

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

(підпис) Коваль В.П.
 (прізвище та ініціали)
 “ 05 ” січня 2026 р.

**ЗАВДАННЯ
 НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
 (назва освітнього ступеня)
 за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
 (шифр і назва спеціальності)
 студенту Максиму Руслану Михайловичу
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Система електропостачання деревообробного комбінату

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

Затверджені наказом ректора від “31” грудня 2025 р. № 4/7-1164

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи Однолінійна схема електропостачання підприємства. Категорії надійності відділень підприємства. Технологічна схема виробництва та графік споживання електричної енергії підприємства.

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунковий розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці. Загальні висновки. Перелік посилань.

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

Методи забезпечення безперебійного живлення споживачів при різних режимах експлуатації. Результати технологічних розрахунків. Картограма електричних навантажень. Результати розрахунків струмів короткого замикання. Результати розрахунків захисного та комутаційного обладнання на ланках 110 кВ та 10 кВ. Однолінійна схема електропостачання підприємства.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, охорона праці	Гурик О.Я., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання _____ 06 січня 2026 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналітичний розділ	15.04.26 - 15.05.26	
2	Розрахунковий розділ	01.05.26 - 15.05.26	
3	Проектно-конструкторський розділ	10.05.26 - 01.06.26	
4	Заходи з безпеки життєдіяльності та основи охорони праці	15.05.26 - 01.06.26	
5	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.05.26 - 10.06.26	
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	11.06.26 - 15.06.26	

Студент

(підпис)

Максимів Р. М.

(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 ЕТс-41. – Тернопіль.: ТНТУ, 2026.

Проведені розрахунки енергоспоживання підприємства на основі силового навантаження основних цехів та витрати на внутрішнє й зовнішнє освітлення.

Обґрунтовано конфігурацію головної понижувальної підстанції з урахуванням потенційного розширення виробничих потужностей.

Розраховано оптимальну кількість та параметри цехових трансформаторних підстанцій на основі критеріїв мінімізації втрат та енергоефективності.

Запропоновані заходи з компенсації реактивної складової потужності та визначені параметри конденсаторних установок.

Проведений вибір комутаційних апаратів і захисних пристроїв на основі розрахункових значень струмів короткого замикання.

Ключові слова: розподільна мережа, безперебійне електропостачання, захисне обладнання.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Аналіз забезпечення безперебійного живлення споживачів при різних режимах експлуатації	8
1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства	13
1.3 Висновки до першого розділу	15
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Визначення розрахункових навантажень	16
2.2 Визначення навантаження підприємства	17
2.3 ЦЕН та картограма електричних навантажень	20
2.4 Вибір трансформаторів ГПП	23
2.5 Вибір цехових трансформаторів	26
2.6 Вибір конденсаторних батарей	28
2.7 Вибір кабельних ліній 10 кВ	30
2.8 Висновки до другого розділу.....	31
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	33
3.1 Розрахунок трифазних струмів КЗ	33
3.2 Вибір обладнання	34
3.2.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на стороні 110 кВ	34
3.2.2 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ та ланці НН трансформатора ГПП ...	36
3.2.3 Вибір вимикачів 10 кВ ланок кабельних ліній	37
3.2.4 Вибір обмежувачів перенапруги на ланках 110 кВ та 10 кВ	38
3.3 Вибір обладнання захисту цехових трансформаторів	39
3.4 Вибір трансформаторів власних потреб	42
3.5 Висновки до третього розділу	43
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	45
4.1 Заходи з охорони праці при експлуатації цехових трансформаторів	45
4.2 Заходи з безпеки життєдіяльності при експлуатації цехових трансформаторів	48

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	51
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	52
ДОДАТКИ	54

ВСТУП

Актуальність теми. Головним завданням сучасних енергосистем є стабільне та безперебійне постачання електричної енергії від генеруючих потужностей до об'єктів споживання. Структура таких мереж охоплює комплекс технічних засобів: від трансформаторних підстанцій (*ТП*) до ліній електропередачі (повітряних і кабельних), систем шин та апаратури комутації [1].

Згідно з аналітичними даними, саме сегмент розподільчих мереж характеризується найвищою інтенсивністю відмов. Попри те, що збір обладнання в цьому секторі зазвичай мають обмежений територіальний вплив (на відміну від масштабних аварій на електростанціях), вони суттєво знижують загальну ефективність системи [1].

Таким чином, забезпечення безперебійного електропостачання електричної енергії повинно базуватися на детальному моніторингу реальних графіків навантаження та особливостей топології конкретних енерговузлів підприємства. Такий підхід дозволить не лише стабілізувати рівні напруги, а й мінімізувати технологічні втрати потужності в різних експлуатаційних режимах.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення безперебійного електропостачання деревообробного комбінату.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- виконати аналіз методів забезпечення безперебійного живлення споживачів підприємства при різних режимах експлуатації;
- виконати розрахунок енергоспоживання підприємства, враховуючи специфіку роботи основних цехів та витрати на внутрішнє й зовнішнє освітлення;
- технічно обґрунтувати конфігурацію головної понижувальної підстанції з урахуванням потенційного розширення виробничих потужностей;
- розрахувати оптимальну кількість та параметри потужності цехових *ТП*, виходячи з критеріїв мінімізації втрат та енергоефективності;

– запропонувати заходи з компенсації реактивної складової потужності та визначити необхідні параметри конденсаторних установок;

– здійснити підбір комутаційних апаратів і захисних пристроїв на основі розрахованих значень струмів короткого замикання.

Об’єкт дослідження – процеси розподілу електричної енергії.

Предмет дослідження – заходи та методи забезпечення безперебійного електропостачання промислового підприємства.

Практичне значення отриманих результатів. запропоновані інженерні рішення, що базуються на аудиті реального споживання, дають змогу гарантувати стабільну роботу енергосистеми комбінату в будь-яких режимах експлуатації.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (17 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 53 сторінки, 18 таблиць, 3 рисунки, додатки – 9 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз забезпечення безперебійного живлення споживачів при різних режимах експлуатації

Безперебійність електропостачання первинно означається категоріями надійності споживачів. Для підприємств з безперервним (*I* та *I*–особлива категорії) вихід з ладу одного елемента мережі не повинен призводити до припинення технологічного процесу [2], тобто, по при два незалежні джерела, необхідно встановити третє незалежне джерело живлення (*АКБ*, *ДГУ*).

На відміну від першої категорії, *II* категорія для забезпечення безперебійності електропостачання при виході з ладу одного елемента мережі вимагає перемикання на резерв у автоматичному режимі (*АВР*) (сучасний підхід) при двох незалежних джерелах [2].

