 кВА на напругу 6 кВ типу $A-400У-4У32$ з каталожними даними (таблиця 2.16) [18].

Таблиця 2.16 – Каталожні дані АД типу $A-400У-4У32$.

Тип	$P, \text{кВт}$	$U, \text{В}$	$I, \text{А}$	$\cos \varphi$	ККД	m_m	m_n	i_n
$A-400У-4У32$	630	6000	73	0,88	0,951	2,6	1	6,4

При використанні отриманих значень за заступною схемою, були отримані залежності опорів обмоток ротора приведених до статора, опору взаємодукції та опорів обмоток статора від значення ковзання (рисунок 2.5).

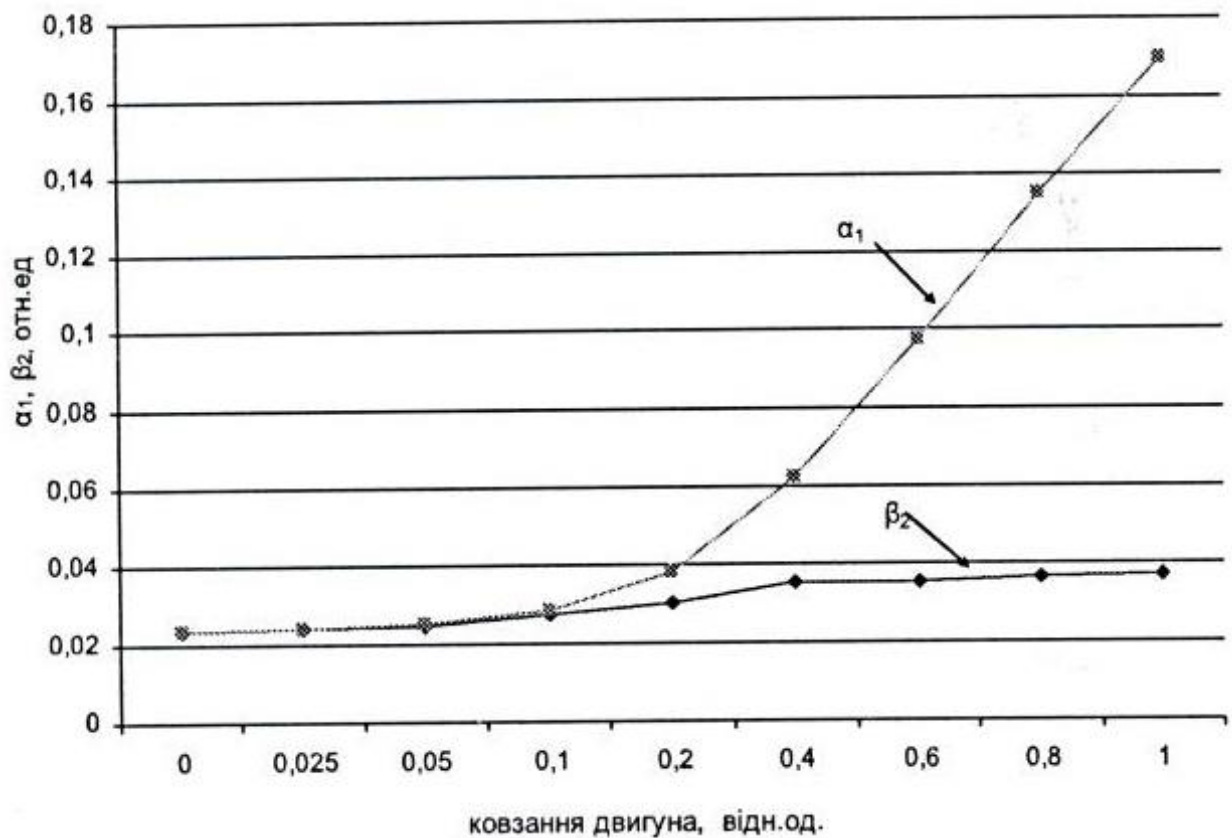


Рисунок 2.5 – Залежність параметрів АД типу $A-400У-4У32$ від ковзання.

Осцилограма струму в фазі запуску АД, та швидкості обертання ротора двигуна, що були отримані при моделюванні, представлені на рис. 2.6.

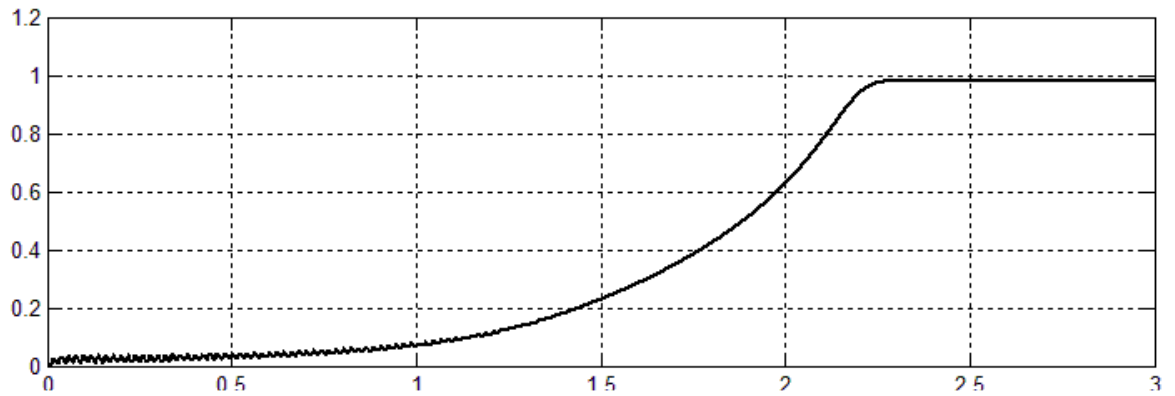


Рисунок 2.6 – Осцилограма зміни швидкості обертання при запуску АД типу $A-400U-4U32$.

Для оцінки забезпечення ефективності роботи мережевого насосу проводимо моделювання його робочих характеристик в робочій зоні зміни подачі води [18].

В загальному варіанті за викладеними методиками [10, 11] достатньо при апроксимуванні використати тричлен 3 ступеня. Також при аналізі приймаємо до уваги значення обертання робочого колеса; продуктивність насосу; швидкість подачі води. Представимо необхідний момент на валу мережевого насосу та напір через потужність, яка споживається АД за виразами [8, 18]:

$$P_{\text{мех}} = A_3 \cdot n^2 \cdot Q - B_3 \cdot n \cdot Q^2 + D_3 \cdot n^3 \quad (2.32)$$

$$H = A_2 \cdot n^2 + B_2 \cdot n \cdot Q + C_2 \cdot Q^2 \quad (2.33)$$

де n – швидкість обертання механізму, $\text{об} / \text{хв}$;

Q – продуктивність механізму, $\text{м}^3 / \text{год}$.

Коефіцієнти $A_2, B_2, C_2, A_3, B_3, D_3$ отримуємо з експериментальних даних розрахунку річних (добових) навантажень ТЕЦ, з урахуванням значень напору при різних режимах навантаження [18].

Отримані значення коефіцієнтів при моделюванні режиму роботи мережевих насосів типу $CC1250-140$ подано в табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Коефіцієнти, отримані при моделюванні режиму роботи мережевого насосу типу СС1250–140.

Тип насосу	A_3	B_3	D_3
СС1250–140	$154.84 \cdot 10^{-9}$	$-30.97 \cdot 10^{-9}$	$38.56 \cdot 10^{-9}$

Отримана робоча характеристика мережевого насосу подана на рис. 2.7.

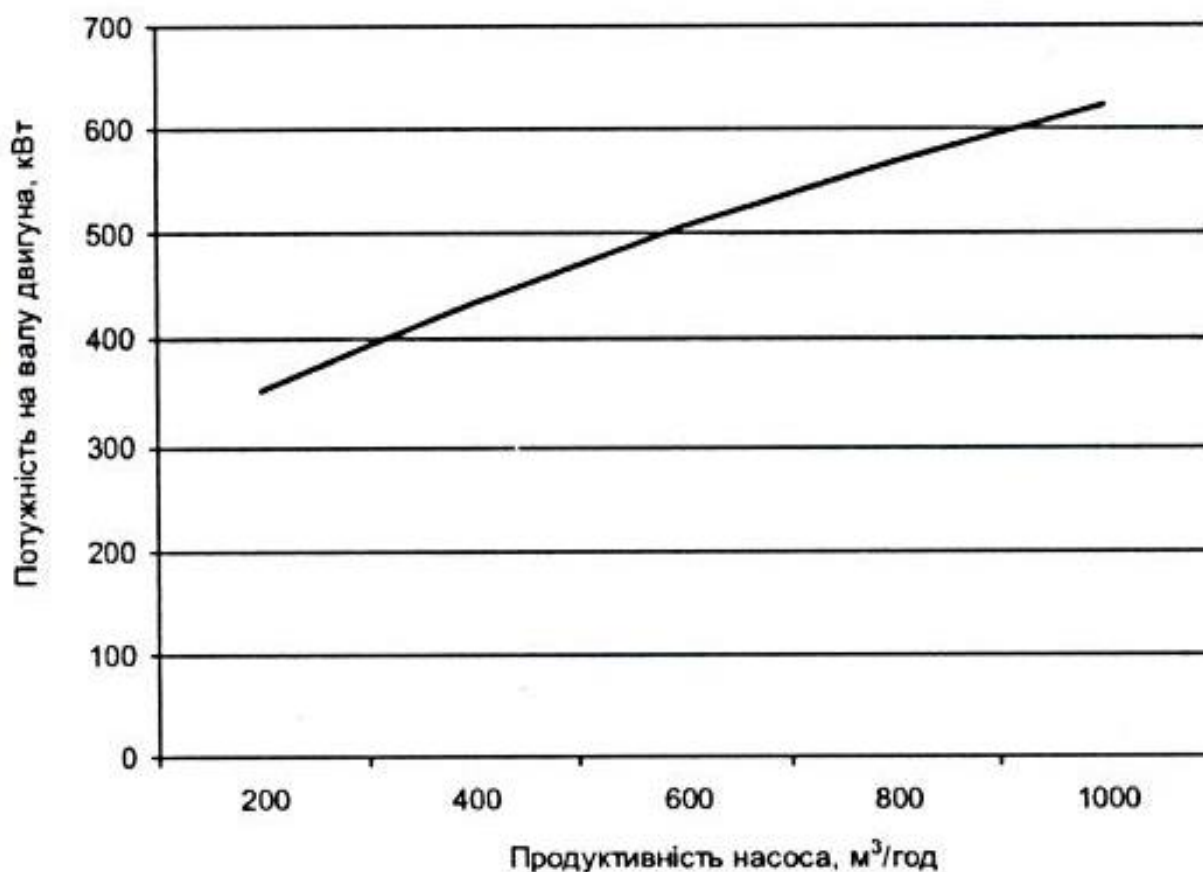


Рисунок – 2.7 Залежність потужності на валу двигуна від продуктивності насосу СС1250–140, отримана при дослідженні

Оцінка ефективності режимів роботи мережевих насосів ТЕЦ виконуємо з застосуванням математичних виразів 2.30–2.33.

