

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С.З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«СИСТЕМА ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
АФІНАЖНОГО ЦЕХУ»**

Виконав: студент IV курсу

групи Ен – 42сп спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Федорич М. В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник: Левонюк В. Р.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент: Тригуба А. М.

(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Федоричу Максиму Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Система зовнішнього електропостачання афінажного цеху»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 123/к-с від 25.02.25 р.

2. Строк подання студентом роботи 13.06.25 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1 Характеристика об'єкта електропостачання

2 Розрахунок системи зовнішнього електропостачання

4 Охорона праці та навколишнього середовища

5 Економічна частина

Висновки

Перелік джерел посилання

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 25.02.25 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Виконання аналізу вихідних даних та характеристики об'єкта електропостачання	25.02.2025 – 7.03.2025	
2	Розрахунок системи електропостачання афінажного цеху	10.03.2025 – 14.03.2025	
3	Розрахунок аварійних режимів та вибір апаратів захисту	17.03.2025 – 18.04.2025	
4	Розробка заходів з охорони праці та розрахунок заземлювального пристрою	21.04.2025 – 2.05.2025	
5	Вивчення питання охорони навколишнього середовища та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень	5.05.2025 – 16.05.2025	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	19.05.2025 – 30.05.2025	
7	Завершення роботи в цілому	2.06.2025 – 13.06.2025	

Студент

Федорич М. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.021.25:5

Федорич М. В. «Система зовнішнього електропостачання афінажного цеху». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Ґжицького, 2025 р. 46 с текстової частини, 5 таблиць, 5 рисунків, 25 джерел посилань.

У роботі проаналізовано особливості електроспоживання афінажного цеху та детерміновано вимоги до його електропостачання. Проведено розрахунок електричних навантажень, вибрано оптимальну потужність трансформаторів та побудовано раціональну схему живлення з компенсацією реактивної потужності. Обґрунтовано вибір основного обладнання трансформаторної підстанції відповідно до норм ПУЕ та умов експлуатації. Розглянуто заходи з охорони праці, виконано розрахунок заземлення та оцінено екологічну безпеку об'єкта. Проведено техніко-економічну оцінку та підтверджено ефективність запропонованих технічних рішень.

Ключові слова: електропостачання, трансформаторна підстанція, електричні навантаження, струми короткого замикання, заземлення, компенсація реактивної потужності, техніка безпеки.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	8
2 РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ..	14
2.1 Приведення потужностей трифазних електроприймачів до три- валого режиму.....	16
2.2 Приведення однофазних навантажень до умов трифазного та до- вготривалого режиму.....	17
2.3 Розподіл навантажень за секціями.....	18
2.4 Зведені навантаження.....	20
2.5 Вибір трансформаторної підстанції.....	22
2.5.1 Розрахунок втрат потужності у трансформаторі.....	22
2.5.2 Розрахунок потужності трансформатора з урахуванням втрат, без компенсації реактивної потужності.....	22
2.5.3 Технічні характеристики трансформатора.....	22
2.5.4 Розрахунок та вибір компенсувальних пристроїв.....	24
2.5.5 Вибір трансформаторів та КТП з урахуванням компенсації реактивної потужності.....	25
3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	27
3.1 Розрахунок силової мережі.....	27
3.2 Розрахунок струмів коротких замикань.....	30
3.3 Розрахунок та вибір силових вимикачів.....	32
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	36
4.1 Техніка безпеки при монтажі КТП.....	36
4.2 Розрахунок заземлювального пристрою.....	37
4.3 Охорона навколишнього середовища.....	40
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	42
ВИСНОВКИ.....	44
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	45

ВСТУП

Під час проектування електричних мереж мають розв'язуватися задачі зниження втрат електричної енергії у мережах, рівномірного розподілу навантажень протягом доби, підвищення пропускної спроможності ліній електропередач, економії приросту встановленої потужності [1].

Перевищення проєктованих навантажень порівняно з реально виникаючими навантаженнями при експлуатації мереж веде до перевитрати матеріалів для провідників та невиправданих витрат, вкладених у надлишкову потужність електроустаткування. Зменшення – до зайвих втрат потужності у мережах, перегріву, підвищеному зношуванню та скорочення терміну експлуатації електроустаткування [2].

На сучасному етапі розвитку промисловості спостерігається стрімке зростання електроспоживання як за рахунок збільшення виробничих потужностей, так і через активне впровадження новітніх технологій, автоматизованих систем керування та високопродуктивного електрообладнання. Це, чергово, висуває нові вимоги до систем електропостачання: підвищується потреба у надійності, економічності, безпеці та гнучкості роботи енергосистем. Умови ринку змушують підприємства не лише забезпечувати безперебійне живлення споживачів, але й оптимізувати витрати на електроенергію шляхом зменшення втрат, впровадження облікових систем і компенсації реактивної потужності.

Окрему роль у цьому процесі відіграє якісне проектування зовнішнього електропостачання промислових об'єктів. Саме на етапі розробки проєктних рішень визначається майбутня ефективність експлуатації електроустановок, їхній вплив на економічні показники підприємства та безпечність умов праці. Сучасні підходи до проектування передбачають використання енергозберігаючих технологій, сучасного високонадійного обладнання, а також врахування екологічних чинників і перспектив подальшої модернізації мереж.

Актуальність обраної теми зумовлена необхідністю створення ефективною, надійною та безпечною системи зовнішнього електропостачання афінаж-

ного цеху, що виконує критично важливу функцію з обробки дорогоцінних металів. У разі порушення електропостачання можливі значні виробничі втрати, зниження якості продукції, порушення технологічного процесу та загроза безпеці персоналу. Тому при проєктуванні електропостачання для таких об'єктів важливо передбачити резервування живлення, оптимальне розташування трансформаторних підстанцій, правильний вибір обладнання та відповідність усім вимогам нормативної документації [3].

Крім того, у роботі враховано чинні технічні регламенти, стандарти енергетичної ефективності, санітарні та екологічні норми. Для досягнення поставленої мети було застосовано сучасні методики розрахунку електричних навантажень, виконано аналіз режимів роботи електричних приймачів, вибрано оптимальні технічні рішення щодо трансформаторів, кабельних ліній, пристроїв компенсації реактивної потужності та засобів автоматичного захисту.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є зовнішнє електропостачання підстанції КТП розподільного пристрою 10/0,4 кВ афінажного цеху.

Предметом кваліфікаційної роботи є зовнішнє електропостачання, електрообладнання підстанції КТП РП 10/0,4 кВ.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка системи зовнішнього електропостачання афінажного цеху.

У процесі виконання кваліфікаційної роботи потрібно вирішити такі **завдання**:

- ❖ здійснити розрахунок струмів короткого замикання та релейного захисту;
- ❖ здійснити вибір параметрів електрообладнання підстанції;
- ❖ представити конструктивні рішення розміщення електрообладнання та прокладання кабельної лінії 10 кВ;
- ❖ здійснити розрахунок та подати конструктивне рішення заземлювального пристрою;
- ❖ здійснити укрупнений розрахунок вартості будівництва.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Дані для розрахунків у кваліфікаційній роботі використано із реального функціонуючого афінажного цеху металургійного підприємства. Підприємство надає повний комплекс робіт з афінажу, переробці та виготовленні промислових виробів із золота, срібла та металів платинової групи

Технологічне призначення афінажного цеху: повний комплекс робіт з афінажу, переробки та виготовлення промислових виробів із золота, срібла та металів платинової групи.

Використання сучасного технологічного обладнання власного виготовлення та провідних світових виробників, а також унікальні технології, які не мають аналогів у світовій практиці, дають змогу розв'язувати завдання із переробки будь-яких видів сировини, які містять дорогоцінні метали з отриманням стандартної продукції (злитків, гранул та порошків афінованих металів) або будь-якої продукції технічного призначення.

Афінажний цех є споживачем II категорії за надійністю, загальна площа цеху становить 10000 м² (400x25x10).

Стіни будівлі – цегляні, покрівля – м'яка, підлога – бетонна.

Основними споживачами електричної енергії є плавильні печі, прокатні стани, в'язальні машини, зварювальне обладнання, вентиляційні та освітлювальні установки. Перерва в електропостачанні призводить до недовідпуску продукції, масового простою робітників, механізмів, порушення нормальної діяльності підприємства. Графік роботи цеху цілодобовий.

Залежно від виконуваних функцій, можливостей забезпечення схеми живлення від енергосистеми, величини та режимів споживання електричної енергії та потужності, особливостей правил користування електричною енергією споживачів електричної енергії прийнято ділити на такі основні групи:

- ❖ промислові та прирівняні до них;
- ❖ виробничі сільськогосподарські;
- ❖ побутові;

❖ суспільно-комунальні (установи, організації, підприємства торгівлі та громадського харчування тощо).

До промислових споживачів прирівнюються такі підприємства: виробничі та будівельні підприємства, транспорту, шахти, рудники, кар'єри, нафтові, газові та інші промисли, зв'язки, комунальні господарства та побутового обслуговування.

Промислові споживачі є найбільш енергоємною групою споживачів електричної енергії. Наше підприємство належить до групи промислових споживачів. Електропостачання підприємства здійснюється від головної підстанції ПС 110/10 кВ.