Оскільки (*АВР*) на ланках *110 кВ* та *10 кВ* коштує дорого, при традиційному підході, підприємства часто обирають для *II* категорії схему з неявною резервною лінією, яка вмикається вручну роз'єднувачами або вимикачами, тобто, перерва в електропостачанні рівна часу дії чергового персоналу або виїзної оперативної бригади для ручного ввімкнення резервного живлення [3].

Натомість, *III* категорія не вимагає безперебійності технологічних процесів, відповідно, споживачі можуть отримувати живлення від одного джерела, тобто, допустима перерва до 24 годин для заміни або ремонту пошкодженого елемента мережі [3].

Результати аналізу щодо категорії споживачів наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристика безперебійності електропостачання за категоріями надійності

Характеристика	I категорія	II категорія	III категорія
Кількість джерел	2 незалежних (+3-те для спецгрупи)	2 незалежних	1 джерело
Спосіб увімкнення резерву	Тільки автоматично (АВР)	Автоматично або вручну	Немає (ремонт)
Час перерви	< 1 сек. (час дії АВР)	Час оперативних перемикачів	До 24 годин

На рівні напруги 110 кВ здійснюється магістральне та вузлове електропостачання, на якому вирішується питання загальної живучості системи, а основна стратегія – дублювання джерел та ліній. Організація зовнішнього електропостачання проводиться кільцевими та петлевими схемами, які дозволяють здійснювати живлення ГПП з двох незалежних боків. Секціонування шин здійснюється використанням двох систем шин із шиною з'єднувальним вимикачем [2]. Для забезпечення надійності, як правило, встановлюється диференційний захист ліній та шин, що дозволяє миттєво локалізувати пошкоджену ділянку без відімкнення всієї ГПП.

Рівень напруги 10 кВ – це основний рівень розподілу енергії всередині підприємства, де часто виникають перехідні процеси, що впливають на роботу потужних електродвигунів. Для забезпечення надійності та безперебійності живлення, в цьому випадку, застосовують швидкодіючі АВР на відміну від звичайних, що дозволяє скоротити час перемикачів з 0,5–1,5 с. до 40–60 мс та плавно (синхронно) здійснити перехід на резервну секцію, без значного зниження частоти обертів [3].

В мережах з ізольованою нейтраллю, які є характерними для ланок 10 кВ, важливим є використання дугогасильних реакторів для компенсації ємнісних струмів замикання на землю, що запобігає переростанню однофазного замикання

в міжфазні, або встановлення високоомних/низькоомних резисторів – дозволяє швидко виявляти та відключати однофазні замикання на землю, які є причиною 75% аварій.

Окрім цього, впровадження реклоузерів та/або систем селективного визначення пошкоджень дозволяє автоматично змінювати конфігурацію мережі 10 кВ при аваріях [3]. При пошкодженні в кінці лінії відключається лише пошкоджений сегмент, а основна частина споживачів залишається під напругою.

На рівні напруги 0,4 кВ зосереджені системи керування (контролери, сервери) та приводи, які чутливі до якості напруги, де, для локального забезпечення живлення, застосовують *ДБЖ Online* – типу з подвійним перетворенням; *ДГУ* – як третє незалежне джерело для споживачів особливої групи; статичні перемикачі, які забезпечують миттєвий вибір між двома лініями 0,4 кВ [4].

Порівняльна характеристика параметрів рівнів напруги та аналіз режимів експлуатації подано в таблицях 1.2 і 1.3, відповідно.

Таблиця 1.2 – Порівняльна характеристика рівнів напруги

Параметр	Рівень	
	110 кВ	10 кВ
Основні ризики	Системні аварії, стихійні лиха	Локальні КЗ, перевантаження, пробої ізоляції
Ключова технологія	Структурне дублювання, АПВ	Швидкодіючий АВР, селективний захист від ОЗЗ
Вимоги до персоналу	Висока кваліфікація	Оперативне реагування на місці
Мета заходів	Збереження цілісності вузла	Збереження неперервності процесу

Таблиця 1.3 – Аналіз режимів експлуатації

Режим	Ризики	Метод забезпечення безперебійності
Номінальний	Перевантаження окремих вузлів	Оптимізація поточкорозподілу, моніторинг параметрів
Піковий	Просідання напруги	Використання <i>БСК</i> та активних фільтрів
Аварійний	Коротке замикання	Селективна робота <i>РЗА</i> , швидке відключення пошкодженої ділянки
Після аварійний	Дефіцит потужності	<i>АЧР</i> не пріоритетних споживачів

Як видно з таблиці 1.3 для безперебійної роботи обладнання підприємства важливо роль відіграє стабільність напруги з позиції балансу реактивної потужності, рівень якого в промислових мережах вважається не менш критичним аніж частотний [4].

Основним чинником є, в більшості випадків, реактивний характер навантаження, де нестача реактивної потужності призводить до «просідань» напруги, які, в своє чергу, призводять до збоїв у роботі мікропроцесорних елементів керування пристроїв захисту [5].

Для підприємства найбільш важливими є ланки 10 кВ, в яких, на відміну від ланок 110 кВ, які характеризуються відносно низьким активним опором у порівняння з реактивним опором, тобто, зміна напруги чутлива до перетоків реактивної потужності, зростання реактивної потужності призводить до зростання втрат на лініях та зниження напруги безпосередньо в споживача [5].

Як елемент критичного стану є просідання напруги на споживачів – перегрів кабелів, некоректна робота релейного захисту через гармоніки [5]. В цьому випадку інструментом регулювання можуть виступати конденсаторні установки, використанням яких можна здійснювати статичне або ступінчасте генерування

реактивної потужності безпосередньо біля навантаження (двигуни, трансформатори) [5].

Окрім означеного, трансформатор *ГПП* 110/10 кВ є «буфером» між рівнями напруги. В цьому випадку, прослідковуємо дві особливості [6]:

– вплив *РПН* (пристрій регулювання напруги без зняття напруги): коли навантаження на ланках 10 кВ зростає й напруга спадає, автоматика трансформатора 110/10 кВ намагається підняти напругу на стороні 10 кВ (зміна ступенів *РПН*);

– зворотний ефект: піднімаючи напругу на стороні 10 кВ, ми споживаємо більше реактивної потужності з мережі 110 кВ (якщо навантаження – двигуни), що призводить до додаткового просідання напруги вже на самій шині 110 кВ [4, 5].

Натомість, основна частина реактивної потужності споживається двигунами на рівні 0,4 кВ, відповідно, рівень 10/0,4 кВ (цехові підстанції) «вузьке місце» стабільності напруги [4, 5]:

– втрати в трансформаторах: для трансформаторів 10/0,4 кВ характерні відносно високі втрати холостого ходу (ΔP_{xx}) та втрати в обмотках ($\Delta P_{кз}$);

– компенсація реактивної потужності: Оскільки реактивна складова на ланках 0,4 кВ має найбільший вплив на падіння напруги, саме на шинах 0,4 кВ доцільно встановлювати конденсаторні установки, що дозволить розвантажити цехові трансформатори від реактивного струму.