При оцінці приймалися допущення:

– електропостачання АД проводимо як від системи нескінченної потужності з постійним значенням напруги та частоти;

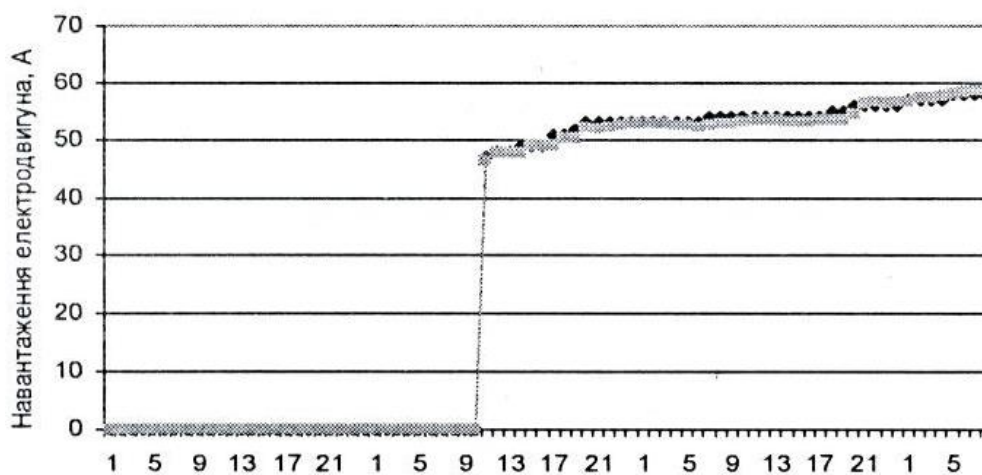
– не враховуємо додаткове електропостачання теплових мереж (циркуляція мережевої води);

– не враховуємо зміну гідравлічного опору трубопроводів, що ведуть до живильних насосів;

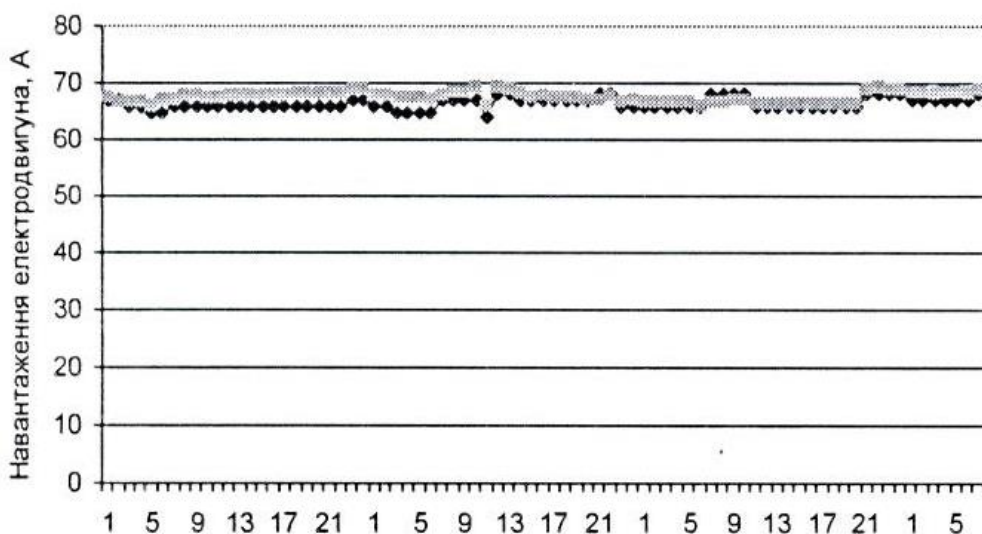
– режим роботи всіх мережевих насосів є однаковими.

Результати дослідження у виді величин струмів, що споживаються АД порівнювались з фактичним струмом споживання асинхронних двигунів, (режими роботи насосів котельного відділення ТЕЦ).

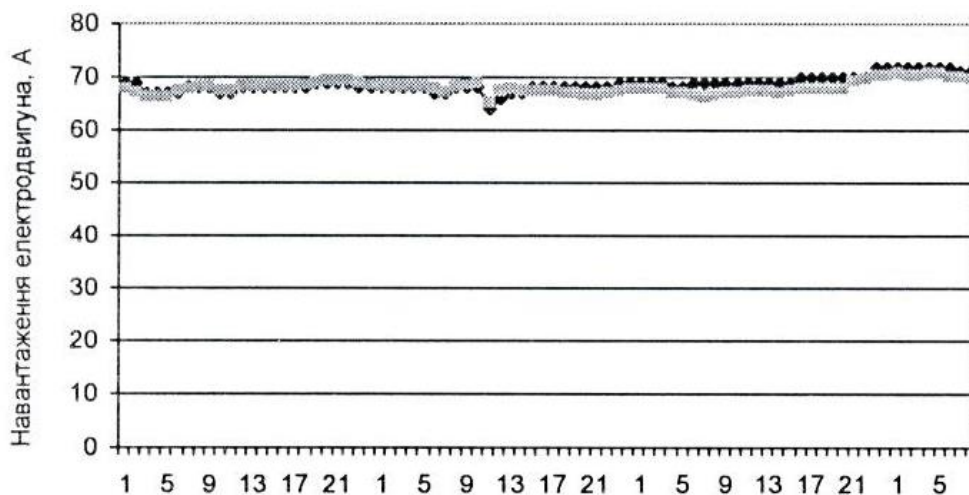
Порівняння фактичних струмів зі струмами, отриманими при дослідженні показано на рис. 2.8.



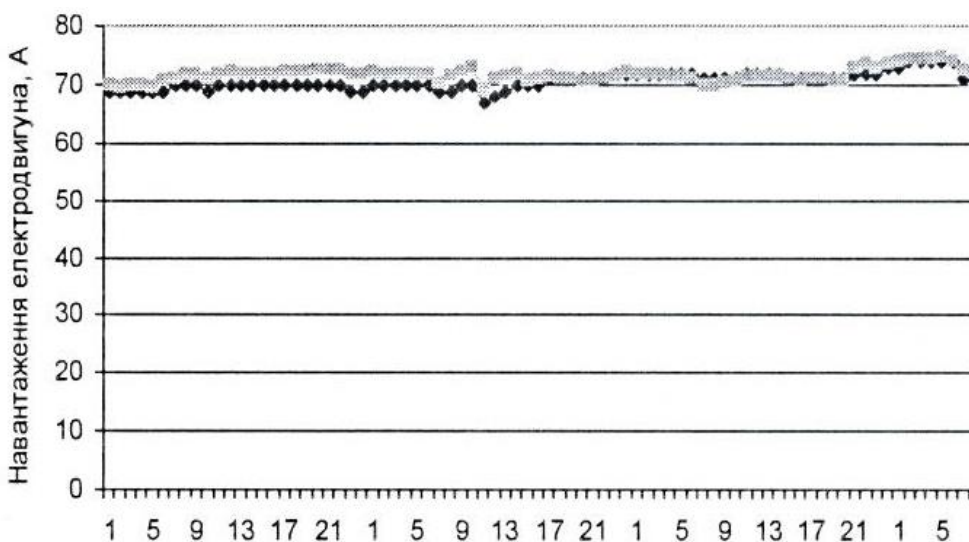
Мережевий насос № 1



Мережевий насос № 2



Мережевий насос № 3



Мережевий насос № 4

Рисунок 2.8 – Порівняння фактичного струму зі струмом, що отриманий при моделюванні для мережевих насосів котельного відділення ТЕЦ (дані фактичного значення струмів в періоді 02.10.2021-04.10.2021).

Оцінка точності моделювання проводимо за відносною похибкою [12]:

$$\delta = \frac{I_{\text{факт}} - I_{\text{модл}}}{I_{\text{факт}}} \cdot 100\% . \quad (2.34)$$

Отримана точність становить 3 % , що є допустимим.

Отримані результати можна застосувати для оцінки та підвищення енергоефективності роботи устаткування механізмів ТЕЦ.

2.6 Висновки по другому розділі

Для проведення вибору засобів забезпечення ефективності роботи обладнання котельного відділення:

- здійснено розрахунки потужності котельного відділення ТЕЦ та побудована картограма електричних навантажень високовольтного та низьковольтного обладнання;

- проведено вибір оптимальної потужності трансформаторів котельного відділення для забезпечення ефективної роботи та зниження втрат;

- проведені техніко-економічні розрахунки ефективності роботи обладнання котельного відділення в залежності від режимів теплопостачання дозволить застосувати заходи енергозбереження на основі аналізу енергоспоживання мережевих насосів;

- для оцінки забезпечення ефективності роботи мережевих насосів котельного відділення запропоновані математичні вирази щодо розрахунку необхідного моменту на валу мережевого насоса та напір води через потужність, яка споживається асинхронним двигуном.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

Для забезпечення ефективності роботи електричного обладнання котельного відділення в номінальних та аварійних режимах необхідно правильно визначити струми короткого замикання й по них вибрати захисне обладнання та засоби обмеження струмів короткого замикання [19, 20].