На підстанції підприємства встановлено два силові трансформатори 110/10 кВ типу ТДН-10000 кВА. Зовнішнє електропостачання головної понижувальної підстанції виконано від двох повітряних ліній 110 кВ гарантуючого постачальника через лінійні роз'єднувачі та відокремлювачі.

У нормальному режимі роботи схеми електропостачання – обидва трансформатори працюють.

Границя балансової приналежності та експлуатаційної відповідальності визначено на виході дроту з натяжного затиску порталльної відтяжної гірлянди ізолятора на ВРП 110 кВ. План об'єкта із зазначенням розміщення підстанцій, повітряних і кабельних ліній представлений на рисунку 1.1.

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи через
конфіденційність інформації підприємства

Рисунок 1.1 – План об'єкта електропостачання

На ГПП 110/10 кВ у ЗРП 10 кВ функціонує автоматизована система комерційного обліку електричної енергії.

Комерційний облік електричної енергії забезпечує:

- ❖ автоматичний збір даних комерційного обліку споживання електричної енергії по кожній групі обліку на заданих комерційних інтервалах – 30 хв;
- ❖ зберігання параметрів обліку у базі даних;
- ❖ багатотарифний облік споживання (відпуску) електричної енергії;
- ❖ контроль за дотриманням лімітів енергоспоживання;
- ❖ виведення розрахункових параметрів на термінал та передачу даних збутової організації;
- ❖ ведення єдиного системного часу з можливістю його коректування.

Облік електричної енергії та потужності для підключення проєктованих високовольтних комірок (2 шт) виконуємо на базі трансформаторів струму ТОЛ-10-1 з класом точності 0,5, $K_{TC} = 100 / 0,5$, трансформаторів напруги НТМІ-6 з класом точності 0,5, $K_{TH} = 6000 / 100$ та лічильників СЕТ-4ТМ класом точності 0,5 S / 1,0.

Цінові категорії електричної енергії – це тарифи на електричну енергію для підприємств. Усього існує шість цінових категорій електричної енергії.

Застосування АСКОЕ дасть змогу вибрати оптимальну тарифну ставку, що зменшить витрати на електричну енергію до 30 %.

Застосування шести цінових категорій електричної енергії дає змогу придбати електричну енергію та потужність за ціною купівлі з оптового ринку електричної енергії збільшену на відсоток збутової надбавки.

Передача макетованих даних до енергозбутової організації забезпечується оптоволоконними каналами зв'язку.

Напруга 10 кВ кабельними мережам подається на заводські понижувальні підстанції 10/0,4 кВ. Трансформаторні підстанції розташовані поблизу цехів заводу та у цехах.

У точках приєднання розроблювальної системи зовнішнього електропостачання афінажного цеху до існуючих комірок комплектних розподільних пристроїв використано вимикачі ВМГ-10-630.

До складу афінажного цеху входять такі ділянки: афінаж дорогоцінних металів, ділянка електролізу у розчинах солей, відділення електролітичної активації сітки, відділення грубого та гарячого волочіння, ділянка тонкого волочіння, ткацьке та в'язальне відділення, ділянка термпарного дроту, ділянка збагачення та штампування, термічна ділянка, лабораторія, відділення обробки промстоків та газоочищення, склад металів, ділянка оброблення тари, електроремонтна та ремонтно-механічні ділянки, пральня. Для створення нормальних умов робіт з охорони праці та пожежної безпеки для працюючих, цех обладнаємо освітлювальною апаратурою, вентиляційними установками, установками пожежогасіння.

За технологічним призначенням приймачі електричної енергії класифікуються залежно від виду енергії, який цей приймач перетворює електричну енергію: електродвигуни приводів машин та механізмів, електротермічні установки, електрохімічні установки, установки електроосвітлення, установки електростатичного та електромагнітного поля, електрофільтри, пристрої іскрової обробки, пристрої контролю та випробування виробів (рентгенівські апарати, установки ультразвуку, тощо) [4].

Для виконання технологічного циклу у відділеннях та ділянках афінажного цеху встановлено: реактори, шафи сушильні, насосне обладнання, електролізні установки, верстати металоткацькі та дротяно-волочильні, машини в'язальні, пресове обладнання, волочильні стани, печі, обладнання газоочищення, тощо.

Електричні приймачі класифікуються за напругою, родом струму, потужністю, режимом роботи.

За напругою електричні приймачі розрізняють на низьковольтні та високовольтні. Низьковольтні – працюють на напрузі до 1000 В, високовольтні – на напрузі вище 1000 В. Все електрообладнання механічного цеху відно-

ситься до низьковольтних електричних приймачів, які працюють на напрузі 220 В та 380 В.

За родом струму розрізняють електричні приймачі, які працюють від [5]:

- ❖ мереж змінного струму промислової частоти 50 Гц;
- ❖ мережі змінного струму підвищеної або пониженої частоти;
- ❖ мережі постійного струму.

Електропостачання обладнання афінажного цеху здійснюється змінним струмом, напругою до 0,4 кВ із промисловою частотою 50 Гц.

Потужність електричних приймачів задається технічними паспортами заводу виробника.

Для силових електричних приймачів розрізняють три режими роботи: тривалий, короткочасний та повторно-короткочасний.

При роботі у тривалому режимі досягається теплова рівновага та встановлюється певна температура електричного приймача.

Короткочасний режим характеризується тим, що після короткочасного увімкнення та нагрівання електричного приймача його температура за період наступної паузи знижується до температури навколишнього середовища.

Зрештою, повторно-короткочасний режим, при якому період увімкнення чергується із паузою аналогічно до тривалого режиму, що призводить до поступового нагрівання електричного приймача до температури, яка встановилася. Однак процес нагрівання у цьому випадку порівняно з тривалим режимом при тому ж навантаженні сповільнюється, і перегрів, який встановився, знижується. Великою, яка характеризує повторно-короткочасну роботу, є тривалість увімкнення.

Часто повторні ввімкнення детермінують у відсотках, тобто $PВ\% = PВ100$. Встановлено чотири стандартні значення повторних ввімкнень, на які випускається електричне обладнання: 15, 25, 40, 60 %. Тривалість циклу при повторно-короткочасному режимі не повинна перевищувати 10 хв.

Значення $PВ = 1$ (100 %) відповідає тривалому режиму.

В афінажному цеху у тривалому режимі працюють:

- ❖ верстати: шліфувальний, свердлильний, точильний, фрезерний, токарний, металоткацький, дотяно-волоочильний, в'язальні машини;
- ❖ пресове обладнання, стан волоочильний та кольоровий;
- ❖ термічне обладнання: печі НВЧ, піч Суол, піч дугова, піч вакуумна, сушильні шафи;
- ❖ насосне обладнання;
- ❖ електролізні ванни;
- ❖ вентиляційні установки.

У повторно-короткочасному режимі працюють:

- ❖ вантажопідйомні механізми: кран-балка, електрична таль, мостовий кран;
- ❖ машини для зварювання *DST, BMS*;
- ❖ зварювальні трансформатори;
- ❖ пристрій для знімання бухт *UDEN350*.

У тривалому режимі до однофазного обладнання відноситься освітлювальна апаратура.

Електричні приймачі, які функціонують у короткочасному режимі в афінажному цехові відсутні, оскільки на підприємстві організовано серійне виробництво.

2 РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Електричні приймачі афінажного цеху відносяться до споживачів II категорії за надійністю електропостачання. Електричні приймачі II категорії – це приймачі, перерва в електропостачанні яких призводить до масового недовідпуску продукції, масового простою працівників, механізмів та промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських та сільських мешканців. Згідно з ПУЕ [6], ці електричні приймачі рекомендується забезпечувати живленням від двох незалежних джерел, взаємно резервувати для них допустимі перерви на час, потрібний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Живлення електроприймачів II категорії допускається однією повітряною лінією, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту на цій лінії тривалістю не більше однієї доби, допускається живлення однією кабельною лінією, яка складається не менше ніж з двох кабелів, приєднаних до одного загального апарату. За наявності централізованого резерву трансформаторів та можливості заміни несправного трансформатора за час до однієї доби допускається живлення від одного трансформатора.

Тому для кожної підстанції детермінуємо встановлення двох силових трансформаторів з двома секціями шин.

Для споживачів першої та другої категорії застосовуються тільки секційні схеми за допомогою роз'єднувачів або вимикачів. Кожна секція розподільчих пристроїв живиться окремою лінією. Якщо одна з ліній живлення відмикається і секція, яка живиться, знеструмлюється, то її живлення відновлюється шляхом увімкнення секційного апарату.

Розрахунок електричних навантажень будемо здійснювати методом коефіцієнта максимуму навантаження. Це основний метод розрахунку електричних навантажень, який зводиться до детермінування максимальних розрахункових навантажень групи електроприймачів:

$$P_M = K_M P_{CM}, \quad Q_M = K'_M Q_{CM}, \quad S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}, \quad (2.1)$$

де P_m – максимальне активне навантаження; Q_m – максимальне реактивне навантаження; S_m – максимальне повне навантаження; K_m – коефіцієнт максимуму активного навантаження; K'_m – коефіцієнт максимуму реактивного навантаження; P_{cm} – середня активна потужність за найбільш навантаженої зміни; Q_{cm} – середня реактивна потужність за найбільш навантаженою зміною.

$$P_{cm} = K_u P_n, \quad Q_{cm} = P_{cm} \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

де K_u – коефіцієнт використання електричних приймачів, який детермінується на підставі досвіду експлуатації; P_n – номінальна активна групова потужність, приведена до тривалого режиму, без урахування резервних електроприймачів; $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності.