Як висновок: безперебійність на рівні 110 кВ базується на структурній надмірності мережі, на рівні 10 кВ – на швидкодії автоматики та правильному режимі нейтралі, на рівні 0,4 кВ – на використанні локальних накопичувачів та систем гарантованого електропостачання.

1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства

В роботі необхідно прийняти рішення впровадження заходів щодо забезпечення безперебійного живлення деревообробного комбінату. Необхідно здійснити технологічні розрахунки для встановлення захисного та комутаційного обладнання на ланках забезпечити надійність на ланках 110 кВ та 10кВ.

Таблиця 1.4 – Навантаження цехів підприємства

№ з/г. п.	Назва	Сумарне навантаження, кВт	Категорія надійності
1	Лісопильня	2500	II
2	Сушильний цех	950	II
3	Склад деревини	100	III
4	Цех віконних рам та дверей	1100	II
5	Цех дошок	900	II
6	Столярний цех № 1	1000	II
7	Столярний цех № 2	1100	II
8	Меблевий цех	450	II
9	Цех пресованих плит	1700	II
10	Матеріальний склад	100	II
11	Компресорна: 0,4 кВ	150	II
	Синхронні двигуни 10 кВ (4×СД)	3200	I
12	Механічні майстерні	200,15	III
13	Адміністративний корпус, їдальня	340	III
14	Котельня	480	II
15	Гаражі	150	III

З таблиці 1.4 робимо висновок, що споживачі в основному відносяться до II та III категорій за надійністю електропостачання.

Живлення підприємства здійснюється двома повітряними лініями та забезпечують надійний зв'язок з енергосистемою. Підстанції енергосистеми підтримують функціонально рівні напруги – 110 кВ та 10 кВ. Потужність короткого замикання на шинах більша 1000 кВА, що відповідає високому потенціалу електропостачання. Приведений реактивний опір мережі $X_m = 0,417$. Відстань від підприємства до підстанції 110 / 10 кВ енергосистеми $\ell = 3,5$ км, що прийнятним до втрат напруги при розподілі електричної енергії.

Цехові трансформатори розміщені безпосередньо у виробничих цехах із усім необхідними електротехнічним обладнанням, яке гарантує надійне електропостачання технологічного обладнання. Розподіл електричної енергії від ГПП до цехів реалізується кабельними лініями, що зумовлює підвищення надійності та зниження втрат у мережі.

На основі аналізу наданих даних, специфіки виробничих процесів та критеріїв надійності енергосистеми підприємства, для проведення розрахунків було обрано наступні методики:

1. Метод коефіцієнта використання активних навантажень – для визначення електричних навантажень окремих ділянок та об'єкта в цілому.
2. Метод питомої потужності – для розрахунку освітлювальних мереж.
3. Метод картограми та визначення центру електричних навантажень – для оптимізації місця встановлення ГПП.

Внутрішня мережа електропостачання підприємства напругою 10 кВ реалізована за змішаною схемою. Таке рішення є обґрунтованим, оскільки дозволяє раціонально витратити електротехнічні матеріали та обладнання. Крім того, застосування змішаної топології в довгостроковій перспективі сприяє скороченню амортизаційних відрахувань та зниженню витрат на експлуатацію.

Відповідно до джерела [2], такий підхід до проектування є стандартом для більшості промислових об'єктів.

Конструктивне виконання електричної частини *ГРП* базується на вимогах чинної нормативно-технічної документації [3]. Грамотний підбір компонентів та дотримання регламентованих схем з'єднання забезпечують тривалий термін експлуатації обладнання при мінімальних витратах на ремонт та обслуговування.

Для забезпечення безперебійного живлення приймачів на ділянці *ГПП* передбачено використання двох взаємо резервованих джерел енергії. У разі виходу з ладу основного джерела, автоматизацію перемикання (*АВР*), що встановлюється у секційному відділенні *ГРП*.

1.3 Висновки до першого розділу

У першому розділі проведено комплексний аналіз стану та вимог до системи електропостачання, що дозволяє сформувавши технічне підґрунтя для подальших розрахунків та прийняття конструктивних рішень до забезпечення мети роботи.

Проаналізовано категорії надійності, вимоги до джерел живлення та методи автоматизації на різних рівнях напруги.

Обґрунтовано вибір методів (коефіцієнта використання, питомої потужності), що необхідно використані в наступних розділах.

Сформовано вимоги до оптимальної структурної побудови мережі (два незалежні джерела, секціонування шин), які стануть основою для розширення.

Визначено необхідність використання методу картограми та центру електричних навантажень для оптимізації розміщення *ТП*.

У ході аналізу режимів експлуатації виділено пікові навантаження, що вимагатимуть встановлення конденсаторних установок.

Описано принципи селективного захисту та автоматизації, що є базою для подальших розрахунків струмів *КЗ* та вибору захисного обладнання.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Визначення розрахункових навантажень

Система електропостачання підприємства, що складається з мереж напругою до 1000 В та вище, трансформаторних та перетворювальних підстанцій, служить для забезпечення стабільного та безперебійного постачання електроенергією від джерела живлення до місця споживання у необхідній кількості та відповідної якості. Система електропостачання деревообробного комбінату вимагає певні вимоги до електропостачання.

Для виконання завдань необхідно оптимізувати параметри системи шляхом правильного вибору напруги на всіх ланках, визначення електричних навантажень та вимог до безперебійності електропостачання, раціонального вибору числа та потужності трансформаторів, конструкцій промислових мереж, засобів компенсації реактивної потужності тощо.

Проводимо розрахунок навантаження (активне та реактивне) силових приймачів цехів підприємства із співвідношень [7]:

$$P_p = K_B \cdot P_H, \quad (2.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

де P_H – потужність (загальна) приймачів цеху, *кВт*.

K_B – середній коефіцієнт використання [7];

$\operatorname{tg} \varphi$ – відповідний характерному для приймачів цеху (відділення) середньозважене значення коефіцієнта потужності.

Навантаження приймачів освітлення розраховуємо за встановленою потужністю ($P_{но}$) та коефіцієнтом попиту ($K_{но} = 0.95$) [8], *кВт*:

$$P_{p.o} = K_{но} \cdot P_{но} \cdot \cos \varphi, \quad (2.3)$$

де $P_{но}$ – потужність приймачів освітлення [8]:

$$P_{но} = P_{но} \cdot F, \quad (2.4)$$

де P_{no} – питоме навантаження на одиницю площі, Bm / m^2 ;

F – площа цеху, m^2 .

Реактивна складова навантаження приймачів освітлення $kBAr$:

$$Q_{p.o} = K_{no} \cdot P_{no} \cdot tg\varphi, \quad (2.5)$$

де $tg\varphi$ – коефіцієнт потужності. [11].