3.1 Визначення струмів КЗ на установках напругою понад 1000 В

Електропостачання котельного відділення ТЕЦ здійснюється двома кабельними лініями від ГРП, та через трансформатори розподілу та повітряні лінії зв'язаний з системою нескінченної потужності. Проводимо побудову розрахункової схеми з параметрами елементів необхідними для розрахунку струмів короткого замикання (КЗ) [19] (рис. 3.1).

Враховуючи, що при КЗ на шинах РП – 6 кВ котельного відділення (точка К2), струм буде проходити тільки по одній з ліній електропостачання, так як при номінальних режимах секції працюють окремо, складаємо схему заміщення та розраховуємо параметри її елементів. Схема заміщення представлена на рис. 3.2. Розрахунок елементів проводимо в відносних базових одиницях [19].

Задаємо базові умови:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}; U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}; U_{\sigma 2} = 6.3 \text{ кВ}; S_c = \infty; X_c = 0; E_c = 1.$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}. \quad (3.1)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 0.502 \text{ кА}.$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6.3 \cdot 10^3} = 9.164 \text{ кА}.$$

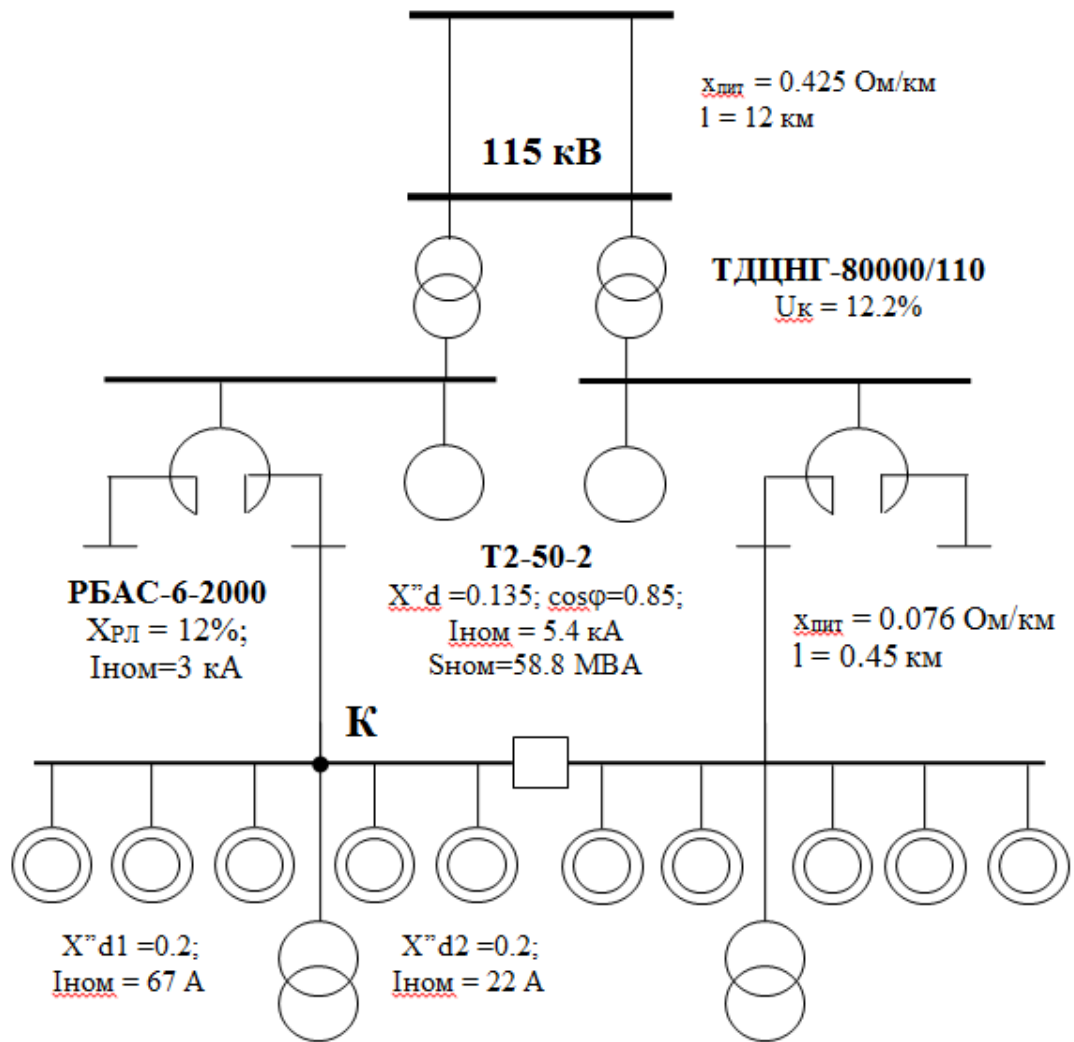


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема для визначення струмів КЗ.

Визначаємо величину опорів схеми заміщення повітряних ліній електропередачі напругою 110кВ [19]:

$$X_{\text{Л1}}^* = X_{\text{Л2}}^* = X_{\text{шпд.Л1}} \cdot L_{\text{Л1}} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.425 \cdot 12 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0.04;$$

– для трансформатора $ТМ - 80000 / 110$:

$$X_{\text{T1}}^* = X_{\text{T2}}^* = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{12.2}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0.153;$$

– для секційного реактора :

$$X_{\text{PC}}^* = \frac{X_{\text{PC}}\%}{100} \cdot \frac{I_6}{I_{\text{ном.PC}}} \cdot \frac{U_{\text{ном.PC}}}{U_{62}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{9.16}{3} \cdot \frac{6}{6.3} = 0.349;$$

– для генератора:

$$X_{\Gamma 1}^* = X_{\Gamma 2}^* = X_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Г}}} = 0.135 \cdot \frac{100}{58.8} = 0.23;$$

$$E_{\Gamma 1}^{**} = E_{\Gamma 2}^{**} = \sqrt{(1 + X_d'' \cdot \sin \varphi)^2 + (X_d'' \cdot \cos \varphi)^2} = \sqrt{(1 + 0.135 \cdot 0.53)^2 + (0.135 \cdot 0.85)^2} = 1.08;$$

– для лінійного реактора (однієї вітки):

$$X_{\text{РЛ}}^* = \frac{X_{\text{РЛ}}\%}{100} \cdot \frac{I_6}{I_{\text{НОМ.РЛ}}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.РЛ}}}{U_{62}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{9.16}{2} \cdot \frac{6}{6.3} = 0.523;$$

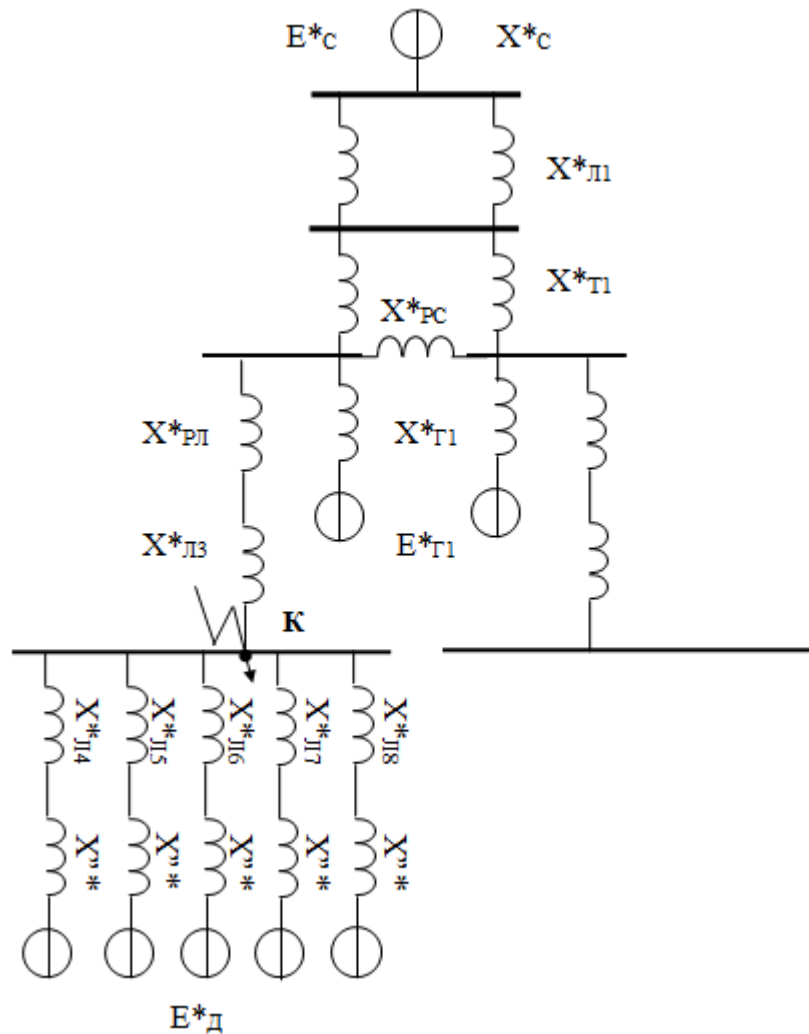


Рисунок 3.2 – Схема заміщення (вихідна).