Коефіцієнт максимуму активного навантаження розраховуємо за таблицями [7]:

$$K_m = F(K_u, n_e), \quad (2.3)$$

де n_e – ефективна кількість електричних приймачів, які розраховуємо за спрощеним варіантом:

$$n_e = F(n, m, K_{u.cер}, P_n), \quad (2.4)$$

де $K_{u.cер}$ – середній коефіцієнт застосування групи електроприймачів

$$K_{сер} = \frac{P_{ср. \Sigma}}{P_{н. \Sigma}}, \quad (2.5)$$

де n – фактична кількість електричних приймачів у групі; m – показник силового складання групи

$$m = \frac{P_{н.нб}}{P_{н.нм}}, \quad (2.6)$$

де $P_{н.нб}$, $P_{н.нм}$ – номінальні приведені до тривалого режиму активні потужності найбільшого та найменшого в групі електричних приймачів.

Відповідно до практики проектування приймаємо:

$$K'_m = 1,1 \text{ при } n_e \leq 10;$$

$$K'_m = 1 \text{ при } n_e > 10.$$

Розбиваємо усі електричні приймачі на групи.

Для афінажного цеху освітлювальні установки є однофазним навантаженням, кран-балка, мостовий кран, таль електрична є трифазним навантаженням (ПВ = 40 %), машина для зварювання, пристрій для зняття бухт – навантаження трифазне (ПВ = 25 %), трансформатор зварювальний – навантаження трифазне (ПВ = 25 %).

2.1 Приведення потужностей трифазних електроприймачів до тривалого режиму

$P_H = P_n$ – для електроприймачів довготривалого режиму, $P_H = P_n \sqrt{ПВ}$ – для електроприймачів повторно-короткотривалого режиму; $P_H = S_{II} \cos \varphi \sqrt{ПВ}$ – для зварювальних трансформаторів повторно-короткотривалого режиму, $P_H = S_{II} \cos \varphi S_{II}$ – для трансформаторів довготривалого режиму, P_H, P_{II} – приведена та паспортна активна потужність, S_{II} – повна паспортна потужність, $ПВ$ – тривалість ввімкнення.

Приведена потужність для електроприймачів довготривалого режиму:

- ❖ верстат фрезерний ВМ130МР $P_H = P_{II} = 5$ кВт;
- ❖ верстат токарний ТШЗ-01 $P_H = P_{II} = 0,37$ кВт;
- ❖ реактор титановий 200 $P_H = P_{II} = 3,5$ кВт;
- ❖ кислотне газоочищення $P_H = P_{II} = 21$ кВт;
- ❖ фільтруючий апарат АОУМ-1000 $P_H = P_{II} = 2,2$ кВт;
- ❖ електричний котел $P_H = P_{II} = 10$ кВт;
- ❖ каток гладильний $P_H = P_{II} = 23,2$ кВт;
- ❖ пральна машина $P_H = P_{II} = 32,2$ кВт;
- ❖ насос ХЦМЗ/25 $P_H = P_{II} = 2,2$ кВт;
- ❖ модульний фільтр $P_H = P_{II} = 0,2$ кВт;
- ❖ центрифуга $P_H = P_{II} = 3$ кВт;

- ❖ вентилятор ВР-86-77-2,5 $P_H = P_{II} = 0,55$ кВт.

Приведена потужність для електроприймачів повторно-короткочасного режиму [8]:

- ❖ таль електрична ТЕ100 $P_H = P_{II} \cdot \sqrt{ПВ} = 1,68 \cdot \sqrt{0,4} = 1,06$ кВт;

- ❖ мостовий кран $P_H = P_{II} \cdot \sqrt{ПВ} = 7,5 \cdot \sqrt{0,4} = 4,74$ кВт;

- ❖ кран-балка $P_H = P_{II} \cdot \sqrt{ПВ} = 2,2 \cdot \sqrt{0,4} = 1,4$ кВт;

- ❖ ліфт 1001Щ $P_H = P_{II} \cdot \sqrt{ПВ} = 35,9 \cdot \sqrt{0,4} = 22,7$ кВт;

- ❖ пристрій для знімання бухт UDEN350

$$P_H = P_{II} \cdot \sqrt{ПВ} = 0,63 \cdot \sqrt{0,4} = 0,4 \text{ кВт};$$

- ❖ зварювальна установка $P_H = P_{II} \cdot \sqrt{ПВ} = 1,0 \cdot \sqrt{0,25} = 0,5$ кВт;

- ❖ зварювальна машина DST A $P_H = P_{II} \cdot \sqrt{ПВ} = 1,0 \cdot \sqrt{0,25} = 0,5$ кВт.

Приведена потужність для зварювального трансформатора ПКР:

- ❖ трансформатор зварювальний

$$P_H = S_{II} \cdot \cos \varphi \sqrt{ПВ} = 8,8 \cdot 0,5 \sqrt{0,25} = 2,2 \text{ кВт}.$$

2.2 Приведення однофазних навантажень до умов трифазного та довготривалого режиму

Основними однофазними споживачами в цеху є освітлювальні установки. Навантаження освітлювальної установки детермінуємо методом питомої потужності:

$$P_{oy} = P_{nut} \cdot S_{\text{ц}} \cdot K_{co};$$

$$P_{oy} = 15 \cdot 10^{-3} \cdot 10000 \cdot 0,95 = 143 \text{ кВт},$$

де P_{nut} – питома розрахункова потужність на м² виробничої площі;

$K_{co} = 0,95$ – коефіцієнт використання; $S_{\text{ц}}$ – корисна освітлювальна площа (площа цеху $S_{\text{ц}} = A \cdot B$, $S_{\text{ц}} = 400 \cdot 25 = 10000$ м²).

2.3 Розподіл навантажень за секціями

Розподіляємо навантаження за секціями шин розподільчого пристрою трансформаторної підстанції. Вихідними даними визначено, що афінажний цех відноситься до споживачів II категорії за надійністю електропостачання, графік роботи цілодобовий, тому розраховуємо підстанцію з двома трансформаторами та з двома секціями шин низької напруги та встановленням секційного вимикача $QF3$ (ручне увімкнення резерву), для електроприймачів I-ї категорії надійності розраховуємо автоматичне увімкнення резерву (ABP), однолінійна схема електропостачання представлена на рисунку 2.1.

Для режиму паралельної роботи трансформаторів рівномірно розподіляємо навантаження електроприймачів цеху за секціями шинного пристрою (таблиця 2.1):

Секція I: 1ШР, 2ШР, 4ШР, 39РП, 6ШР, 1ABP, 1ЩРО з навантаженням 1497,2 кВт.

У тому числі:

- ❖ 1ШР: 6РП, 8РП, 9РП, 10РП, 11РП, 12РП, 13РП, 14РП, 17РП, 44РП, 51РП з навантаженням 487,3 кВт;

- ❖ 2ШР: 1РП, 15РП, 24РП, 25РП, 27РП, 46РП, 47РП, 52РП з навантаженням 272,2 кВт;

- ❖ 4ШР: 18РП, 19РП, 21РП, 22РП, 23РП, 26РП, 39РП, 53РП з навантаженням 431,5 кВт;

- ❖ 39РП із навантаженням 154,6 кВт;

- ❖ 6ШР: 54РП, 55РП, 56РП, 57РП з навантаженням 42,3 кВт;

- ❖ 1ABP із навантаженням 42 кВт;

- ❖ 1ЩРО з навантаженням 67 кВт.

СЕКЦІЯ II: 3ШР, 5ШР, 148ШУ, 110ШП, 11ЩРО з навантаженням 1513,9 кВт.

У тому числі:

Рисунок видалено керівником квалі-
фікаційної роботи через
конфіденційність інформації підп-
риємства

Рисунок 2.1 – Схема зовнішнього електропостачання афінажного цеху

- ❖ 3ШР: 16РП, 35РП, 36РП, 37РП, 38РП, 41РП, 42РП, 43РП з навантаженням 447,7 кВт;
- ❖ 5ШР: 28РП, 29РП, 32РП, 33РП, 34РП, 40РП, 48РП, 49РП, 50РП з навантаженням 1152 кВт;
- ❖ 148ШУ з навантаженням 223 кВт;
- ❖ 110ШП із навантаженням 135,9 кВт;
- ❖ 11ЩРО з навантаженням 76 кВт.