Загальна розрахункова потужність рівня напруги $0.38 кВ$, $кВА$ [7]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (2.6)$$

Приймачі рівня напруги понад $1000 В$ розраховуємо за розрахунковими значеннями реактивної та активної потужності – формули (2.1) та (2.2), загальна потужність, $кВА$ [11]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (2.7)$$

Результати зводимо в таблицю 2.1.

2.2 Визначення навантаження підприємства

Відповідно до вищевикладеного, розрахункову загальну потужність підприємства визначаємо за розрахунковими активними та реактивними навантаженнями цехів з урахуванням розрахункового навантаження освітлення території, втрат потужності у трансформаторах цехових підстанцій та ГПП, компенсації реактивної потужності.

Наближені втрати потужності визначаємо з співвідношень $кВт, (кВАр)$ [9]:

$$\Delta P_{ЦТ} = 0.02 \cdot S_{\Sigma}, \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_{ЦТ} = 0.1 \cdot S_{\Sigma}, \quad (2.9)$$

де S_{Σ} – загальна потужність силових та освітлювальних приймачів $0.38 кВ$ ($S_{\Sigma} = 9567,2 кВА$).

Отже, втрати активної потужності $ЦТ$, $кВт$:

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку навантаження цехів

№	Назва цеху	Навантаження підприємства															
		Силове						Освітлювальне						Загальне			
		$P_H, \text{кВт}$	K_B	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$F, \text{м}^2$	P_{no}	$P_{p.o}$	K_{no}	$\text{tg} \varphi$	$P_{p.o}, \text{кВт}$	$Q_{p.o}, \text{кВАр}$	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$	$Q_{\Sigma}, \text{кВАр}$	$S_{\Sigma}, \text{кВА}$
Споживачі 0.4 кВ																	
1	Лісопильня	2500	0,7	0,8	0,75	1750	1312,5	2258	0,017	38,386	0,95	0,48	36,467	17,504	1786,5	1330	2227,2
2	Сушильний цех	950	0,8	0,8	0,75	760	570	1597	0,017	27,149	0,95	0,48	25,792	12,38	785,79	582,38	978,08
3	Склад деревини	100	0,4	0,7	1,02	40	40,808	1639	0,012	19,668	0,6	0,48	11,801	5,6644	51,801	46,473	69,592
4	Цех віконних рам та дверей	1100	0,6	0,8	0,75	660	495	1620	0,017	27,54	0,95	0,48	26,163	12,558	686,16	507,56	853,48
5	Цех дошок	900	0,6	0,8	0,75	540	405	1632	0,017	27,744	0,95	0,48	26,357	12,651	566,36	417,65	703,7
6	Столярний цех № 1	1000	0,7	0,8	0,75	700	525	1458	0,017	24,786	0,95	0,48	23,547	11,302	723,55	536,3	900,63
7	Столярний цех № 2	1100	0,7	0,8	0,75	770	577,5	1399	0,017	23,783	0,95	0,48	22,594	10,845	792,59	588,35	987,09
8	Меблевий цех	450	0,6	0,8	0,75	270	202,5	1506	0,017	25,602	0,95	0,48	24,322	11,675	294,32	214,17	364
9	Цех пресованих плит	1700	0,6	0,8	0,75	1020	765	2462	0,017	41,854	0,95	0,48	39,761	19,085	1059,8	784,09	1318,3
10	Матеріальний склад	100	0,3	0,7	1,02	30	30,606	1166	0,012	13,992	0,95	0,48	13,292	6,3804	43,292	36,986	56,941
11	Компресорна	150	0,5	0,7	1,02	75	76,515	389	0,012	4,668	0,85	0,48	3,9678	1,9045	78,968	78,42	111,29
12	Механічні майстерні	200,15	0,4	0,7	1,02	80,06	81,678	648	0,012	7,776	0,85	0,48	6,6096	3,1726	86,67	84,85	121,29
13	Адміністративний корпус, їдальня	340	0,8	0,8	0,75	272	204	1198	0,012	14,376	0,9	0,48	12,938	6,2104	284,94	210,21	354,09
14	Котельня	480	0,6	0,7	1,02	288	293,82	907	0,012	10,884	0,95	0,48	10,34	4,9631	298,34	298,78	422,23
15	Гаражі	150	0,4	0,7	1,02	60	61,212	518	0,012	6,216	0,85	0,48	5,2836	2,5361	65,284	63,748	91,246
	Освітлення території							45256	0,0002	7,241	1	0,48	7,241	3,4757	7,241	3,4757	8,032
	Всього за 0.4 кВ									321,66			296,48	142,31	7611,5	5783,4	9567,2
Споживачі 10 кВ																	
11	Компресорна (СД)	3200	0,5	1	0	1600	0								1600		1600
	Всього на 10 кВ	3200	0,5			1600	0								1600		1600
	Всього по заводу	14420				8915,1	5641,1			321,7			296,5	142,3	9212	5783	11167

$$\Delta P_{ЦТ} = 0,02 \cdot 9667,2 = 191,344 \text{ кВт} ,$$

а реактивної: $\Delta Q_{ЦТ} = 0,1 \cdot 956,2 = 95,62 \text{ кВАр} .$

Орієнтовно необхідна потужність компенсуючих пристроїв в загальному на підприємстві отримуємо з виразів, $\text{кВАр} :$

$$Q_{БК} = Q_{\Sigma} + \Delta Q_{ЦТ} - Q_{omm} = 5786 + 95,62 - 3238,43 = 3501,29 \text{ кВАр} , \quad (2.10)$$

де Q_{omm} – реактивна потужність, яка надається підприємству енергосистемою та приймаємо рівною 0,29 від загального активного навантаження підприємства, $\text{кВАр} :$

$$Q_{omm} = 0,29 \cdot (P_p + P_{p.o}) = 0,29 \cdot 11167 = 3238,43 \text{ кВАр} .$$

Реактивна потужність на шинах 10 кВ ГПП, яка не скомпенсована, враховуючи нерівномірність максимуму силового навантаження ($K_{pm} = 0,9$), кВАр [7]:

$$\begin{aligned} Q_{p\Sigma} &= (Q_{p\Sigma 0.4} + Q_{p\Sigma 10}) \cdot K_{p.m} + Q_{p.o} + \Delta Q_{ЦТ} - Q_{БК} = \\ &= (5641 + 0) \cdot 0,9 + 142,31 + 95,62 - 3501,29 = 2674,64 \text{ кВАр} . \end{aligned} \quad (2.11)$$

В якості пристроїв компенсації приймаємо батареї статичних конденсаторів. Втрати активної потужності в них будуть [10]:

$$\Delta P_{БК} = P_n \cdot Q_{БК} = 0,002 \cdot 3501,29 = 7 \text{ кВт} , \quad (2.12)$$

P_n – питомі втрати активної потужності, (0,02 % від $Q_{БК}$).