– для кабельних трас живлення РП (два паралельних кабелі) та двигунів:

$$X_{\text{ЛЗ}}^* = X_{\text{шт.ЛЗ}} \cdot L_{\text{ЛЗ}} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = \frac{0.076}{2} \cdot 0.45 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{(6.3 \cdot 10^3)^2} = 0.043;$$

$$X_{Л4}^* = X_{птг.Л4} \cdot L_{Л4} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0.083 \cdot 0.085 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{(6.3 \cdot 10^3)^2} = 0.018;$$

$$X_{Л5}^* = X_{птг.Л5} \cdot L_{Л5} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0.083 \cdot 0.095 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{(6.3 \cdot 10^3)^2} = 0.020;$$

$$X_{Л6}^* = X_{птг.Л6} \cdot L_{Л6} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0.102 \cdot 0.055 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{(6.3 \cdot 10^3)^2} = 0.014;$$

$$X_{Л7}^* = X_{птг.Л7} \cdot L_{Л7} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0.102 \cdot 0.065 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{(6.3 \cdot 10^3)^2} = 0.017;$$

$$X_{Л8}^* = X_{птг.Л8} \cdot L_{Л8} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0.083 \cdot 0.065 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{(6.3 \cdot 10^3)^2} = 0.014;$$

– для асинхронних електродвигунів:

$$X_{д1}^{**} = X_{д2}^{**} = X_{д1}'' \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ.Д1}} = 0.2 \cdot \frac{100}{0.696} = 28.74;$$

$$X_{д5}^{**} = X_{д6}^{**} = X_{д5}'' \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ.Д5}} = 0.2 \cdot \frac{100}{0.229} = 87.34;$$

$$X_{д9}^{**} = X_{д9}'' \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ.Д9}} = 0.2 \cdot \frac{100}{0.708} = 28.25;$$

$$E_{\partial 1}^{**} = E_{\partial 2}^{**} = E_{\partial 5}^{**} = E_{\partial 6}^{**} = E_{\partial 9}^{**} = 0.9.$$

Перетворюємо схему заміщення до вигляду, коли між точкою КЗ та джерелами енергії буде один опір [19, 20].

Опори повітряних ЛЕП 110кВ $X_{Л1}^*$ та $X_{Л2}^*$, можна об'єднати як паралельні; опори лінійного реактора та кабельної лінії ЛЗ: $X_{рл}^*$ і $X_{лз}^*$ – послідовні; аналогічно об'єднуємо опори електродвигуна та кабельної лінії, що їх живлять: $X_{Л4}^*$ та $X_{д1}^{**}$, $X_{Л5}^*$ і $X_{д2}^{**}$, $X_{Л6}^*$ і $X_{д5}^{**}$, $X_{Л7}^*$ і $X_{д6}^{**}$, $X_{Л8}^*$ і $X_{д9}^{**}$. Трикутник опорів $X_{Т1}^*$, $X_{Т2}^*$ і $X_{РС}^*$ перетворюємо в зірку. Схему заміщення після цих перетворень представлено на рис. 3.3.

$$X_1^* = \frac{X_{Л1}^* \cdot X_{Л2}^*}{X_{Л1}^* + X_{Л2}^*} = \frac{0.04 \cdot 0.04}{0.04 + 0.04} = 0.02;$$

$$X_2^* = \frac{X_{T1}^* \cdot X_{T2}^*}{X_{T1}^* + X_{T2}^* + X_{PC}^*} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.349} = 0.036;$$

$$X_3^* = X_4^* = \frac{X_{T1}^* \cdot X_{PC}^*}{X_{T1}^* + X_{T2}^* + X_{PC}^*} = \frac{0.153 \cdot 0.349}{0.153 + 0.153 + 0.349} = 0.082;$$

$$X_5^* = X_{PJ}^* + X_{J3}^* = 0.523 + 0.043 = 0.566;$$

$$X_6^* = X_{J4}^* + X_{d1}^{**} = 0.018 + 28.74 = 28.758;$$

$$X_7^* = X_{J5}^* + X_{d2}^{**} = 0.02 + 28.74 = 28.76;$$

$$X_8^* = X_{J6}^* + X_{d5}^{**} = 0.014 + 87.34 = 87.354;$$

$$X_9^* = X_{J7}^* + X_{d6}^{**} = 0.017 + 87.34 = 87.357;$$

$$X_{10}^* = X_{J8}^* + X_{d9}^{**} = 0.014 + 28.25 = 28.264.$$

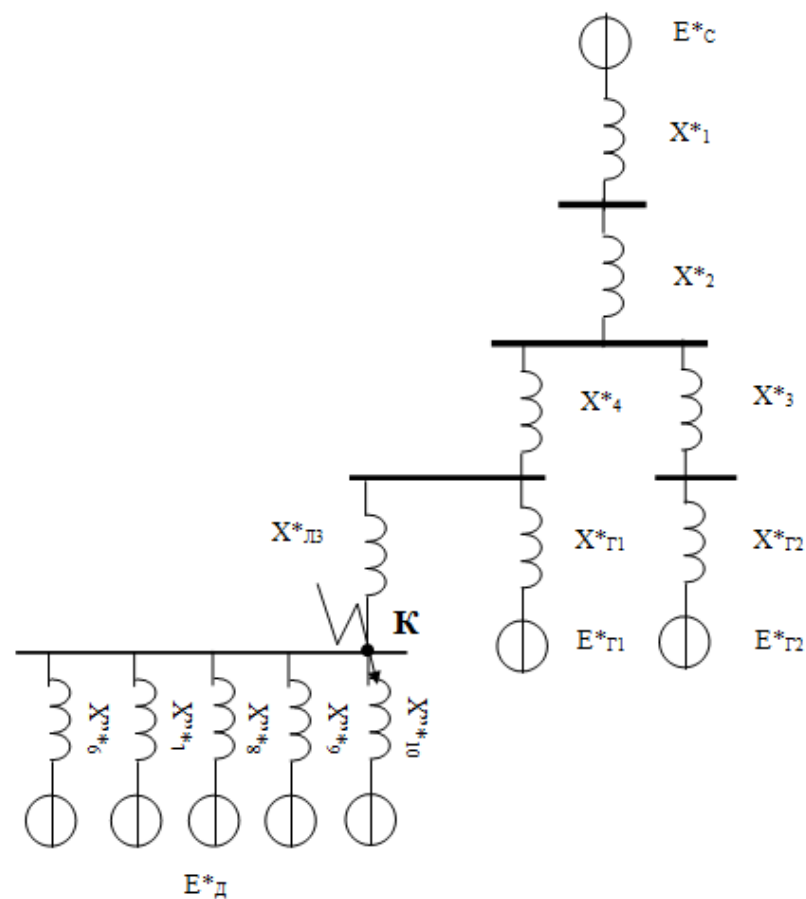


Рисунок 3.3 – Схема заміщення (перетворення 1).

Пари опорів X_1^* , X_2^* і X_3^* , $X_{Г2}^*$ об'єднуємо, як послідовні :

$$X_{11}^* = X_1^* + X_2^* = 0.02 + 0.036 = 0.056;$$

$$X_{12}^* = X_3^* + X_{\Gamma 2}^{**} = 0.082 + 0.23 = 0.312.$$

Всі асинхронні двигуни, як джерела енергії можемо замінити одним еквівалентним $E_{д.Е}^* = 0.9$. Опори, які зв'язують ці джерела з точкою КЗ також замінюємо одним еквівалентним, що розраховуємо при розгляді опорів як паралельні. Схему заміщення як результат означених перетворень, зображено на рис. 3.4.

$$X_{13}^* = \frac{1}{\frac{1}{X_6^*} + \frac{1}{X_7^*} + \frac{1}{X_8^*} + \frac{1}{X_9^*} + \frac{1}{X_{10}^*}} = \frac{1}{\frac{1}{28.758} + \frac{1}{28.76} + \frac{1}{87.354} + \frac{1}{87.357} + \frac{1}{28.264}},$$

$$X_{13}^* = \frac{1}{\frac{1}{X_6^*} + \frac{1}{X_7^*} + \frac{1}{X_8^*} + \frac{1}{X_9^*} + \frac{1}{X_{10}^*}} = 7.824.$$

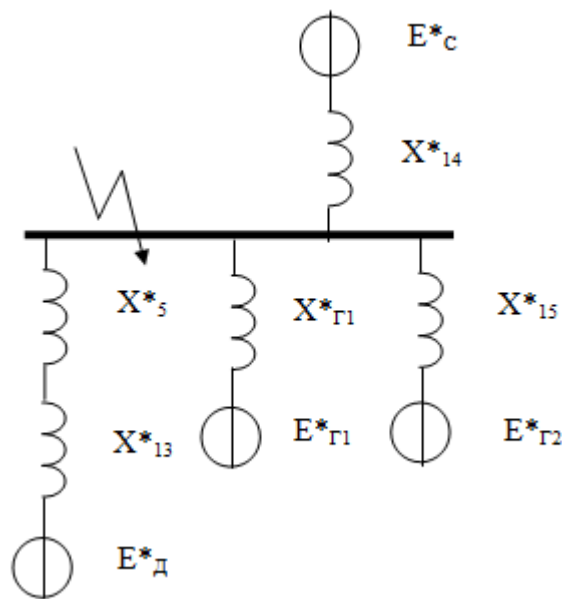


Рисунок 3.4 – Схема заміщення (перетворення 2).

Зірку опорів X_4^* , X_{11}^* і X_{12}^* перетворимо в трикутник. Опором, який виникає між джерелами живлення нехтуємо. Опори що утворяться рівні:

$$X_{14}^* = X_4^* + X_{11}^* + \frac{X_4^* \cdot X_{11}^*}{X_{12}^*} = 0.082 + 0.056 + \frac{0.082 \cdot 0.056}{0.312} = 0.153;$$

$$X_{15}^* = X_4^* + X_{12}^* + \frac{X_4^* \cdot X_{12}^*}{X_{11}^*} = 0.082 + 0.312 + \frac{0.082 \cdot 0.312}{0.056} = 0.851.$$

Генератори можемо об'єднати в одне джерело живлення з $E_{ГЕ}'' = 1.08$.
Опори, які зв'язують точку КЗ з генераторами об'єднуємо в один, як паралельні.

В результаті отримаємо:

$$X_{16}^* = \frac{X_{Г1}^* \cdot X_{15}^*}{X_{Г1}^* + X_{15}^*} = \frac{0.23 \cdot 0.815}{0.23 + 0.851} = 0.181.$$

Схема заміщення представлена на рис. 3.5.