2.4 Зведені навантаження

Відповідно до розподілу навантажень по розподільчому пристрої здійснимо детальний розрахунок для 6РП для 1ШР на прикладі токарного верстату ТШЗ-01.

$$P_n = P_n ;$$

$$P_{cm} = K_u \cdot P_n = 0,16 \cdot 0,37 = 0,059 \text{ кВт};$$

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 0,059 \cdot 1,73 = 0,102 \text{ кВт};$$

$$K_{u.cp} = \frac{P_{cn \Sigma}}{\Sigma P_{n. \Sigma}} = \frac{3,45}{14,14} = 0,24 .$$

Детермінуємо показник силового складання групи 6РП [9]:

$$m = \frac{P_{н.нб}}{P_{н.нм}} = \frac{3,2}{0,37} = 8,65 > 3, \quad n = 7 .$$

Зробимо розрахунок відповідно до таблиці

$n_1 = 1,6$ (оскільки $0,5 \times 3,2 = 1,6 <$ менше від навантаження 3-х споживачів);

$$n^* = \frac{n_1}{n} = \frac{1,6}{3,2} = 0,5 ;$$

$$P^* = \frac{P_1}{P_n} = \frac{3,2}{14,14} = 0,2 .$$

Детермінуємо ефективну кількість електричних приймачів у групі n_e :

$$n_e = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{H_i}}{P_{H.нб}};$$

$$n_e = \frac{2 \cdot 14,14}{3,2} = 8,8 \approx 9.$$

Детермінуємо коефіцієнт максимуму активного навантаження [10]:

$$K_M = F(K_{u.ср}, n_e) = F(0,24; 9);$$

$$K_M = 1,78, \quad K'_M = 1,1.$$

Визначаємо середні активні, реактивні та повні потужності при найбільш навантаженій зміні за формулами:

$$S_{см.Σ} = \sqrt{P_{см.Σ}^2 + Q_{см.Σ}^2} = \sqrt{3,45^2 + 4,225^2} = 5,455 \text{ кВА};$$

$$P_{см.Σ} = 0,059 + 0,8 + 0,24 + 0,512 + 0,059 + 1,54 + 0,24 = 3,45 \text{ кВт};$$

$$Q_{см.Σ} = 0,102 + 1,384 + 0,415 + 0,886 + 0,102 + 1,155 + 0,18 = 4,2 \text{ кВАр}.$$

Детермінуємо максимальні активні, реактивні та повні потужності за формулами:

$$P_M = K_M \cdot P_{см.Σ} = 1,78 \cdot 3,45 = 10,9 \text{ кВт};$$

$$Q_M = K'_M \cdot Q_{см.Σ} = 1,1 \cdot 4,225 = 4,6 \text{ кВАр};$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{10,93^2 + 4,65^2} = 11,7 \text{ кВА}.$$

Детермінуємо максимальний струм на 6РП:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{л}};$$

$$I_M = \frac{11,7}{1,73 \cdot 0,38} = 17,3 \text{ А}.$$

Аналогічні розрахунки здійснено для електроприймачів на 8РП, 9РП, 10РП, 11РП, 12РП, 13РП, 14РП, 17РП, 44РП, 51РП, які підключені до 1ШР, у форматі *Excel*.

2.5 Вибір трансформаторної підстанції

2.5.1 Розрахунок втрат потужності у трансформаторі. Наближено втрати потужності в трансформаторі розраховуємо відповідно із співвідношеннями:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{M(нн)} = 0,02 \cdot 2299,61 = 45,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{M(нн)} = 0,1 \cdot 2299,61 = 229,9 \text{ кВАр};$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{45,99^2 + 229,96^2} = 234,5 \text{ кВА};$$

$$S_{BH} = S_{HH} + \Delta S_T = 2299,61 + 234,52 = 2534,1 \text{ кВА}.$$

2.5.2 Розрахунок потужності трансформатора з урахуванням втрат, без компенсації реактивної потужності. Розраховуємо потужність трансформатора з урахуванням втрат, без компенсації реактивної потужності [11]:

$$S_T \geq S_p = 0,6 \cdot S_{BH} = 0,6 \cdot 2534,13 = 1520,4 \text{ кВА}.$$

На підставі здійсненого розрахунку вибираємо комплектну трансформаторну підстанцію внутрішнього виконання 2КТП 1600 з двома трансформаторами ТСЗН-1600/6/0,4.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі становить:

$$K_z = \frac{S_{M(нн)}}{2 \cdot S_T};$$

$$K_z = \frac{2299,61}{2 \cdot 1600} = 0,72.$$

2.5.3 Технічні характеристики трансформатора. Вибраний трансформатор ТСЗН-1600/10/0,4 – трифазний силовий сухий трансформатор напруги захищеного виконання серії ТСЗН з обмотками виконаними з алюмінієвого дроту марки АППТСД з комбінованою полімідно-скловолокнистою ізоляцією класу нагрівальності H з робочою температурою 180 С. Перший шар ізоляції дроту виконаний з полімідної плівки, яка повністю захищає

алюмінієву жилу від навколишнього середовища. Далі – два шари скляних ниток із просоченням та підклеюванням кремнійорганічним лаком. Промотки проходять цикл повного вакуумного просочення кремнійорганічним лаком КО-916 та запічки при температурі 180°C. Додаткова фіксація промоток здійснюється пресуючими кільцями з ламініту. Конструкція магнітопроводу безшпилькова. Трансформатори з безшпильковою системою більш економічні, оскільки забезпечують менший магнітний опір та менші втрати.

Технічні характеристики:

- ❖ потужність 1600 кВА;
- ❖ напруга на первинної обмотки 10,0 кВ;
- ❖ напруга на вторинній обмотці 0,4 кВ;
- ❖ втрати неробочого ходу не більше 3400 Вт;
- ❖ напруга короткого замикання 6 %;
- ❖ ступінь захисту оболонки IP 21;
- ❖ кліматичне виконання У1;
- ❖ розміри 1980x1298x2320 мм;
- ❖ маса 4100 кг;
- ❖ температура експлуатації від +40°C до –25°C;
- ❖ відносна вологість повітря не більше 80 % при +20°C;
- ❖ докiлля невибухонебезпечне та не містить струмопровiдного пи-

лу, агресивних газів чи пари, які руйнують ізоляцію.

У складі трансформаторів використовуються екологічно безпечні матеріали, які не надають шкідливих впливів на обслуговуючий персонал та навколишнє середовище.

При необхідності можна легко утилізувати через можливість розбирання обмоток на місці та відсутності виділень шкідливих речовин. Матеріали обмоток легко витягуються та реалізуються на пунктах прийому брухту металу.

Експлуатаційні витрати на технічне обслуговування та вартість комплексу будівельно-монтажних робіт (підготовка до монтажу, монтаж, пусконаладження) трансформатора ТСЗН є значно нижчі порівняно з аналогіч-

ними витратами трансформатора ТМГ. Трансформатори ТСЗН не вимагають спеціального догляду та інтенсивного обслуговування. Періодичність обслуговування: 1 раз на 4 роки провести огляд трансформатора, провести перевірку затяжки болтових з'єднань, видалення пилу. Можливий ремонт безпосередньо на об'єкті.

2.5.4 Розрахунок та вибір компенсувальних пристроїв. Одним із основних питань, які вирішуються при проектуванні та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств, є питання компенсації реактивної потужності. Передача значної кількості реактивної потужності із енергосистеми до споживачів нераціональна із таких причин: виникають додаткові втрати активної потужності та енергії у всіх елементах системи електропостачання, обумовлені завантаженням їх реактивної потужності і додаткові втрати напруги у мережах живлення.

Компенсація реактивної потужності з одночасним покращанням якості електричної енергії безпосередньо у мережах промислових підприємств є одним із основних напрямків скорочення втрат електричної енергії та підвищення ефективності електроустановок підприємств.

Введення джерела реактивної потужності призводить до зниження втрат у період максимуму навантаження загалом на 0,081 кВт/кВАр. У даний час ступінь компенсації у період максимуму навантаження становить 0,25 кВАр/кВт, який значно менш економічно доцільної компенсації, яка становить 0,6 кВАр/кВт. Тому вирішення цієї проблеми дасть великий економічний ефект. Слід відзначити, що з погляду економії електроенергії та регулювання напруги компенсацію реактивної потужності найбільш доцільно здійснювати у її споживачів.

При виборі засобів компенсації реактивної потужності у системах електропостачання промислових підприємств потрібно розрізняти за функціональним ознакам дві групи промислових мереж залежно від складу їх навантажень:

I-ша група – мережі загального призначення (мережі з режимом прямої послідовності основної частоти 50 Гц);

II-га група – мережі зі специфічними нелінійними, несиметричними та різко змінними навантаженнями.

Розв'язання задачі компенсації реактивної потужності для обох груп здійснюється по-різному.

На стадії проектування визначаємо найбільші сумарні розрахункові активні P_p та реактивні Q_p електричні навантаження підприємства (при природному коефіцієнті потужності) відповідно до розрахунку електричних навантажень у промислових установках.

Розрахункову реактивну потужність компенсуючого пристрою розраховуємо із співвідношення [12]:

$$Q_{к.р.} = \alpha \cdot P_{м.} \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{к}), \quad (2.7)$$

де $\alpha = 0,9$ – коефіцієнт, який враховує підвищення $\cos\varphi$ природним способом; $tg\varphi, tg\varphi_{к}$ – коефіцієнти реактивної потужності до та після компенсації.

З досвіду експлуатації, компенсацію реактивної потужності виконують до $\cos\varphi_{к} = 0,92...0,95$.