Активна загальна потужність, віднесена до шини 10 кВ ГПП з врахуванням рівномірності максимуму силового навантаження та втрат в пристроях компенсації, $\text{кВт} :$

$$\begin{aligned} P_{p\Sigma} &= (P_{p\Sigma 0.4} + P_{p\Sigma 10}) \cdot K_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_{ЦТ} + \Delta P_{БК} = \\ &= (7315 + 1600) \cdot 0,9 + 296,48 + 191,344 + 7 = 8518,32 \text{ кВт} . \end{aligned} \quad (2.13)$$

Розрахункове навантаження на шинах 10 кВ ГПП з врахуванням КРП, кВАр [9]:

$$S_{p10} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{8518,32^2 + 2674,64^2} = 8928,35 \text{ кВАр}.$$

ГПП розміщене на підприємстві, тобто, втрати в трансформаторах визначаємо за (2.8) – (2.9):

$$\Delta P_{ГПП} = 0,02 \cdot S_{p10} = 0,02 \cdot 8928,35 = 178,56 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{цт} = 0,1 \cdot S_{p10} = 0,1 \cdot 8928,35 = 892,84 \text{ кВАр}.$$

Загальна розрахункова потужність на стороні високої напруги *ГПП* [9]:

$$\begin{aligned} S_{pBH} &= \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{ГПП})^2} = \\ &= \sqrt{(8518,32 + 178,56)^2 + (2674,64 + 892,84)^2} = 9400,14 \text{ кВА}. \end{aligned} \quad (2.14)$$

2.3 ЦЕН та картограма електричних навантажень

Трансформаторні підстанції максимально наскільки дозволяють виробничі умови наближають до центрів навантажень, що дає можливість побудувати економічну та надійну систему електропостачання за рахунок скорочення довжини мереж вторинної напруги, зменшення втрати енергії та відхилення напруги; зменшення зона аварій [7].

РП та інші комутаційні вузли, на яких немає перетворення енергії, вигідніше розміщувати не в центрі, а на кордоні ділянок мережі живлення для недопущення зворотних потоків енергії [7].

Враховуючи рівномірно розподілене навантаження на підприємстві, використовуємо метод, в якому проводимо аналогію між масами та електричними навантаженнями, а координати їхнього центру (*ЦЕН*) визначаємо за формулами [7]:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})}, \quad (2.15)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p,i} + P_{p.o,i}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p,i} + P_{p.o,i})}. \quad (2.16)$$

де x_i, y_i – координати ЦЕН i – го цеху.

Для вибору місця ГПП за планом розміщуємо кола, площа яких відповідає масштабовано розрахунковому навантаженню, де радіус кола:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}. \quad (2.17)$$

На колі розташовуємо у вигляді сектора навантаження освітлювальня, де кут сектора:

$$\alpha = \frac{360^0 \cdot P_{p.o,i}}{P_{p,i} + P_{p.o,i}}. \quad (2.18)$$

Результати розрахунків подано в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Визначення ЦЕН за активною потужністю

№	Назва цеху	$P_p + P_{p.o}$, кВт	$P_{p.o}$, кВт	r , мм	α , град	x , м	y , м	$(P_p + P_{p.o}) \cdot x$	$(P_p + P_{p.o}) \cdot y$
Споживачі енергії 0,4 кВ									
1	Лісопильня	1786,47	36,47	23,85	7,35	327,60	280,80	585246,49	501639,85
2	Сушильний цех	785,79	25,79	15,82	11,82	183,60	284,40	144271,33	223479,12
3	Склад деревини	51,80	11,80	4,06	82,01	466,20	275,40	24149,53	14265,94
4	Цех віконних рам та дверей	686,16	26,16	14,78	13,73	75,60	270,00	51873,92	185264,01
5	Цех дошок	566,36	26,36	13,43	16,75	183,60	185,40	103983,11	105002,55
6	Столярний цех № 1	723,55	23,55	15,18	11,72	275,40	185,40	199264,76	134145,56
7	Столярний цех № 2	792,59	22,59	15,88	10,26	358,20	185,40	283907,12	146946,90
8	Меблевий цех	294,32	24,32	9,68	29,75	262,80	99,00	77347,80	29137,87
9	Цех пресованих плит	1059,76	39,76	18,37	13,51	75,60	156,60	80117,95	165958,62
10	Матеріальний склад	43,29	13,29	3,71	110,5	358,20	100,80	15507,34	4363,87
11	Компресорна	78,97	3,97	5,01	18,09	151,20	109,80	11939,93	8670,66
12	Механічні майстерні	86,67	6,61	5,25	27,45	468,00	171,00	40561,37	14820,50
13	Адміністративний корпус, їдальня	284,94	12,94	9,52	16,35	297,00	23,40	84626,70	6667,56
14	Котельня	298,34	10,34	9,74	12,48	77,40	39,60	23091,50	11814,26
15	Гаражі	65,28	5,28	4,56	29,14	151,20	23,40	9870,88	1527,64
	Освітлення території	7,24	7,24			270,00	171,00	1955,07	1238,21
Споживачі енергії 10 кВ									
1	Компресорна (СД)	1600	–			151,2	109,8	241920	175680
	Всього	9212	296,5					1979635	1730623

ЦЕН має наступні координати, m та відповідна картограма навантажень на рис.2.1:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})} = \frac{1979635}{9212} = 214.9;$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})} = \frac{1730623}{9212} = 187.9.$$