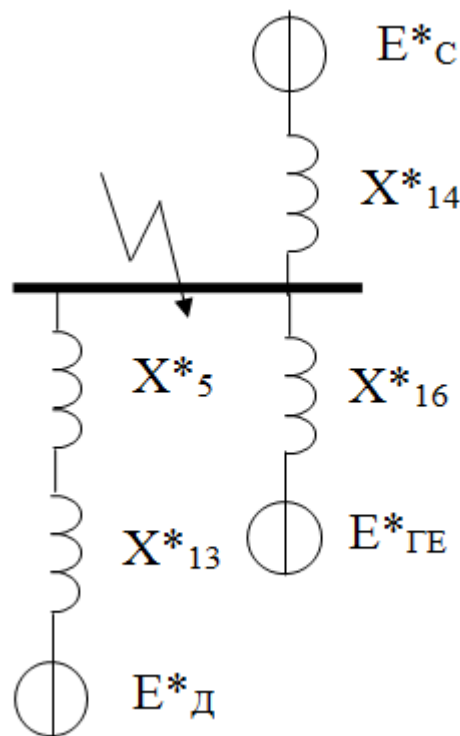


Рисунок 3.5 – Схема заміщення (перетворення 3).

На наступному етапі зірку опорів X_5^* , X_{14}^* і X_{16}^* перетворимо в трикутник.

$$X_{17}^* = X_5^* + X_{14}^* + \frac{X_5^* \cdot X_{14}^*}{X_{16}^*} = 0.566 + 0.153 + \frac{0.566 \cdot 0.153}{0.181} = 1.197;$$

$$X_{18}^* = X_5^* + X_{16}^* + \frac{X_5^* \cdot X_{16}^*}{X_{14}^*} = 0.566 + 0.181 + \frac{0.566 \cdot 0.181}{0.153} = 1.417.$$

Отримуємо кінцеву схему заміщення, яка представлена на рисунку 3.6 та проводимо розрахунки.

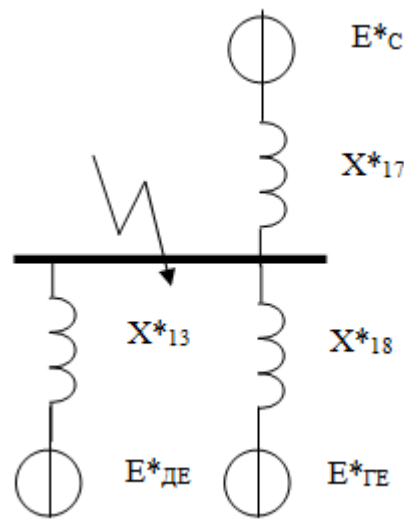


Рисунок 3.6 – Кінцева схема заміщення.

Визначаємо струм КЗ в точці окремо від енергосистеми, від генераторів і від асинхронних двигунів [19]. Струм в перший момент часу визначаємо з виразу:

$$I''' = \frac{E^*}{X_{3B}} \cdot I_{\sigma} \quad (3.2)$$

Отже, струм від енергосистеми становить:

$$I''_C = \frac{E^*}{X_C} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{1.197} \cdot 9.164 = 7.65 \text{ кА}.$$

Струм від генераторів буде:

$$I''_{ГЕ} = \frac{E^*}{X_{ГЕ}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1.08}{1.417} \cdot 9.164 = 6.98 \text{ кА}.$$

Струм від асинхронних двигунів буде:

$$I''_{ДЕ} = \frac{E^*}{X_{ДЕ}} \cdot I_{\sigma} = \frac{0.9}{7.824} \cdot 9.164 = 1.054 \text{ кА}.$$

Загальний струм в точці КЗ становить:

$$I''_{\Sigma} = I''_C + I''_{ГЕ} + I''_{ДЕ} = 7.65 + 6.98 + 1.054 = 15.684 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударне значення струму КЗ згідно виразу [19]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot K_y, \quad (3.3)$$

де K_y – для установок напругою вище 1кВ: $K_{yC} = 1.8$; $K_{yГ} = 1.91$; $K_{yД} = 1.6$.

Ударний струм КЗ для установок буде:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_C'' \cdot K_{yC} = \sqrt{2} \cdot 7.65 \cdot 1.8 = 19.474 \text{ кА};$$

$$i_{yГ} = \sqrt{2} \cdot I_C'' \cdot K_{yГ} = \sqrt{2} \cdot 6.98 \cdot 1.91 = 18.854 \text{ кА};$$

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot I_C'' \cdot K_{yД} = \sqrt{2} \cdot 1.054 \cdot 1.6 = 2.385 \text{ кА};$$

$$i_{y\Sigma} = i_{yC} = i_{yГ} = i_{yД} = 40.713 \text{ кА}.$$

$$I_y = \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} \cdot I'' \quad (3.4)$$

$$I_{yC} = \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{yC} - 1)^2} \cdot I_C'' = \sqrt{1 + 2 \cdot (1.8 - 1)^2} \cdot 7.65 = 11.551 \text{ кА};$$

$$I_{yГ} = \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{yГ} - 1)^2} \cdot I_{ГE}'' = \sqrt{1 + 2 \cdot (1.91 - 1)^2} \cdot 6.98 = 11.376 \text{ кА};$$

$$I_{yД} = \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{yД} - 1)^2} \cdot I_D'' = \sqrt{1 + 2 \cdot (1.6 - 1)^2} \cdot 1.054 = 1.382 \text{ кА};$$

$$I_{y\Sigma} = I_{yC} + I_{yГ} + I_{yД} = 11.551 + 11.376 + 1.382 = 24.309 \text{ кА}.$$

Для вибору автоматичних вимикачів необхідно знайти значення КЗ при часі $t = 0.1$ с. Струм від системи рівний над перехідному струму КЗ [20].

Розраховуємо розрахунковий опір:

$$X_{\text{розра.Г}} = X_{18}^* \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Г\Sigma}}}{S_6} = 1.417 \cdot \frac{117.6}{100} = 1.666. \quad (3.5)$$

З розрахункових кривих для часу $t = 0.1$ с знаходимо $I_{nt}^{0.1} = 0.59$.

Визначаємо величину струму КЗ:

$$I_{Г}^{0.1} = I_{nt}^{0.1} \cdot I_{\text{НОМ.Г}} = 0.59 \cdot 10.8 = 6.372 \text{ кА}.$$

Загальний струм для часу $t = 0.1$ с становить:

$$I_{\Sigma}^{0.1} = I_{Г}^{0.1} + I_C'' = 6.372 + 7.65 = 14.022 \text{ кА}.$$

3.2 Визначення струмів КЗ на установках напругою до 1000 В

Специфіка розрахунку струмів КЗ полягає в тому, що при напругах до 1 кВ навіть невеликий опір чинить істотний вплив на струм КЗ. Тому, при розрахунках враховуються всі опори коротко замкненого кола, як індуктивні так і активні. Крім того, враховуються активні опори всіх перехідних контактів.

Розрахунок струмів КЗ в низьковольтній мережі будемо проводити в іменованих одиницях [19].

Розрахункова схема з параметрами її елементів для визначення струмів КЗ представлено на рис. 3.7.

Для визначення параметрів необхідно провести попередній вибір шин і автоматичних вимикачів.

Панелі типу ПСН комплектуються алюмінієвими шинами прямокутного перерізу розміром 80×10 мм; $r_0 = 0.044$ мОм/м; $x_0 = 0.102$ мОм/м.

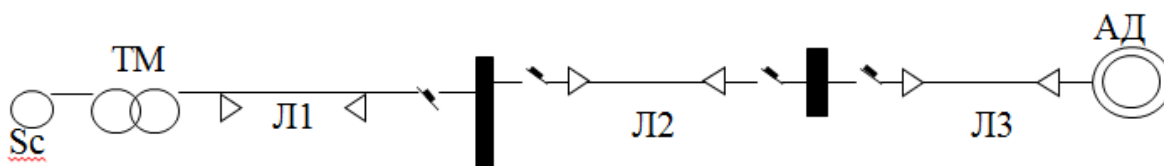


Рисунок 3.7 – Розрахункова схема для визначення струмів КЗ напругою до 1 кВ.

На вході в РП – 0.4 кВ вибираємо автоматичний вимикач типу АВМ – 20 :
за $I_{max} = 1236.46$ А, з $I_{ном.РЧ} = 1500$ А; $r_A = 0.14$ мОм; $x_A = 0.08$ мОм.

Для електропостачання ЩС №6804 на РП – 0.4 кВ вибираємо автоматичний вимикач типу АВМ – 4:

за $I_{max} = 224.4$ А, з $I_{ном.РЧ} = 250$ А; $r_A = 0.65$ мОм; $x_A = 0.17$ мОм.

В якості групового щита ЩС №6804 вибираємо розподільний пункт, що комплектується вимикачем типу А31, серії ПР – 9000. На вході, з таблиці [21], вибираємо автомат-вимикач типу А3140:

за $I_{max} = 224.2$ А, з $I_{ном.РЧ} = 250$ А; $r_A = 0.65$ мОм; $x_A = 0.17$ мОм.

Для електропостачання двигуна приводу вентилятора дугтя встановлюємо вимикач. В опори вимикачів включені опори струмових котушок розчеплювачів і перехідні опори контактів. Дані опорів вибрано з таблиці [21].