Приймаємо $\cos\varphi_{к} = 0,95$, звідки $tg\varphi_{к} = 0,33$.

$$Q_{к.р.} = 0,9 \cdot 1993,62 \cdot (0,57 - 0,33) = 478,4 \text{ кВАр.}$$

У якості компенсуючого пристрою для кожної секції шин вибираємо комплектну конденсаторну установку (ККУ) типу УКЛ Н-0,38-216 з автоматичним регулюванням за напругою:

- ❖ секція шин I – УКЛ (Л) Н-0,38-216-108У3;
- ❖ секція шин II – УКЛ (П) Н-0,38-216-108У3,

звідки стандартне значення потужності компенсуючого пристрою:

$$Q_{к.ст} = 2 \cdot 216 = 432 \text{ кВАр.}$$

Розрахуємо фактичні значення $tg\varphi_{\phi}$ та $\cos\varphi_{\phi}$ після компенсації реактивної потужності за формулами:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\phi} = \operatorname{tg} \varphi - \frac{Q_{\kappa.см}}{\alpha \cdot P_M} = 0,57 - \frac{423}{0,9 \cdot 1993,62} = 0,33; \quad (2.8)$$

$$\cos \varphi_{\phi} = \cos(\operatorname{arctg} \varphi_{\phi}) = \cos(\operatorname{arctg} 0,33) = 0,95. \quad (2.9)$$

Результати розрахунків зводимо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Зведена відомість навантажень із компенсуючими пристроями

Параметр	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_M , кВт	Q_M , кВАр	S_M , кВА
Всього на ШНН без КУ	0,87	0,57	1993,6	1129,2	2299,6
КУ				2×75	
Всього на ШНН з КУ	0,95	0,48	1993,6	979,2	2221,1
Втрати			44,4	222,1	226,5
сього ВН з КУ			2038,0	1201,3	2447,6

Оскільки розподільча мережа виконана лише кабельними лініями, то конденсаторні установки приєднуємо безпосередньо до шин цехової трансформаторної підстанції (через установку відмикаючого апарата у комплекті ККУ).

2.5.5 Вибір трансформаторів та КТП з урахуванням компенсації реактивної потужності. Розраховуємо втрати потужності у трансформаторі з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{n(нн)} = 0,02 \cdot 2221,13 = 44,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{n(нн)} = 0,1 \cdot 2221,13 = 222,1 \text{ кВАр};$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{44,4^2 + 222,1^2} = 226,5 \text{ кВА}.$$

Перевіряємо раніше вибрані трансформатори та КТП за умовою:

$$S_T \geq S_p = 0,6 \cdot S_{n(вн)} = 0,6 \cdot 2447,64 = 1468,5 \text{ кВА}.$$

Згідно з проведеним розрахунком та з урахуванням компенсації реактивної потужності вибираємо остаточно КТП-2х1600/10/0,4 з двома трансформаторами ТСЗН-1600/10/0,4.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів

$$K_3 = \frac{S_{n(вн)}}{2 \cdot S_T} = \frac{2447,64}{2 \cdot 1600} = 0,77.$$

3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Під час експлуатації електричних мереж тривалі перевантаження, короткі замикання, викликають підвищення температури струмопровідних жил, які більші за допустимі. Це призводить до передчасного зношування ізоляції проводів та кабелів. Внаслідок може бути пожежа, вибух у вибухонебезпечних приміщеннях, ураження електричним струмом персоналу, тощо.

Для запобігання цьому, лінія електропостачання має мати апарати захисту, які відмикають пошкоджену ділянку. До апаратів захисту відносяться автоматичні вимикачі, запобіжники із плавкими вставками та теплові реле, які вбудовуються у магнітні пускачі [13].

У нинішній кваліфікаційній роботі у якості апаратів захисту ліній електропередач вибираємо автоматичні вимикачі, оскільки вони є найбільш досконалими апаратами.

3.1 Розрахунок силової мережі

У якості силових електричних мережі корпусу вибираємо дроти та кабельні лінії (кабелі).

Проводи класифікуються за матеріалом, із якого вони виготовлені, перерізу, виду ізоляції, механічної міцності, тощо. В електротехніці застосовуються в основному дроти із міді та алюмінію, рідше із латуні та бронзи.

Кабелі поділяють за матеріалом, із якого вони виготовлені їх струмопровідні жили (мідь, алюміній), ізоляції та матеріалів, з яких вона виготовлена, ступеня герметичності та захищеності кабелів від механічних пошкоджень, тощо.

Провідники для ліній електропередач вибираються із врахуванням апаратів захисту. Для лінії, захищеної автоматом з комбінованим розчіплювачем, умова вибору провідника:

$$I_{\text{дон}} \geq K_{\text{зх}} \cdot I_{\text{у(П)}} = K_{\text{зх}} \cdot K_{\text{у(ТР)}} \cdot I_{\text{ном.расч}}, \quad (3.1)$$

де $I_{дон}$ – допустимий струм провідника; $K_{zx} = 1$ – коефіцієнт захисту, для нормальних (безпечних) приміщень.

Вибираємо для прокладання в повітрі у приміщеннях із нормальною зоною небезпеки за відсутності механічних пошкоджень кабелів марки АВВГ.

Здійснюємо розрахунок та вибір лінії, яка йде на 6ШР (автомат SF6 на КТП):

$$I_{дон} \geq K_{zx} \cdot I_{y(II)} = K_{zx} \cdot K_{y(TP)} \cdot I_{ном.расц} = 1 \cdot 1,25 \cdot 100 = 125 \text{ А};$$

За розрахунковим допустимим струмом $I_{дон} = 125 \text{ А}$, відповідно вибираємо переріз та допустимий тривалий струм кабелю:

- ❖ переріз – 50 мм^2 ;
- ❖ допустимий тривалий струм – $145 \times 0,92 = 133,4 \text{ А}$,

де 0,92 – коефіцієнт, який враховує допустимий тривалий струм для чотирижильних кабелів.

Вибираємо кабель ВВГ $3 \times 50 + 1 \times 25$, $I_{дон} = 133,4 \text{ А}$.

Аналогічно вибираються кабельні лінії, які йдуть на інші ШР, РП та ЩО. Розрахунок та вибір ліній зведемо у таблицю 3.1.

Здійснимо розрахунок та вибір ліній, які йдуть на компенсуючі пристрої КУ1, КУ2.

При розрахунку ліній, які йдуть на компенсувальні пристрої, допустимий струм вибирають із врахуванням відбудови від струмів розряду КУ згідно з умовою [14]:

$$I_{доо} \geq 1,3 \cdot \frac{Q_{КУ}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = 1,3 \cdot \frac{216}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 405 \text{ А}. \quad (3.2)$$

Вибираємо переріз та допустимий тривалий струм кабелю:

- ❖ переріз – 95 мм^2 ;
- ❖ допустимий тривалий струм – 605 А .

Вибираємо кабель ВВГ 3×240 , $I_{доо} = 605 \text{ А}$.

Для приєднання 2КТП до ГПП ПС 110/10 кВ потрібно вибрати високовольтний кабель. За умовами прокладання та експлуатації кабельної лінії попередньо вибираємо тип кабелю АПвПу- $3 \times 150/35$.

Таблиця 3.1 – Вибір кабельних ліній КТП

Траса	$I_{\text{доп.розр}}, \text{ А}$	Марка кабеля	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$
КТП – 1ШР	630	ВВГнг2(3×120+1×70)	630
КТП – 2ШР	630	ВВГнг2(3×120+1×70)	630
КТП – 3ШР	500	ВВГнг2(3×120+1×70)	630
КТП – 4ШР	1000	ВВГнг3(3×120+1×70)	1000
КТП – 5ШР	800	ВВГнг2(3×120+1×70)	800
КТП – 6ШР	100	ВВГнг(3×120+1×70)	133
КТП – 1АВР	100	ВВГнг 3×50+1×25	133
КТП – 39РП	80	ВВГнг3×50+1×25	133
КТП – 148ШУ	100	ВВГнг 3×50+1×25	133
КТП – 110ШП	125	ВВГнг3×70+1×35	165
КТП – ІЩРО	125	ВВГнг 3×70+1×35	165
КТП – ІІЩРО	125	ВВГнг3×70+1×35	165
КТП – КУ1	405	ВВГнг 3×240	605
КТП – КУ2	405	ВВГнг 3×240	605

Прокладку кабелів проектуємо в одній траншеї типу $T1$ та $T4$, кабель у траншею розмежований негорючою перегородкою із цегли. У місцях перетинання кабельної лінії з іншими інженерними спорудами передбачається прокладання в азбоцементних трубах. На ділянці перед афінажним цехом кабелі захищені трубою, далі прокладку траси проектуємо по існуючій кабельній естакаді.

Вибір кабелів здійснюємо за трьома умовами:

- ❖ за електричною міцністю $U_{\text{н.каб}} \geq U_{\text{н.уст}}$;

$$U_{\text{н.каб}} = 10 \text{ кВ} \equiv U_{\text{н.уст}} = 10 \text{ кВ};$$

- ❖ за нагріванням в аварійному режимі $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}}$.

Струм в аварійному режимі [15]:

$$I_{\text{ав}} = 1,3 \frac{S_{\text{н.мп}}}{U\sqrt{3}}; \quad (3.3)$$

$$I_{\text{ав}} = 1,3 \frac{1600}{6\sqrt{3}} = 200,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 329 \text{ А} \geq I_{\text{ав}} = 200,1 \text{ А}.$$

Приймаємо тип кабелю АПвПуг–3×150/35, $I_{\text{доп}} = 329 \text{ А}$.

за економічною щільністю струму $S \geq S_{\text{ек}}$.

Економічно доцільний переріз розрахуємо за формулою [16]:

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{роб}}}{j_{\text{ек}}}; \quad (3.4)$$

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{роб}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{200,15}{1,4} = 142,9 \text{ мм}^2,$$

де $j_{\text{ек}}$ – економічна густина струму, $j_{\text{ек}} = 1,4$, $T_{\text{м.а.}} = 4000$ год, $I_{\text{роб}}$ – розрахунковий струм лінії.