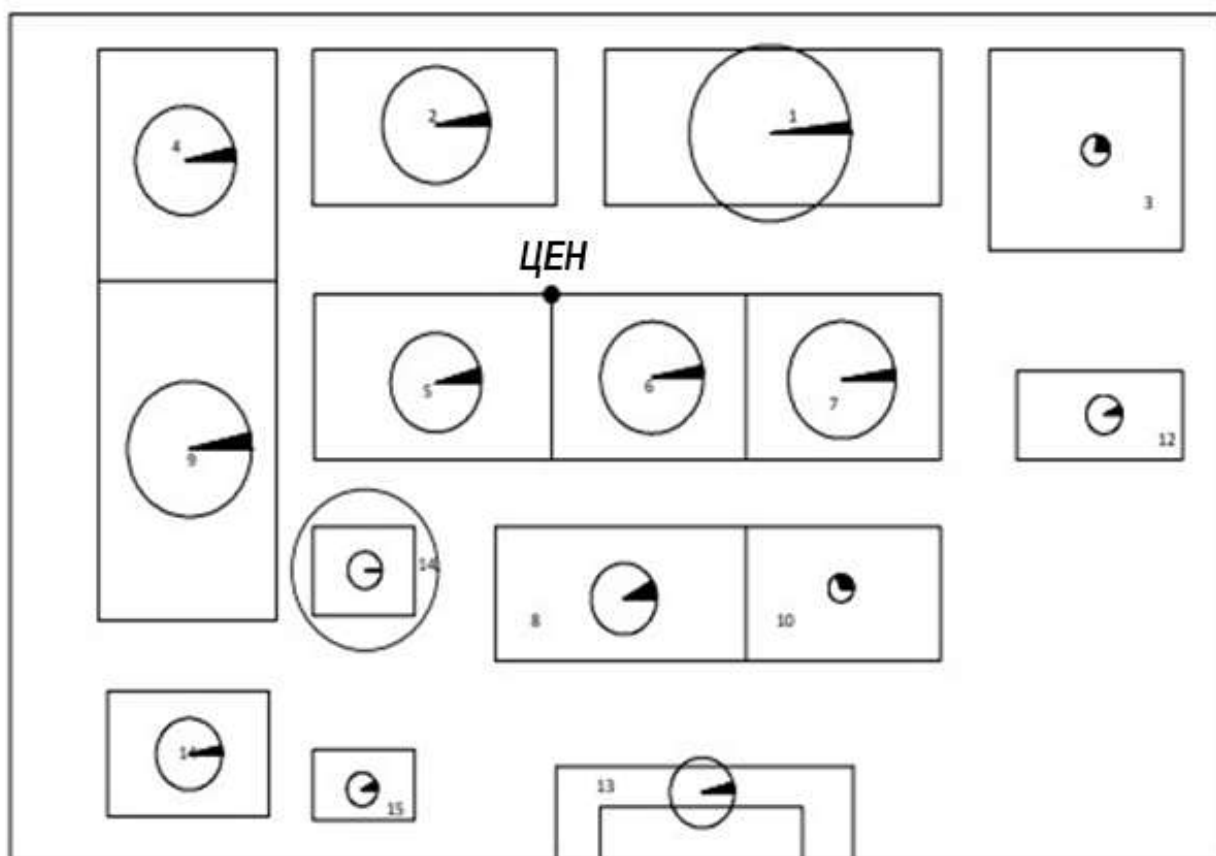


Рисунок 2.1 – Картограма навантажень.

2.4 Вибір трансформаторів ГПП

Концепція зовнішнього електрозабезпечення об'єднує джерела живлення та топологію мереж об'єкта. Під час підбору силових трансформаторів для головних понижувальних підстанцій (ГПП) пріоритет надається критеріям техніко-економічної ефективності, безперебійності та дотриманню нормативних показників якості напруги. Структура схеми визначається територіальним розподілом електроспоживачів, сумарним навантаженням та інтеграцією локальної генерації. Для об'єктів із незначним або середнім споживанням оптимальним є використання одного вузла живлення. Водночас, наявність навантажень першої категорії потребує резервування через два автономні джерела та впровадження секціонування шин [7, 10-12].

Енергоживлення деревообробного підприємства здійснюється через дві ЛЕП 110 кВ, що обумовлено наявністю споживачів I та II категорій. З метою мінімізації ризиків перерв у живленні на проектованій підстанції передбачено монтаж двох одиниць трансформаторного обладнання. Технічне рішення на боці ВН базується на схемі «два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній». Такий підхід є характерним для тупикових ПС (напруга 110-220 кВ) за умови встановлення сучасних вакуумних комутаційних апаратів [11].

Номінальна потужність трансформаторів за коефіцієнта завантаженні рівному 0,7 [7]:

$$S_{nm} \geq \frac{S_p}{2 \cdot 0,7} = \frac{9400,14}{2 \cdot 0,7} = 6714,38 \text{ кВА}. \quad (2.19)$$

Приймаємо стандартну потужність трансформатора $S_n = 10000 \text{ кВА}$.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів, *у.о.* [7]:

– номінальний режим:

$$k_3^{ном} = \frac{S_p}{2 \cdot S_n} \leq 0,6 \div 0,7; \quad (2.20)$$

$$k_3^{\text{ном}} = \frac{9400,14}{2 \cdot 10000} = 0,47 \leq 0,7.$$

Так як *ТДН* – 10000/110 буде недовантажений, то перевіряємо трансформатор *ТДН* – 6300/110 за коефіцієнтом завантаження:

$$k_3^{\text{ном}} = \frac{9400,14}{2 \cdot 6300} = 0,74 \geq 0,7.$$

Значення коефіцієнта завантаження не лежить у діапазоні (0,6 ÷ 0,7), трансформатор перевантажений. Вибираємо трансформатор *ТДН* – 10000/110 з урахуванням збільшення потужностей підприємства в подальшому.

– аварійний режим:

$$k_3^{\text{ав}} = \frac{S_p}{S_n} \leq 1,4 \quad (2.21)$$

$$k_3^{\text{ав}} = \frac{S_p}{S_n} = \frac{9400,14}{10000} = 0,94 \leq 1,4.$$

Встановлюємо трансформатори *ТДН* – 10000/110 з примусовою циркуляцією повітря та природною циркуляцією оливи [13].

Характеристика трансформатора *ТДН* – 10000/110 приведені в табл. 2.3, а структурна схема *ГПП* – на рис. 2.2. Схема зовнішнього електропостачання підприємства представлена в додатку А.

Таблиця 2.3 – Характеристика трансформатора *ТДН* – 10000/110

Тип	Потужність, кВА	Номинальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга к.з, $u_{кз}$, %	Струм х.х, $i_{хх}$, %
		ВН	НН	$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$		
<i>ТДН</i> – 10000/110	10000	115	10,5	14	60	10,5	0,7