Складаємо та розраховуємо параметри схеми заміщення [19]:

$$r_{л1} = r_{ол1} \cdot l_{л1} = 0.042 \cdot 0.02 = 0.84 \text{ мОм};$$

$$x_{л1} = x_{ол1} \cdot l_{л1} = 0.0149 \cdot 0.02 = 0.298 \text{ мОм};$$

$$r_{и1} = r_{и1} \cdot l_{и1} = 0.044 \cdot 4 = 0.176 \text{ мОм};$$

$$x_{и1} = x_{и1} \cdot l_{и1} = 0.102 \cdot 4 = 0.408 \text{ мОм};$$

$$r_{л2} = r_{ол2} \cdot l_{л2} = 0.206 \cdot 0.085 = 17.51 \text{ мОм};$$

$$x_{л2} = x_{ол2} \cdot l_{л2} = 0.0596 \cdot 0.085 = 5.066 \text{ мОм};$$

$$r_{л3} = r_{ол3} \cdot l_{л3} = 5.17 \cdot 0.03 = 15.51 \text{ мОм};$$

$$x_{л3} = x_{ол3} \cdot l_{л3} = 0.09 \cdot 0.03 = 2.7 \text{ мОм}.$$

В схему заміщення вводимо додатковий опір перехідних контактів для розподільних щитків [20]: $r_{доп1} = 15 \text{ мОм}$, а для первинних цехових РП і на затискачах апаратів [20]: $r_{доп2} = 20 \text{ мОм}$. Струм в точці $K4$ від асинхронного двигуна не враховуємо, так як значення струмів визначаємо для вибору захисту.

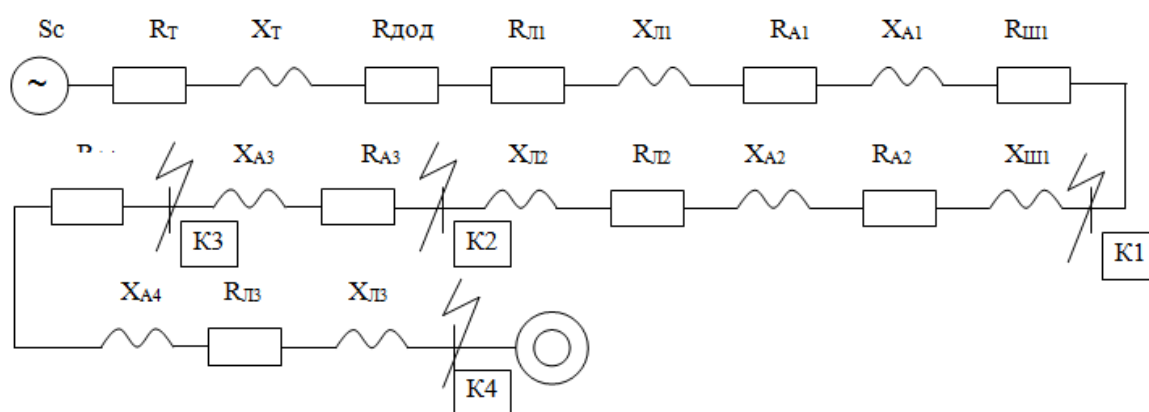


Рисунок 3.8 – Схема заміщення для розрахунку КЗ установок до 1 кВ.

Розраховуємо струм КЗ для точки $K1$ згідно виразу [19].

$$I_{K1} = \frac{U_m}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}} \cdot 10^3, \quad (3.6)$$

де R_Σ – сумарний активний опір до точки КЗ;

X_Σ – сумарний реактивний опір до точки КЗ;

U_m – середня номінальна напруга ступені, де розглядається КЗ.

Визначаємо значення ударного струму [19]:

$$i_v = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot K_y. \quad (3.7)$$

де K_y – ударний коефіцієнт.

Попередньо визначаємо та розраховуємо значення опорів до точки К1:

$$R_{\Sigma K1} = r_T + r_{\text{дод}} + r_{л1} + r_{A1} + r_{ш} = 3.1 + 15 + 0.84 + 0.14 + 0.176 = 19.256 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma K1} = x_T + x_{л1} + x_{A1} + x_{ш} = 13.6 + 0.298 + 0.08 + 0.408 = 14.386 \text{ мОм};$$

$$I_{K1}^3 = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{19.256^2 + 14.386^2}} \cdot 10^3 = 9.61 \text{ А};$$

$$\frac{X_{\Sigma K1}}{R_{\Sigma K1}} = \frac{14.386}{19.256} = 0.75; \text{ тоді } K_y = 1.04;$$

$$i_v = \sqrt{2} \cdot 9.61 \cdot 1.04 = 14.134 \text{ кА}.$$

Дані розрахунку для інших точок проводимо аналогічно. Результати розрахунку подаємо в таблицю 3.1

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку струмів КЗ напругою до 1 кВ

Точка КЗ	$R_\Sigma, \text{ мОм}$	$X_\Sigma, \text{ мОм}$	$r_{\text{дод}}, \text{ мОм}$	X_Σ / R_Σ	K_y	$I_{K3}, \text{ кА}$	$i_v, \text{ кА}$
К1	19.256	14.386	15	0.75	1.04	9.61	14.134
К2	42.416	19.622	20	0.46	1	4.94	7
К3	43.066	19.792	20	0.46	1	4.87	6.89
К4	210.166	26.992	25	0.13	1	1.09	1.54

3.3 Вибір захисних апаратів

Вибір високовольтних апаратів.

Вибір основних електричних апаратів проводимо окремо для високовольтної та низьковольтної частин [19].

Високовольтні вимикачі вибираємо за номінальними значеннями напруги, струму, умовами роботи, виконанням. Вимикачі перевіряємо на витривалість наскрізним струмам КЗ, здатністю на відключення, термічною здатністю [19].

Умови перевірки:

– за номінальною напругою:

$$U_{ном.В} \geq U_{ном.У}; \quad (3.8)$$

– за номінальним струмом:

$$I_{ном.В} \geq I_{max.У}; \quad (3.9)$$

– за номінальним струмом на відключення:

$$I_{ном.відкл} \geq I_n^{0.1}; \quad (3.10)$$

– за динамічною стійкістю:

$$i_{ном.дин} \geq i_{уд}; \quad (3.11)$$

$$I_{ном.дин} \geq I_{уд}; \quad (3.12)$$

– на термічну стійкість:

$$I_{ном.тр}^2 \cdot t_{ном.тр} \geq B_k = I_{тр} \cdot t_{тр}, \quad (3.13)$$

де $U_{ном.В}$, $U_{ном.У}$ – номінальні напруги вимикачів та їх уставок, відповідно; $I_{ном.В}$ – номінальний струм вимикача; $I_{max.У}$ – максимальний струм через вимикач; $I_{ном.відкл}$ – номінальний струм відключення вимикача; $I_n^{0.1}$ – періодична складова струму КЗ для часу $t = 0.1$ с; $i_{уд}$ та $I_{уд}$ – амплітудне та діюче значення ударного струму КЗ; $i_{ном.дин}$ та $I_{ном.дин}$ – амплітудне та діюче значення номінального струму динамічної стійкості вимикача, відповідно; $I_{ном.тр}$ та $t_{ном.тр}$

– номінальний струм термічної стійкості вимикача та допустимий час його дії;

B_k – тепловий імпульс.

Дані вибору вимикачів зведено в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір високовольтних вимикачів

Встановлення	Розрахункові дані							Тип	Дані вимикача					
	$U_{ном.У}$ кВ	$I_{max.У}$ А	$I_n^{0.1}$ кА	$i_{уд}$ кА	$I_{уд}$ кА	$I_{тр.}$ кА	B_k кА ² ·с		$U_{ном.В}$ кВ	$I_{ном.В}$ А	$I_{ном.від}$ кА	$i_{ном.дин}$ кА	$I_{н.дин}$ кА	$I_{н.тр}^2 \cdot t_{н.тр}$ кА ² ·с
Від котельні	6	469.4	14.02	40.71	24.31	15.68	24.6	ВМП-10-630-20К	10	630	20	80	31.5	3969
Від мережних насосів	6	51.04	14.02	40.06	23.93	15.4	23.72	ВМП-10-630-20К	10	630	20	80	31.5	3969
Від насосів рециркуляції	6	16.73	14.02	40.5	24.19	15.59	24.3	ВМП-10-630-20К	10	630	20	80	31.5	3969
Від димососа	6	58.33	14.02	40.05	23.93	15.39	23.69	ВМП-10-630-20К	10	630	20	80	31.5	3969
Від трансформаторів	6	82	14.02	40.71	24.31	15.68	24.6	ВМП-10-630-20К	10	630	20	80	31.5	3969

Проведемо вибір шин в $РП - 6 \text{ кВ}$. Вибір проводимо за умовою нагріву довготривалим допустимим струмом. Максимальний розрахунковий струм: 469.4 А .

З таблиці [20] вибираємо однополосні шини поперечним перерізом $50 \times 5 \text{ 250 мм}^2$, з $I_{\text{дон}} = 665 \text{ А} > I_{\text{max}} = 469.4 \text{ А}$.

Максимальне розрахункове напруження в матеріалі шин [19]:

$$\sigma_p = \frac{1.76 \cdot \ell^2 \cdot i_y^{(3)2}}{\xi \cdot a_1 \cdot W} = \frac{1.76 \cdot 0.9^2 \cdot (46.83)^2}{10 \cdot 0.3 \cdot 2.08 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-7} = 10 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 80 \text{ МПа},$$

де ℓ – відстань між опорними ізоляторами; $i_y^{(3)}$ – ударний струм трифазного КЗ; a_1 – відстань між осями шин суміжних фаз; $\xi = 10$ – коефіцієнт для крайніх прольотів; W – момент опору поперечного перерізу.

Отже вибираємо однополосні алюмінієві шини: $АО (50 \times 5)$.

Вибір низьковольтних апаратів.

На стороні 0.4 кВ вибираємо автоматичні повітряні вимикачі для електропостачання окремих споживачів та групових щитків, що встановлюються на панелях $ПСН$ в $РП - 0.4 \text{ кВ}$, причому, розподільчі пункти $ПР - 9000$ комплектуються автоматичними вимикачами серії $A31$, а $РТ30 - 69$ – вимикачами серії $АП - 50$. Вибираємо також магнітні пускачі та рубильники в якості щитків зварки.