Вибираємо тип кабелю АПвПуг–3×150/35, $I_{\text{доп}} = 329 \text{ А}$.

3.2 Розрахунок струмів коротких замикань

Розрахунок струмів коротких замикань будемо здійснювати для перевірки апаратури на відмикаючу здатність та динамічну стійкість, для перевірки на термічну стійкість шин та кабелів розподільчих пристроїв. Для цих цілей у відповідних точках схеми підстанції визначаємо найбільші струми коротких замикань.

Коротким замиканням (КЗ) називають всяке випадкове або навмисне не передбачене нормальним режимом роботи, електричне з'єднання різних точок електроустановки, при яких струми у гілках електроустановки різко зростають, перевищуючи найбільший допустимий струм тривалого режиму.

У системі трифазного струму, короткі замикання можуть бути між трьома фазами, між двома фазами та однофазними.

Здійснимо розрахунок струмів КЗ для першої секції шин напруги 10 кВ. На рисунку 3.1 представлено розрахункову схему електропостачання. На основі розрахункової схеми електропостачання було укладено схему заміщення для розрахунку струмів коротких замикань (рисунк 3.2).

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи через
конфіденційність інформації підприємства

Рисунок 3.1 – Розрахункова схема електропостачання

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи через
конфіденційність інформації підприємства

Рисунок 3.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Розрахунок струмів коротких замикань здійснено із використанням програмного комплексу *ДАКАР*. Результати обчислень струмів КЗ представлено у зведеному вигляді в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку струмів коротких замикань

Назва				K_1	K_2	K_3
Напруга, кВ				10	10	10
Вихідні дані	Система шин 10 кВ	Потужність КЗ, МВА	max	228,6		
			min	89,3		
		Періодична складова, кА	max	22		
			min	8,6		
		Опір системи, Ом	max	0,15		
			min	0,4		
Лінія		Довжина, км			0,99	0,06
		Опір	Індуктивний, Ом		0,16	0,33
			Активний, Ом		0,4	0,01
Трансформатор		Потужність, МВА				1600
		Напруга короткого замикання, %				7
		Опір, Ом				1,35
Повний результуючий опір, Ом			max		0,47	1,43
			min		0,6	0,6
Періодична складова струму КЗ у початковий момент			max		7,42	2,42
			min		5,8	5,8
Потужність КЗ, МВА			max		77,2	25,3

Аналогічним чином виконано і розрахунок струмів КЗ для іншої кабельної лінії.

3.3 Розрахунок та вибір силових вимикачів

Детермінуємо тип автоматичних вимикачів для розробленої схеми електропостачання. Представимо розрахунок та вибір автоматичних вимикачів КТП.

1) Ввідні автоматичні вимикачі $QF1$, $QF2$, $QF3$:

$$I_{1SF} = I_{2SF} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,5 \text{ А}; \quad (3.5)$$

$$I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}}; \quad I_{\text{ном.расц.}} \geq I_{1SF}(I_{2SF}) = 2309,5 \text{ А.}$$

Вибираємо автоматичний вимикач із тепловими та електромагнітними розчіплювачами серії Е25В, триполюсний, на номінальний струм 2500 А.

Детермінуємо автоматичні вимикачі для 1ШР, 2ШР, 3ШР, 4ШР, 5ШР, 6ШР, 39РП, 1АВР, 148ШУ, 110ШП, 1ШРО, 11ШРО [17]:

❖ автоматичний вимикач $QF1$ для 1ШР:

$$I_{M(1ШР)} = 548,3 \text{ А}; \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(1ШР)} = 1,1 \cdot 548,33 = 603,1 \text{ А.}$$

Вибираємо автомат ВА51-39 на номінальний струм 630 А.

❖ автоматичний вимикач $QF2$ для 2ШР:

$$I_{M(2ШР)} = 486,2 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(2ШР)} = 1,1 \cdot 486,29 = 534,9 \text{ А.}$$

Вибираємо автомат ВА51-39 на номінальний струм 630 А.

❖ автоматичний вимикач $QF3$ для 3ШР:

$$I_{M(3ШР)} = 433,2 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(3ШР)} = 1,1 \cdot 433,20 = 476,5 \text{ А.}$$

Вибираємо автомат ВА51-39 на номінальний струм 500 А.

❖ автоматичний вимикач $QF4$ для 4ШР:

$$I_{M(4ШР)} = 871,3 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(4ШР)} = 1,1 \cdot 871,32 = 958,4 \text{ А.}$$

Вибираємо автомат ВА55-43 на номінальний струм 1000 А.

❖ автоматичний вимикач $QF5$ для 5ШР:

$$I_{M(5ШР)} = 562,9 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(5ШР)} = 1,1 \cdot 562,9 = 681,1 \text{ А.}$$

Вибираємо автомат Е-06В на номінальний струм 800 А.

❖ автоматичний вимикач QF 6 для 6ШР:

$$I_{M(6ШР)} = 70,3 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(6ШР)} = 1,1 \cdot 70,36 = 77,4 \text{ А}.$$

Вибираємо автомат ВА51-31 на номінальний струм 100 А.

❖ автоматичний вимикач QF 7 для 1АВР:

$$I_{M(1АВР)} = 75,7 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(1АВР)} = 1,1 \cdot 75,78 = 83,3 \text{ А}.$$

Вибираємо автомат ВА51-31 на номінальний струм 100 А.

❖ автоматичний вимикач QF 8 для 39РП:

$$I_{M(39РП)} = 57,5 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(39РП)} = 1,1 \cdot 57,56 = 63,3 \text{ А}.$$

Вибираємо автомат ВА51-31 на номінальний струм 80 А.

❖ автоматичний вимикач QF 9 для 148ШУ:

$$I_{M(148ШУ)} = 83,4 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(148ШУ)} = 1,1 \cdot 83,43 = 91,7 \text{ А}.$$

Вибираємо автомат ВА51-31 на номінальний струм 100 А.

❖ автоматичний вимикач QF 10 для 110ШП:

$$I_{M(110ШП)} = 87,4 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq 1,1 \cdot I_{M(110ШП)} = 1,1 \cdot 87,4 = 96,2 \text{ А}.$$

Вибираємо автомат ВА51-31 на номінальний струм 125 А.

❖ автоматичний вимикач QF 11 для 1ЩРО:

$$I_{M(1ЩРО)} = 101,9 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq I_{M(1ЩРО)} = 101,9 \text{ А}.$$

Вибираємо автомат ВА51-31 на номінальний струм 125 А.

❖ автоматичний вимикач QF 12 для 11ЩРО:

$$I_{M(11ЩРО)} = 115,6 \text{ А}, \quad I_{\text{ном.авт.}} \geq I_{\text{ном.расц.}};$$

$$I_{\text{ном.расч.}} \geq I_{\text{м(11ЩРО)}} = 115,6 \text{ А.}$$

Вибираємо автомат ВА51-31 на номінальний струм 125 А.

Результати вибору автоматичних вимикачів зведемо до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати вибору автоматичних вимикачів

Позначення	Тип вими- кача	Номінальний струм		Кратність устав- ки		$I_{\text{відм}},$ кА
		$I_{\text{ном.авт.}},$ А	$I_{\text{ном.розч.}},$ А	$K_{y(TP)}$	$K_{y(EMP)}$	
1 QF , 2 QF , 3 QF	E-25B	2500	2500	1,25	10	40
QF 1	ВА51-39	630	630	1,25	7	40
QF 2	ВА51-39	630	630	1,25	7	40
QF 3	ВА51-39	500	500	1,25	7	40
QF 4	ВА55-43	1000	1000	1,0	5	40
QF 5	E-06B	800	800	1,0	5	40
QF 6	ВА51-31	100	100	1,25	10	7
QF 7	ВА51-31	100	100	1,25	10	7
QF 8	ВА51-31	80	80	1,25	10	7
QF 9	ВА51-31	100	100	1,25	10	7
QF 10	ВА51-35	125	100	1,25	12	15
QF 11	ВА51-35	125	125	1,25	12	15
QF 12	ВА51-35	125	125	1,25	12	15

У результаті виконаних розрахунків було обґрунтовано вибір основного електрообладнання трансформаторної підстанції, у тому числі трансформаторів, силових кабелів, автоматичних вимикачів та пристроїв компенсації реактивної потужності. Розрахункові параметри забезпечують надійну та безпечну роботу електропостачання споживачів афінажного цеху за умови дотримання встановлених нормативів. Розроблені технічні рішення сприяють зменшенню втрат електроенергії, підвищенню енергоефективності системи, а також дають змогу забезпечити високий рівень експлуатаційної безпеки.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Техніка безпеки при монтажі КТП

Під час монтажу комплектної трансформаторної підстанції потрібно дотримуватися вимог чинного законодавства у сфері охорони праці, а також правил електробезпеки, пожежної безпеки та виробничої санітарії. Основні вимоги до безпечного виконання робіт регламентуються Правилами охорони праці під час експлуатації електроустановок споживачів, ПУЕ, ДБН, а також інструкціями заводу-виробника обладнання [18].

Перед початком монтажних робіт обов'язково проводиться інструктаж з охорони праці для усіх працівників. Працівники повинні бути забезпечені засобами індивідуального захисту, які відповідають характеру робіт: захисні каски, діелектричні рукавиці, окуляри, спецодяг, захисне взуття, страхувальні пояси (при роботі на висоті), діелектричні килимки.