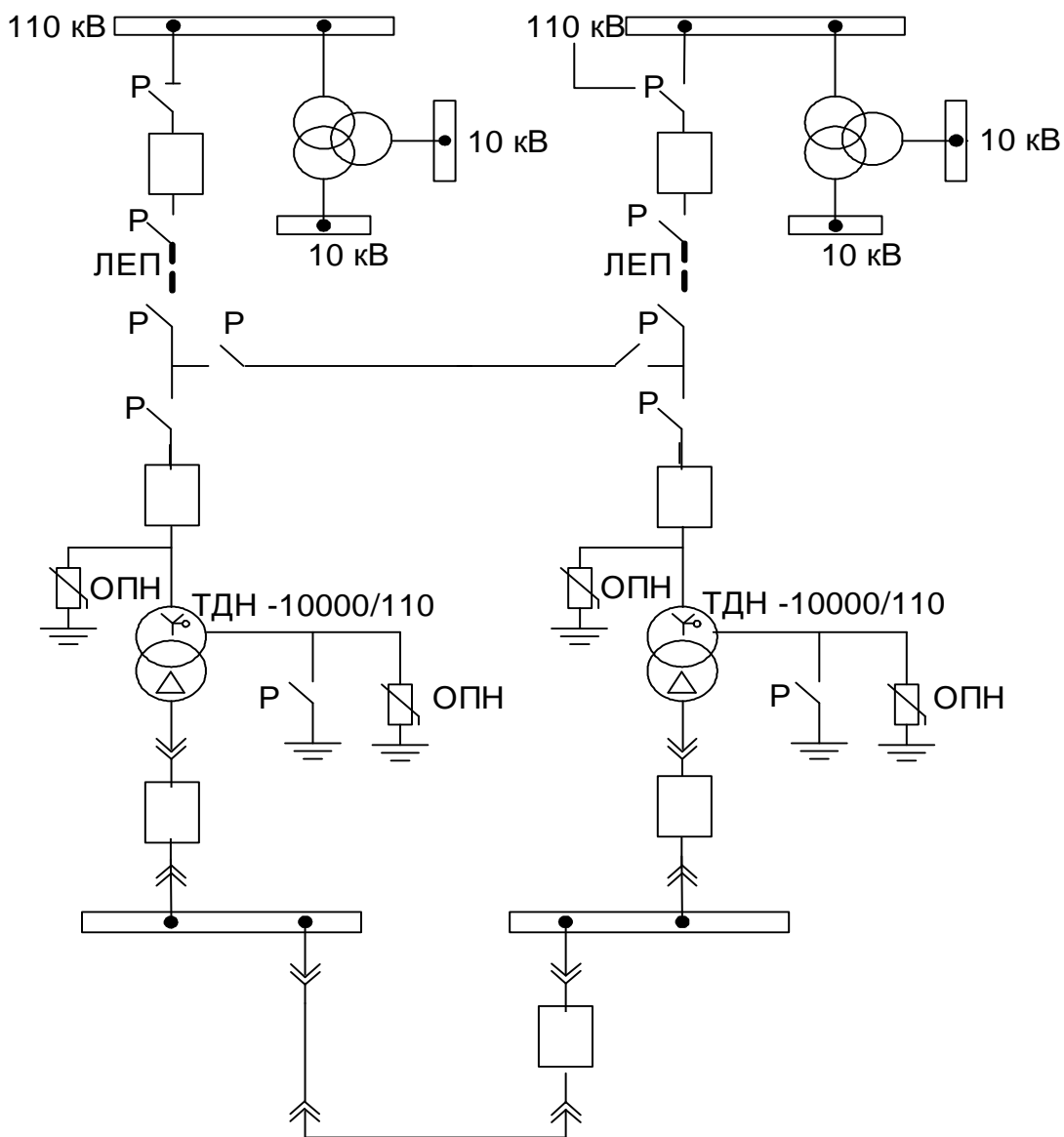


Рисунок 2.2 – Структурна схема підстанції ГПП.

Проводимо вибір проводів повітряної лінії з визначення струмів трансформатора в нормальному ($I_{ном.тр}$) та аварійному при обриві однієї ланки ($I_{авар.тр}$) режимах для напруги 110 кВ [12, 13]:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}} = \frac{9400,14}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 23,59 \text{ A}; \quad (2.22)$$

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}} = \frac{9400,14}{\sqrt{3} \cdot 115} = 47,18 \text{ A}. \quad (2.23)$$

Розрахунковий переріз проводу $ПЛ$, $мм^2$, що відповідає цьому струму:

$$F_p = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{23,59}{1,4} = 16,85 \text{ мм}^2, \quad (2.24)$$

де $j_{ек}$ – економічна щільність струму, $j_{ек} = 1,4 \text{ А/мм}^2$.

Вибираємо [12] провід $АС - 70/11$, так як для ліній 110 кВ такий переріз мінімальний із $I_{дон} = 265 \text{ А}$:

$$I_{дон} \geq I_{p, \max}, \quad 265 \text{ А} \geq 47,18 \text{ А}. \quad (2.25)$$

2.5 Вибір цехових трансформаторів

При виборі числа та потужності цехових трансформаторів ($ЦТ$) одночасно має вирішуватися питання економічно доцільної величини реактивної потужності, що передається через трансформатори в мережу напругою до 1000 В .

Сумарну розрахункову потужність конденсаторних батарей нижчої напруги ($НБК$), які встановлюємо в цеховій мережі, визначаємо за два етапи [7]:

- вибираємо економічно оптимальну кількість цехових трансформаторів;
- визначаємо додаткову потужність $НБК$ для зниження втрат у трансформаторах та мережі напругою 10 кВ підприємства.

Загальна розрахункова потужність $НБК$, $кВАр$:

$$Q_{НБК} = Q_{НБК1} + Q_{НБК2}, \quad (2.26)$$

де, $Q_{НБК1}$, $Q_{НБК2}$ – загальні потужності $НБК$ визначені за вказаними етапами.

Орієнтовний вибір $ЦТ$ виконуємо за питомою густиною навантаження, $кВА/м^2$:

$$\sigma_n = S_p / F, \quad (2.27)$$

де S_p – навантаження цеху, $кВА$;

F – площа цеху, $м^2$.

Мінімальне число ЦТ однакової потужності для електропостачання споживачів в одній технологічній ланці:

$$N_{\min} = \frac{P_p}{k_3 \cdot S_{ном.Т}} + \Delta N, \quad (2.28)$$

де k_3 – рекомендований коефіцієнт завантаження [9], у.о.;

ΔN – додаток до цілого числа.

Економічно обґрунтоване число трансформаторів N_{opt} за затратами на перетоки реактивної потужності, яке відрізняється від N_{\min} на m :

$$N_{opt} = N_{\min} + m, \quad (2.29)$$

де m – додатково встановлені трансформатори [9].

Як приклад, проводимо розрахунок числа та потужності ЦТ для цехів 4 та 9:

Згідно (2.27), питома густина навантаження:

$$\sigma_n = 2171,78/4082 = 0,53.$$

За [9] приймаємо до встановлення трансформатори потужністю 1600 кВА з $k_3 = 0,7$.

Згідно (2.28) мінімальне число ЦТ :

$$N_{\min} = \frac{1680}{0,7 \cdot 1600} + 0,6 = 2.$$

Згідно (2.29) оптимальне число трансформаторів:

$$N_{opt} = 2 + 0 = 2.$$

Результати розрахунків для решти цехів подано в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір числа та потужності ЦТ .

Назва	Споживачі	Місце розташування	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$S_{ном.Т}$, кВА	k_3	N_{min}	$N_{онт}$
ТП-1	Цех 11, 14, 15	Цех 14	423	440,95	400	0,7	2	2
ТП-2	Цех 4, 9	Цех 9	1680	1746	1600	0,7	2	2
ТП-3	Цех 1, 3	Цех 1	1790	1376,47	1600	0,7	2	2
ТП-4	Цех 6, 8	Цех 6	970	1124,65	1000	0,7	2	2
ТП-5	Цех 7, 12	Цех 7	850	673,2	1000	0,7	2	2
ТП-6	Цех 10, 13	Цех 13	302	247,19	400	0,7	1	1
ТП-7	Цех 5	Цех 5	540	417,65	400	0,7	2	2
ТП-8	Цех 2	Цех 2	760	582,38	1000	0,8	1	1

2.6 Вибір конденсаторних батарей

Використовуючи дані таблиці 2.4 проводимо розрахунок компенсації реактивної потужності (КРП). Для прикладу використаємо розрахунок для цехів 4 та 9 підприємства.