Автоматичні вимикачі вибираємо та перевіряємо за умовами [19]:

– за номінальною напругою:

$$U_{\text{ном.У}} \geq U_{\text{ном.РЧ}}; \tag{3.14}$$

– за номінальним струмом розчеплювача:

$$I_{\text{max}} \geq I_{\text{ном.РЧ}}; \tag{3.15}$$

– за номінальним струмом відключення:

$$I_{\text{ном.відкл}} \geq I_K''; \quad (3.16)$$

– за струмом теплового розчеплювача:

$$I_{\text{теп.РЧ}} \geq I_{\text{max}}; \quad (3.17)$$

– за струмом електромагнітного розчеплювача:

$$I_{\text{елм.РЧ}} \geq I_{\text{max}}; \quad (3.18)$$

– за максимальним короткочасним струмом:

$$I_{\text{елм.РЧ}} \geq k \cdot I_{\text{кр}}, \quad (3.19)$$

де $U_{\text{ном.В}}$, $U_{\text{ном.РЧ}}$ – номінальні напруги вимикачів та розчеплювачів; $I_{\text{теп.РЧ}}$ – номінальний струм теплового розчеплювача; $I_{\text{елм.РЧ}}$ – номінальний струм електромагнітного розчеплювача; $I_{\text{ном.відкл}}$ – номінальний струм відключення вимикача; $I_{\text{кр}}$ – максимальний короткочасний струм на одинарній лінії до електродвигуна, що прирівнюється до пускового; $k = 1.25$ – коефіцієнт, що враховує неточність при визначенні максимального короткочасного струму.

Окрім автоматичних вимикачів, на лініях електропостачання електродвигунів вибираємо магнітні пускачі за умовою $I_{\text{ном.П}} \geq I_{\text{ном.дон}}$.

В якості щитків зварювальних апаратів приймаємо рубильники з запобіжниками. Вибір проводимо при виконанні умов:

– за номінальною напругою:

$$U_{\text{ном.Р}} \geq U_{\text{ном.У}} \quad (3.20)$$

– за номінальним струмом:

$$I_{\text{ном.Р}} \geq I_{\text{max}} \quad (3.21)$$

З таблиці [21] вибираємо рубильник типу *БПВ* – 34.

Дані щодо вибору низьковольтних апаратів представлено в додатку А.

Отже, вибрані апарати захисту забезпечують ефективну роботу обладнання в різних режимах роботи.

3.4 Висновки по третьому розділі

Вибір захисного обладнання на основі проведених розрахунків струмів короткого замикання на ланках до 1 кВ та вище 1000 В дозволить забезпечити ефективність роботи електричного обладнання котельного відділення при номінальних та аварійних режимах роботи.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Аналіз потенційних небезпек і шкідливих виробничих факторів

Водогрійна котельня відноситься до споживачів власних потреб ТЕЦ і її обслуговування здійснюється експлуатаційним та обслуговуючим персоналом ТЕЦ, тому заходи по охороні праці стосуються всього промислово-виробничого персоналу при роботі не тільки з обладнанням, а й на території [21].

Робота на ТЕЦ пов'язана з впливом багатьох небезпечних та шкідливих факторів на людський організм. Такими факторами є шум, вібрація, вугільний пил, висока температура, сильне електромагнітне поле, небезпека ураження струмом високої напруги [20].

Виробництво теплової енергії на водогрійній котельні та теплової і електричної енергії на ТЕЦ пов'язано з спалюванням вугілля, мазуту та газу, що супроводжується викидом в атмосферу шкідливих речовин.

Характеристика небезпечних виробничих факторів і викидів наведені в таблицях 4.1 та 4.2 відповідно [20].

Таблиця 4.1 – Характеристика небезпечних виробничих факторів

№	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	Генератори ТЕЦ, 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 температур 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
5	Зварювальне обладнання	Ультрафіолетове випромінювання 0.03 Вт/м ²

Таблиця 4.2 – Характеристика шкідливих викидів

№ п/п	Елемент	Розмірність	Допустима норма викиду
1	Зола вугільна	т / рік	4610.64
2	Ангідрид сірчистий	т / рік	15873.686
3	Двооксид азоту	т / рік	6500.29
4	Оксид вуглицю	т / рік	542.47
5	П'ятиоксид ванадію	т / рік	16.711
6	Завислі речовини (пил, вугілля)	т / рік	2.056
7	Мазутна зола	т / рік	52.5
8	Насичені вуглеводні C ₁₂ – C ₁₉	т / рік	0.6
9	Аерозоль зварювання	кг / рік	29.933
10	Марганець і його сполуки	кг / рік	18.507
11	Фтористі газоподібні сполуки	кг / рік	2.587
12	Гідрат гідрозину	кг / рік	4
13	Сірчана кислота	кг / рік	21
14	Двооксид кремнію	г / рік	552.96
15	Неорганічні фториди	г / рік	552.96

7.2 Забезпечення нормальних умов праці на підприємстві

З метою забезпечення нормальних умов праці на ТЕЦ проводиться комплекс заходів, з яких необхідно виділити [20]:

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 4.3 наведено оптимальні значення метеорологічних умов в основних виробничих приміщеннях водогрійної котельні, відповідно до існуючих норм [20].

Таблиця 4.3 – Оптимальні значення метеорологічних умов

Характеристика приміщення	Категорія робіт	Період року	Температура, °С	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

Основним засобом для створення нормальних метеорологічних умов в робочій зоні є штучна вентиляція. Характеристика штучної вентиляції в приміщенні з котлами дана в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – 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
ГЦУ	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 [20].

З метою захисту від теплової дії на організм людини та захисту від шуму, всі поверхні покриваються теплоізоляційними азбестовими блоками [20].

Також для захисту персоналу застосовують засоби індивідуального захисту, призначення яких відображено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Засоби індивідуального захисту

Шкідливий фактор	Призначення засобів захисту	Назва засобу захисту	Спеціальність працівника
Шум	Захист органів слуху	Протишумові вкладиші	Весь персонал ТЕЦ та котельні
Вугільний та азбестовий пил	Захист органів дихання	Респіратори	Весь персонал ТЕЦ та котельні
Ультрафіолетове випромінювання	Захист шкіри та органів дихання	Захисні щитки	Електрозварники, слюсарі
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

4.3 Аналіз стійкості підприємства при надзвичайних ситуаціях

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 [22].

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 [22].

На стійкість роботи підприємства впливають такі фактори [22]:

- захищеність робітників та службовців від вражаючих 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 [22]:

- 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 [22]:

- 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 [22]:

- 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 [22].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі на основі проведеного аналізу електроспоживання котельного відділення ТЕЦ, для застосування засобів забезпечення ефективності роботи обладнання.

1. Здійснено розрахунки потужності котельного відділення ТЕЦ та побудована картограма електричних навантажень високовольтного та низьковольтного обладнання, що дозволило провести вибір кабелів.

2. Проведено вибір оптимальної потужності трансформаторів котельного відділення для забезпечення ефективної роботи та зниження втрат.

3. Проведені техніко-економічні розрахунки ефективності роботи обладнання котельного відділення в залежності від режимів теплопостачання дозволить застосувати заходи енергозбереження на основі аналізу енергоспоживання мережевих насосів.

4. Для оцінки забезпечення ефективності роботи мережевих насосів котельного відділення запропоновані математичні вирази щодо розрахунку необхідного моменту на валу мережевого насоса та напору води через потужність, яка споживається асинхронним двигуном.

5. Здійснено вибір захисного обладнання на основі проведених розрахунків струмів короткого замикання на ланках до 1кВ та вище 1000В дозволить забезпечити ефективність роботи електричного обладнання котельного відділення при номінальних та аварійних режимах роботи.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Современная тепловая электростанция (теплотехническое оборудование и экология) / Г.К. Вороновский, В.Н. Стенников. – Х.: Курсор, 2000. – 178 с.
2. Лазуренко О.П. Новый підхід до класифікації електроустаткування власних потреб теплових електричних станцій / О.П. Лазуренко, М.М. Кругол // Електротехніка і електромеханіка. Спеціальний випуск. Том 1. Силова електроніка та енергоефективна електроенергетика. – 2016. – № 4(1) – С. 43-47.
- 3 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
4. Сивокобыленко В. Ф. Математическая модель многомашинной системы для анализа поведения электродвигателей в режимах БАВР / В. Ф. Сивокобыленко, С. В. Деркачев // Наукові праці ДонНТУ. – 2014. – № 1 (16). – С. 171– 178.
5. Козирський, В. В. Електропостачання агропромислового комплексу [Текст]: підруч. / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин. — К.: Аграрна освіта. – 2011. – 448 с.
6. Лазуренко А.П. Использование группового регулирования механизмами собственных нужд ТЭЦ для повышения КПД в летний период / А.П. Лазуренко, Н.М. Кругол // Вісник НТУ «ХП». Сер.: Енергетика: надійність та енергоефективність. – 2014. – № 56(1098). – С. 78–82.
7. Теоретичні основи класифікації збитків [Електронний ресурс] / Сердюк Б.М., Лещук А.А. «Ефективна економіка» – 2010. – № 11. – Режим доступу: <http://www.economy.nauka.com.ua/index.php?operation=1&iid=363>.
8. Георгиади В.Х. Поведение энергоблоков ТЭС при перерывах электроснабжения собственных нужд: [Текст] / В.Х. Георгиади, – М.: НТФ «Энергопрогресс». – 2013. – 80 с.

9. Ойрех Я.А. Режимы самозапуска асинхронных электродвигателей / Я.А. Ойрех, В.Ф. Сивокобыленко. – М.: Энергия. – 1974. – 96 с.

10. Вязунов Е.В. Аналитическое представление характеристик центробежных насосов при переменной частоте вращения / Е.В. Вязунов, С.В. Путин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4(8) – С. 67-69.

11. Бурбел М. Й. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування) [Текст]: навч. посібник для студ. енергет. спец. / М. Й. Бурбело. – Вінниця: Вінницький держ. технічний ун-т. 1998. – 103 с.

12. 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.

13. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети [Текст] : справочное издание / [сост. Р. Б. Авринский и др.] ; под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. — 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1980. – 576 с.

14. 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.

15. Семчинов А. М. Токопроводы промышленных предприятий [Текст]: научное издание / А. М. Семчинов. – Л.: Энергоатомиздат, – 1982. – 208 с.