До виконання електромонтажних робіт допускаються особи не молодші 18 років, які мають відповідну кваліфікацію (не нижче III групи з електробезпеки) та пройшли медичний огляд.

Монтаж КТП виконується з обов'язковим дотриманням таких правил безпеки:

- ❖ перед початком робіт потрібно переконатися у відсутності напруги у зоні монтажу та вивісити відповідні попереджувальні знаки;
- ❖ під час переміщення силових трансформаторів та іншого важкого обладнання використовуються крани, лебідки або домкрати, вантажопідйомне обладнання повинне бути справним і перевірено;
- ❖ забороняється проведення монтажу під час атмосферних опадів або при високій вологості, що може призвести до пробію ізоляції;
- ❖ усі металеві елементи конструкцій та електрообладнання повинні бути надійно заземлені перед пусконаладжувальними роботами;
- ❖ під час виконання робіт у зоні струмопровідних частин діє заборона на застосування металевих інструментів без ізоляції;

❖ виконання робіт у траншеях допускається лише після зміцнення їхніх стінок згідно з вимогами безпеки на земляних роботах.

Усі електротехнічні випробування, зокрема перевірка опору ізоляції, проводяться тільки спеціалізованим персоналом із використанням справного вимірювального обладнання.

На завершальному етапі монтажу проводиться комплексна перевірка КТП, включаючи перевірку дії автоматичних вимикачів, надійності контактних з'єднань, якості заземлення та відсутності потенційно небезпечних напруг на корпусах обладнання [19].

Дотримання вищенаведених заходів техніки безпеки дає змогу мінімізувати ризики ураження електричним струмом, травмування персоналу та запобігти аварійним ситуаціям на об'єкті.

4.2 Розрахунок заземлювального пристрою

Під розрахунком заземлювального пристрою під час проектування розуміють детермінування типу заземлювача, кількості вертикальних заземлювачів, місця розміщення та перерізу заземлюючих провідників. Розрахунок здійснюватимемо для необхідного опору заземлювального пристрою відповідно до вимог ПУЕ.

Для розрахунку заземлювального пристрою використовуємо такі дані:

- ❖ використовуємо тільки штучні заземлювачі;
- ❖ тип заземлювального пристрою – рядний, вздовж стіни будівлі корпусу на відстані 1 м від стіни будівлі;
- ❖ кліматична зона – III;
- ❖ ґрунт – глина, $\rho = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- ❖ вертикальний заземлювач – сталевий кутник $50 \times 50 \times 5 \text{ мм}$, $L = 2 \text{ м}$;
- ❖ горизонтальний заземлювач – сталева смуга $40 \times 4 \text{ мм}$;
- ❖ глибина закладення заземлювального пристрою у ґрунт $t = 0,5 \text{ м}$.

Визначаємо необхідний згідно з ПУЕ допустимий опір заземлення заземлювального пристрою: $R_n = 4 \text{ Ом}$.

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту з урахуванням коефіцієнта сезонності $K_{sez} = 1,5$:

$$\rho_p = K_{sez} \cdot \rho ; \quad (4.1)$$

$$\rho_p = 1,5 \cdot 40 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Детермінуємо розрахунковий опір одного вертикального електрода:

$$r_e = 0,3 \cdot \rho_p = 0,3 \cdot 60 = 18 \text{ Ом}.$$

Детермінуємо кількість вертикальних електродів:

❖ без урахування екранування (розрахункове),

$$N_{e.p.}^1 = \frac{r_e}{R_{II}} , \quad N_{e.p.}^1 = \frac{18}{4} = 4,5 \approx 5 . \quad (4.2)$$

❖ з урахуванням екранування попередньо вибираємо співвідношення $a/L = 2$, звідки для $N_{e.p.}^1 = 5$ визначаємо $\eta_e = 0,8$ [20]:

$$N_{e.p.} = \frac{N_{e.p.}^1}{\eta_e} , \quad N_{e.p.} = \frac{5}{0,8} = 6,25 . \quad (4.3)$$

Приймаємо кількість вертикальних електродів $N_e = 7$.

Детермінуємо довжину горизонтального заземлювача. Оскільки вибрано співвідношення $a/L = 2$, то відстань між вертикальними електродами $a = 2 \cdot L = 2 \cdot 2 = 4 \text{ м}$, звідки довжина смуги становить:

$$L_{II} = a \cdot (N_e - 1) , \quad (4.4)$$

$$L_{II} = 4 \cdot (7 - 1) = 24 \text{ м}.$$

Детермінуємо уточнені значення опорів вертикальних та горизонтальних заземлювачів.

Для $N_e = 7$ детермінуємо:

$$\eta_e = F(\text{рядне}; 2; 7) = 0,765 , \quad \eta_{II} = F(\text{рядне}; 2; 7) = 0,81 .$$

Для III кліматичної зони, для горизонтальних заземлювачів детермінуємо $K_{sez.z.} = 2,3$:

Опір вертикальних електродів становить

$$R_B = \frac{r_6}{N_6 \cdot \eta_6}, \quad R_B = \frac{18}{7 \cdot 0,765} = 3,36 \text{ Ом.}$$

Опір горизонтального заземлювача (смуги) становить:

$$R_\Gamma = \frac{0,4}{L_\Pi \eta_6} \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.з.}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_\Pi^2}{bt}, \quad (4.5)$$

де b – ширина горизонтального заземлювача (смуги), м.

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи через
конфіденційність інформації підприємства

Рисунок 4.1 – Схема заземлювального пристрою

Детермінуємо фактичне значення контуру заземлення:

$$R_\Gamma = \frac{0,4}{24 \cdot 0,81} \cdot 40 \cdot 2,3 \cdot \lg \frac{2 \cdot 24^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 9,01 \text{ Ом;}$$

$$R_{3y} = \frac{R_B R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma}; \quad (4.6)$$

$$R_{3y} = \frac{3,36 \cdot 9,01}{3,36 + 9,01} = 2,45 \text{ Ом;}$$

$$R_{3y} = 2,45 \text{ Ом} < R_\Pi = 4 \text{ Ом.}$$

відтак, бачимо що заземлювальний пристрій буде ефективним.

Схема контура заземлення представлена на рисунку 4.1.

4.3 Охорона навколишнього середовища

Проектування, будівництво та експлуатація електроустановок, зокрема комплектної трансформаторної підстанції (КТП), повинні здійснюватися з урахуванням вимог законодавства України у сфері охорони навколишнього природного середовища. Основними нормативно-правовими документами, які регулюють цю діяльність, є: Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» [21], Закон України «Про відходи» [22], ДБН В.2.5-23:2010 [23], ПУЕ [6] та інші чинні нормативи.

У процесі реалізації проекту розглянуто потенційний вплив на довкілля при будівництві та експлуатації трансформаторної підстанції. Оскільки проєкт передбачає застосування сухих трансформаторів ТСЗН, які не містять оливи, повністю відсутній ризик витоку олії у ґрунт чи каналізацію, що суттєво знижує екологічне навантаження.

До основних потенційних факторів впливу на довкілля належать:

- ❖ електромагнітне випромінювання – зменшується за рахунок екранування трансформаторного обладнання та відповідного планування відстаней до постійних робочих місць персоналу;
- ❖ вплив шуму – рівень шуму від сухих трансформаторів є значно меншим порівняно з масляними, а додаткове розміщення обладнання у закритих приміщеннях знижує його до нормативно допустимих рівнів;
- ❖ тверді та металеві відходи – при демонтажі або заміні обладнання передбачена передача матеріалів (алюмінієві обмотки, сталь, кабель) до спеціалізованих пунктів утилізації або переробки;
- ❖ енергетичні втрати – завдяки впровадженню засобів компенсації реактивної потужності зменшуються втрати енергії в мережі, що є енергозберігаючим заходом та знижує непрямий вплив на навколишнє середовище через скорочення споживання електроенергії.

Прокладання кабельних ліній передбачає використання негорючих матеріалів та ізоляції, яка не містить шкідливих для здоров'я речовин (кабелі

типу ВВГнг, АПвПуг). Кабельні траси не проходять через водоохоронні зони або об'єкти природно-заповідного фонду, що виключає порушення екологічного балансу.

Для захисту ґрунтового шару передбачено прокладку кабелів у траншеях з негорючими перегородками, а на ділянках перетину з іншими комунікаціями – у спеціальних трубах. Це дає змогу уникнути механічних пошкоджень із подальшим негативним впливом на ґрунт.

Під час експлуатації КТП заплановано періодичний контроль за станом електрообладнання, що дає змогу вчасно виявити потенційні несправності та уникнути надзвичайних ситуацій, які могли б спричинити забруднення навколишнього середовища.

Відтак, реалізація проєкту не матиме значного впливу на довкілля за умови дотримання встановлених вимог і передбачених заходів екологічної безпеки. Застосовані технічні рішення відповідають принципам сталого розвитку та раціонального використання природних ресурсів [24].

Особливу увагу у межах охорони навколишнього середовища приділено також питанням пожежної безпеки, адже короткі замикання, перегрів або механічні пошкодження кабелів можуть бути джерелом займання. У роботі передбачено застосування негорючих матеріалів та сучасних апаратів захисту, які унеможливають розвиток аварійних ситуацій. Усі матеріали та обладнання мають відповідні сертифікати екологічної та пожежної безпеки.

Окрім того, проєкт забезпечує відсутність шкідливих викидів у повітря та виключає можливість забруднення водних ресурсів. У довгостроковій перспективі впровадження проєкту сприятиме не лише стабільному електропостачанню, а й зниженню екологічного навантаження за рахунок підвищення енергоефективності електроустановок підприємства.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

При визначенні вартості будівництва електроенергетичних об'єктів використано укрупнені показники вартості, затверджені в Україні відповідно до чинних нормативних документів, зокрема УПВБ для об'єктів енергетики, а також галузеві СОУ та ДСТУ. Вони враховують типізацію проектування, прогресивну технологію будівництва, його механізацію та індустріалізацію з максимальним використанням уніфікованих елементів та конструкцій заводського виконання. Розрахунки будемо здійснювати без урахування податку на додану вартість (ПДВ).

Для приведення вартості будівництва до поточного рівня використаємо офіційні індекси зміни вартості будівельно-монтажних робіт, які публікуються Державною службою статистики України. Методика коригування здійснена відповідно до вимог «Порядку визначення вартості будівництва», затвердженого Мінрегіоном [25].

Розрахунок здійснюємо для детермінування укрупненої вартості будівництва КТП 10/0,4кВ із двома трансформаторами потужністю 1600х2 кВА, кабельної траси від КТП 10/0,4 кВ до ГПП 110/10 кВ для двох кабелів у трасі із зшитого поліетилену типу АПвПу2R3х150/35 довжиною 990 м, установки на ГПП 110/10 кВ двох високовольтних комірок із вакуумними вимикачами та з приєднанням до існуючої АСКОЕ.

Детермінуємо вартість будівництва КТП 10/0,4кВ з двома трансформаторами потужністю 1600 кВА. Базовий показник вартості становить 1280000 грн. Обсяг робіт – 1 (кількість підстанцій). $K_i = 6,27$ – індекс зміни кошторисної вартості будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт. Регіональний коефіцієнт – $K_1 = 1,13$.

Відтак, вартість буде становити

$$\text{Вартість} = 1280000 \cdot 1 \cdot 6,27 \cdot 1,13 = 9068928 \text{ грн.}$$

Аналогічно здійснюємо розрахунки вартості будівництва для кабельної траси, двох високовольтних комірок із підключенням до системи АСКОЕ.

Розрахунки було здійснено у табличному редакторі. Результати розрахунків зводимо до таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Укрупнений розрахунок вартості будівництва підстанції 10/0,4 кВ, кабельної лінії 10 кВ, високовольтних комірок

Складова витрат	Назви розділів та параграфів	Розрахунок вартості	Вартість, грн
Базовий показник вартості КТП 10/0,4 кВ 1600 кВА	Ціна 1280000 грн; Кількість – 1 шт; Коеф. переходу 6,27; Регіональний коефіцієнт 1,13	$1280000 \cdot 1 \cdot 6,27 \cdot 1,13$	9068928
Базовий показник вартості КЛ 10 кВ (два кабеля у траншеї із зшитого поліетилену типу АПвПу2-3×150/35, довжиною 990 м.	Ціна 827200 грн за 1 км; Коеф. переходу 5,99; Регіональний коефіцієнт 1,13	$827200 \cdot 0,99 \cdot 5,99 \cdot 1,13$	5543078
Базовий показник вартості одного комплекту викидача для РП 110 кВ (вакуумний) з урахуванням вартості релейного захисту, будівельних та монтажних робіт	Ціна 60000 грн за 1 шт; Кількість – 2 шт; Коеф. переходу 6,27; Регіональний коефіцієнт 1,13	$60000 \cdot 2 \cdot 6,27 \cdot 1,13$	850212
Базовий показник вартості програмно технологічного комплексу	Ціна 35316 грн (1 комірка); Кількість – 2 шт; Коеф. переходу 6,27; Регіональний коефіцієнт 1,13	$35316 \cdot 2 \cdot 6,27 \cdot 1,13$	500434
Всього вартість будівництва			15962652

Укрупнена вартість будівництва за цим проектом складає **15962652** грн без урахування ПДВ, з урахуванням вартості обладнання, будівельно-монтажних, пусконаладжувальних робіт станом на 01.05.2025 р.

ВИСНОВКИ

У процесі виконання кваліфікаційної роботи було здійснено розробку системи зовнішнього електропостачання промислового об'єкта. На основі виконаних розрахунків та технічних рішень досягнуто поставленої мети.

1. Здійснено детальний аналіз споживача – афінажного цеху металургійного підприємства. Встановлено особливості технологічного процесу, класифіковано електроприймачі за режимом роботи, підтверджено належність об'єкта до II категорії за надійністю електропостачання, що зумовило вимоги до резервування живлення та вибору конфігурації підстанцій.

2. Здійснено розрахунок електричних навантажень підприємства, виконано приведення потужностей до тривалого режиму, визначено зведені навантаження та необхідну потужність трансформаторів. Запропоновано схему електропостачання з урахуванням компенсації реактивної потужності, що забезпечує енергоефективність та стабільність роботи системи.

3. Здійснено вибір силових трансформаторів, кабельних ліній, вимикачів та іншого електротехнічного обладнання. Обґрунтовано технічні параметри автоматичних вимикачів та перерізи кабелів згідно з нормативами, а також виконано перевірку на струми короткого замикання.

4. Охарактеризовано заходи з техніки безпеки під час монтажу трансформаторної підстанції, здійснено розрахунок заземлювального пристрою відповідно до вимог нормативних документів, а також проаналізовано вплив об'єкта на довкілля та вжиті природоохоронні заходи.

5. Представлено укрупнений розрахунок вартості впровадження системи електропостачання, враховано витрати на обладнання, монтажні роботи та заходи з підвищення енергоефективності. Визначено економічну доцільність реалізації запропонованих рішень у межах проєкту.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Попов В. А., Ткаченко В. В., Ярмолюк О. С. Проєктування систем забезпечення споживачів електричною енергією. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 222 с.
2. Бурбело М. Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання. Вінниця: Вінницький національний технічний університет, 2017. 123 с.
3. Михлюк В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств. Харків: ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.
4. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання: підручник. Київ: Компрінт, 2021. 497 с.
5. Черемісін М. М., Зубко М. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: навч. посіб. Харків: Факт, 2005. 168 с.
6. Правила улаштування електроустановок. Київ: Енергія, 2017. 615 с.
7. Шкрабець Ф. П., Плешков П. Г. Основи електропостачання. Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010. 408 с.
8. Афанасьєв О. І. Електроапаратне обладнання систем електропостачання енергоємних виробництв. Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2023. 432 с.
9. Коліушко Д. Г., Асмолова Л. В. Проєктування систем електропостачання промислових підприємств. Харків: ПромАрт, 2021. 96 с.
10. Ачкасов А. Є., Лушкін В. А., Охріменко В. М. Електропостачання у будівництві. Харків: ХНАМГ, 2012. 148 с.
11. Шкрабець Ф. П. Електропостачання. Дніпро: НГУ, 2015. 540 с.
12. Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б. Електричні системи і мережі. Частина 1. Вінниця: ВНТУ, 2020. 200 с.
13. Бржезицький В. О., Зелінський В. Ц. Електричні апарати. Кропивницький: Олді+, 2020. 602 с.
14. Балюта С. М., Люлька Д. М., Серьогін О. О., Осьмак О. О. Альтернативні джерела енергії в системах електропостачання. Київ: НУХТ, 2024. 397 с.
15. Буйний Р. О., Ананьєв В. М., Тисленко В. В. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електрообладнання на електричних станціях та підстанціях. Чернігів: ЧДТУ, 2004. 70 с.

16. Козирський В. В., Гай О. В. SMART GRID технології в системах енергоживлення: монографія. Київ: Компрінт, 2015. 336 с.
17. ETI Elektrotehnika. Загальний каталог продукції [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.eti.ua/katalohy-ua/zahalnyy-kataloh> (дата звернення: 14.06.2025).
18. Тимочко В. О., Городецький І. М., Березовецький А. П., Мазур І. Б. Безпека життєдіяльності та охорона праці. Львів: Сполом, 2022. 376 с.
19. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2014. 286 с.
20. Золотько О. В., Долженкова О. В., Левицька О. Г., Войтенко Ю. В. Розрахунок захисного заземлення. Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Охорона праці в галузі». Дніпро: Сова, 2019. 20 с.
21. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» від 25.06.1991 р. № 1264-XII [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1264-12#Text> (дата звернення: 15.04.2025).
22. Закон України «Про відходи» від 05.03.1998 р. № 187/98-ВР [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/187/98-вр#Text> (дата звернення: 16.04.2025).
23. ДБН В.2.5-23:2010. Державні будівельні норми України. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://online.budstandart.com.ua/catalog/doc-page?id_doc=56281 (дата звернення: 16.06.2025).
24. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.
25. Настанова з визначення вартості будівництва (Порядок визначення вартості будівництва) затверджена Наказом Міністерства розвитку громад та територій України 01.11.2021 № 281 [Електронний ресурс]. База даних «Єдина державна електронна система у сфері будівництва». Режим доступу: <https://radnuk.com.ua/wp-content/uploads/2021/12/knu-nastanova-z-vyznachennya-vartosti-budivnycztva.pdf> (дата звернення: 16.06.2025).