16. Сивокобыленко В.Ф. Переходные процессы в системах электроснабжения собственных нужд электростанций / В.Ф. Сивокобыленко, В.К. Лебедев. – Донецк: РВА ДонНТУ. – 2002. – 136 с.

17. Лазуренко О.П., Кругол М.М., Ивахнов А. В. Моделювання режиму роботи групи мережевих насосів при роботі ТЕЦ по тепловому графіку навантаження в літній період / О.П. Лазуренко, М.М. Кругол, А. В. Ивахнов //

Енергетика: надійність та енергоефективність: Вісник НТУ «ХПІ». 2017. 31 (1253). – 2017. – С. 46-52.

18. Онищенко Г.Б. Электропривод турбомеханизмов / Г.Б. Онищенко, М.Г. Юньков. – М.:Энергия. – 1972. – 240 с.

19. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.]. – Х.: Інститут змісту і методів навчання; Харківська держ. академія міського господарства. – 1996. – 228 с.

20. 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.

21. Семчинов А. М. Токопроводы промышленных предприятий [Текст] : научное издание / А. М. Семчинов. – Л.: Энергоатомиздат, – 1982. – 208 с.

22. Бедрій Я. І. Безпека життєдіяльності. Навчальний посібник. / Я. І. Бедрій. – Кондор. – 2004. – 286 с. [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: ISBN978-966-351-196-2. Режим доступу: <https://pns.hneu.edu.ua> > [mod](#) > [resource](#) > [view](#).

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Вибір автоматичних вимикачів, пускачів і рубильників

Місце встановлення	Розрахункові дані				Тип вимикача	Дані вимикача					Тип пускача (рубильника)	Дані пускача (рубильника)
	$I_{max},$ А	$I_{кр},$ А	$k \cdot I_{кр},$ А	$I'',$ кА		$I_{ном.},$ А	$I_{ном.РЧ},$ А	$I_{теп.РЧ},$ А	$I_{елм.РЧ},$ А	$I_{ном.від.},$ А		$I_{ном.П},$ А
РП-0.4 кВ	1238.5	1238.5	1548.1	9.61	АВМ 20	2000	1500	1875	6000	75	-	-
Електропостачання												
ЩС 6701	57.48	262.5	328.1	4.94	АВМ 4	400	120	160	600	42	-	-
ЩС 6702	224.2	488.5	610.6	4.94	АВМ 4	400	250	312	1250	42	-	-
ЩС 6703	192.18	456.4	570.5	4.94	АВМ 4	400	200	250	1000	42	-	-
ЩС 6704	224.2	488.5	610.6	4.94	АВМ 4	400	250	312	1250	42	-	-
ЩС 6711	19.31	47.6	59.5	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	-	-
ЩС 6712	79	154.2	192.75	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	-	-
ЩС 6713	14.65	56.7	70.9	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	-	-
ЩС 6714	30.06	60.3	75.4	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	-	-
ЩС 6715	47.88	95.1	119	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	-	-
ЩС 6801	57.48	262.5	328.1	4.94	АВМ 4	400	120	160	600	42	-	-
ЩС 6802	224.2	488.5	610.6	4.94	АВМ 4	400	250	312	1250	42	-	-
ЩС 6803	192.18	456.4	570.5	4.94	АВМ 4	400	200	250	1000	42	-	-
ЩС 6804	224.2	488.5	610.6	4.94	АВМ 4	400	250	312	1250	42	-	-
ЩС 6811	19.31	47.6	59.5	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	-	-
ЩС 6812	79	154.2	192.75	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	-	-
ЩС 6813	14.65	56.7	70.9	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	-	-
ЩС 6814	30.06	60.3	75.4	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	-	-
Ввідні автомати												

ЩС 6701	57.48	262.5	328.1	4.94	A3130	200	100	125	700	30	-	-
ЩС 6702	224.2	488.5	610.6	4.94	A3140	600	250	312	1750	40	-	-
ЩС 6703	192.18	456.4	570.5	4.94	A3130	200	200	250	1400	30	-	-

Місце встановлення	Розрахункові дані				Тип вимикача	Дані вимикача					Тип пускача (рубильника)	Дані пускача (рубильника)
	I_{max}, A	$I_{кр}, A$	$k \cdot I_{кр}, A$	$I'', кА$		$I_{ном.}, A$	$I_{ном.рч}, A$	$I_{теп.рч}, A$	$I_{елм.рч}, A$	$I_{ном.від.}, A$		$I_{ном.п.}, A$
ЩС 6704	224.2	488.5	610.6	4.94	A3140	600	250	312	1750	40	-	-
ЩС 6711	19.31	47.6	59.5	4.94	A3130	200	100	125	700	30	-	-
ЩС 6712	79	154.2	192.75	4.94	A3130	200	100	125	700	30	-	-
ЩС 6713	14.65	56.7	70.9	4.94	АП50Б	63	63	63	100	6	-	-
ЩС 6714	30.06	60.3	75.4	4.94	АП50Б	63	63	63	100	6	-	-
ЩС 6715	47.88	95.1	119	4.94	A3130	200	100	125	700	30	-	-
ЩС 6801	57.48	262.5	328.1	4.94	A3130	200	100	125	700	30	-	-
ЩС 6802	224.2	488.5	610.6	4.94	A3140	600	250	312	1750	40	-	-
ЩС 6803	192.18	456.4	570.5	4.94	A3130	200	200	250	1400	30	-	-
ЩС 6804	224.2	488.5	610.6	4.94	A3140	600	250	312	1750	40	-	-
ЩС 6811	19.31	47.6	59.5	4.94	A3130	200	100	125	700	30	-	-
ЩС 6812	79	154.2	192.75	4.94	A3130	200	100	125	700	30	-	-
ЩС 6813	14.65	56.7	70.9	4.94	АП50Б	63	63	63	100	6	-	-
ЩС 6814	30.06	60.3	75.4	4.94	АП50Б	63	63	63	100	6	-	-
Насос бака зливу з котла	59.8	440	550	4.94	АВМ 4	400	120	160	600	42	ПМЛ-410004	63
Насос обмивки котлів	24.58	258.7	323.4	1.09	A3110	100	40	50	400	15	ПМЛ-210004	25

Насос бака-нейтралізатора	15.72	153.8	192.3	1.09	A3110	100	20	25	200	15	ПМЛ-210004	25
Насос дренажного мазутопроводу	7.75	76.9	96.1	1.09	A3110	100	15	19	150	15	ПМЛ-110004	10
Дренажний насос	7.27	76.9	96.1	1.09	A3110	100	15	19	150	15	ПМЛ-110004	10
Вентилятор дуття	31.46	307.7	384.6	1.09	A3110	100	40	50	400	15	ПМЛ-310004	40

Місце встановлення	Розрахункові дані				Тип вимикача	Дані вимикача					Тип пускача (рубильника)	Дані пускача (рубильника)
	I_{max}, A	$I_{кр}, A$	$k \cdot I_{кр}, A$	$I'', кА$		$I_{ном.}, A$	$I_{ном.РЧ}, A$	$I_{теп.РЧ}, A$	$I_{елм.РЧ}, A$	$I_{ном.від.}, A$		$I_{ном.П}, A$
Засувка мережного насоса	6.78	56	70	1.09	АП50Б	63	10	12.5	50	2	ПМЛ-110004	10
Засувка насоса рециркуляції	6.5	56	70	1.09	АП50Б	63	10	12.5	50	2	ПМЛ-110004	
Засувка системи рециркуляції	8.72	76.9	96.1	1.09	АП50Б	63	10	12.5	100	2	ПМЛ-110004	10
Засувка насосу зливу з котла	6.55	54	70	1.09	АП50Б	63	10	12.5	100	2	ПМЛ-110004	10
Засувка насоса бака-нейтралізатора	4.44	42	52.4	1.09	АП50Б	63	10	12.5	100	2	ПМЛ-110004	10
Засувка насоса обмивки котла	4.44	42	52.4	1.09	АП50Б	63	10	12.5	100	2	ПМЛ-110004	10
Засувка насос дренажного мазутопроводу	2.6	16.8	21	1.09	АП50Б	63	10	12.5	50	2	ПМЛ-110004	10
Засувка	2.6	16.8	21	1.09	АП50Б	63	10	12.5	50	2	ПМЛ-110004	10

дренажного насоса												
Засувка водопроводу	4.44	42	52.4	1.09	АП50Б	63	10	12.5	100	2	ПМЛ-110004	10
Засувка мазутопроводу	1.85	15.4	19.2	1.09	АП50Б	63	10	12.5	50	2	ПМЛ-110004	10
Повітряний клапан	2.08	16.8	21	1.09	АП50Б	63	10	12.5	50	2	ПМЛ-110004	10
Мазутний клапан	1.58	12.6	15.7	1.09	АП50Б	63	10	12.5	50	2	ПМЛ-110004	10
Повітро-опалювальний агрегат	2.51	30.8	38.5	1.09	А3110	100	15	19	150	15	ПМЛ-110004	10

Місце встановлення	Розрахункові дані				Тип вимикача	Дані вимикача					Тип пускача (рубильника)	Дані пускача (рубильника) $I_{ном.П}, A$
	$I_{тах}, A$	$I_{кр}, A$	$k \cdot I_{кр}, A$	$I'', кА$		$I_{ном.}, A$	$I_{ном.РЧ}, A$	$I_{теп.РЧ}, A$	$I_{елм.РЧ}, A$	$I_{ном.від.}, A$		
Даховий вентилятор	6.05	56	70	1.09	А3110	100	15	19	150	15	ПМЛ-110004	10
Осьовий вентилятор	2.45	21	26.2	1.09	А3110	100	15	19	150	15	ПМЛ-110004	10
Щиток зварювання	90.5	90.5	90.5	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	БПВ-34	100
Кран-балка	23.88	167.2	209	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	БПВ-34	100
Підвісний кран	13.03	91.2	114	4.94	АВМ 4	400	120	160	240	42	БПВ-34	100
Нагрівач димососа	3.46	56	70	1.09	А3110	100	15	19	150	15	ПМЛ-110004	10