Визначаємо необхідну величини реактивної енергії, яку доцільно спрямувати в електричну мережу через наявні трансформатори в мережу до 1 кВт, кВАр:

$$Q_{\max.ЦТ} = \sqrt{(N_{онт} \cdot k_3 \cdot S_{ном.Т})^2 - P_p^2} =$$

$$= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1680^2} = 1481,6 \text{ кВАр.} \quad (2.30)$$

Визначаємо загальну потужність КБ напругою до 1 кВ, кВАр:

$$Q_{НБК1} = Q_p - Q_{\max.ЦТ} = 1746 - 1481,6 = 264,4 \text{ кВАр.} \quad (2.31)$$

Додаткова потужність $Q_{НБК2}$ НБК для даної групи трансформаторів визначаємо з виразу, кВАр:

$$Q_{НБК2} = Q_p - Q_{НБК1} - \gamma \cdot N_{онт} \cdot S_{ном.Т} =$$

$$= 1746 - 264,4 - 0,68 \cdot 2 \cdot 1600 = -1480,4 \text{ кВАр,} \quad (2.32)$$

де $\gamma = 0,68$ – розрахунковий коефіцієнт [13].

Так як $Q_{НБК2} < 0$, то для означеної групи трансформаторів величину реактивної складової приймається рівною нулю.

Повна потужність *НБК* цехів 4 та 9, *кВАр* :

$$Q_{НБК} = Q_{НБК1} + Q_{НБК2} = 264,4 + 0 = 264,4 \text{ кВАр}. \quad (2.33)$$

Згідно (2.26):

Результати вибору *НБК* за цехами підприємства представлено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір *НБК*.

Назва ТП	Q_p , кВАр	$Q_{НБК.p}$, кВАр	$Q_{НБК.ф}$, кВАр	Число <i>НБК</i> , шт	Тип <i>НБК</i>
ТП-1	440,95	0	–	–	–
ТП-2	1746	264,4	268	1	УКМ 58-0,4-268-67У3
ТП-3	1376,47	578	600	2	УКМ 58-0,4-300-33,3У3
ТП-4	1124,65	418,2	450	2	УКМ 58-0,4-225-37,5У3
ТП-5	673,2	377,4	400	2	УКМ 58-0,4-200-33,3У3
ТП-6	247,19	141,4	150	1	УКМ 58-0,4-150-30У3
ТП-7	417,65	156,1	167	1	УКМ 58-0,4-167-33,3У3
ТП-8	582,38	332,6	335	1	УКМ 58-0,4-33567У3

При виборі *КБ* при припущенні про незначну довжину ліній на підприємстві можна показати підприємство як вузол мережі 10 кВ, до якого підключено реактивне навантаження та три типи джерел реактивної потужності: синхронні двигуни 10 кВ, енергосистема та високовольтні конденсаторні батареї (*ВКБ*).

Баланс реактивної потужності у вузлі 10 кВ підприємства має вигляд [1]:

$$Q_{p\Sigma 10} - Q_{ВКБ} - Q_{СД} - Q_{онт} - Q_{НБК.ф} + \Delta Q_{ЦТ} = 0, \quad (2.34)$$

де $Q_{ВКБ}$ – реактивна потужність *ВКБ*, *кВАр*;

$Q_{СД}$ – реактивна потужність вироблена *СД*, *кВАр*;

$Q_{НБК.ф}$ – реактивна потужність *НБК*, *кВАр*;

$\Delta Q_{ЦТ}$ – втрати реактивної потужності в ЦТ, $кВАр$;

$Q_{онт}$ – реактивна потужність, яка видається підприємству енергосистемою, $кВАр$; $Q_{онт} = 3639,21$ $кВАр$.

Таким чином, необхідна потужність ВБК визначаємо за формулою:

$$\begin{aligned} Q_{ВБК} &= Q_{p\Sigma 10} - Q_{СД} - Q_{онт} + \Delta Q_{ЦТ} - Q_{НКБ.ф} = \\ &= 2674,64 - 0 - 3238,43 + 956,72 - 2253 = -1860 \text{ кВАр.} \end{aligned} \quad (2.35)$$

Встановлення ВБК не потрібно, так як ВБК не потрібно так як $Q_{ВБК} < 0$.

Схема електропостачання підприємства на ланках 10 кВ представлено а Додатку А.

2.7 Вибір кабельних ліній 10 кВ

Перед розрахунком струмів КЗ, необхідно вибрати кабелі 10 кВ, які з'єднують ГПП із цеховими трансформаторами та трансформатори, які з'єднані за магістральною схемою [12, 13].

Для прикладу проводимо розрахунок самої навантаженої ділянки – КЛ5 (ГПП – ТП5).

Для забезпечення безперебійного живлення прокладені дві паралельно кабельні лінії (КЛ) в траншеї. За формулами (2.22 – 2.23) визначаємо робочі струми в нормальному та аварійному режимах:

$$I_{p.КЛ5} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3800}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 109,69 \text{ А};$$

$$I_{p.max.КЛ5} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 219,38 \text{ А}.$$

Вибираємо кабель марки АПвП та визначаємо переріз жил кабельних ліній, враховуючи допустиме навантаження в аварійному режимі та зниження допустимого струму в нормальному режимі при прокладанні КЛ в одній траншеї. Значення допустимого струму КЛ отримуємо з співвідношення [12]:

$$I_{\text{доп.КЛТ5}} = \frac{I_{p.\text{max.КЛТ5}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} = \frac{219,38}{1 \cdot 0,91 \cdot 1,25} = 195 \text{ A}, \quad (2.36)$$

де $K_1 = 1$ – коефіцієнт відповідності температури кабелю температурі середовища;

$K_2 = 0,9$ – коефіцієнт зниження струмового навантаження;

$K_3 = 1,25$ – коефіцієнт допустимого перевантаження.

Вибираємо [12] кабель *АПвП* з перетином жили 50 мм^2 $I_{\text{доп}} = 195 \text{ A}$.

Відповідно, виконується умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}}, \quad 195 \text{ A} \geq 195 \text{ A}. \quad (2.37)$$

Результати розрахунків кабелів 10 кВ означено в табл. 2.6

Таблиця 2.6 – Вибір кабелів на 10 кВ .

Ділянка	$S_p, \text{кВА}$	I_p, A	$I_{p.\text{max}}, \text{A}$	$I_{\text{доп.р}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	$\ell, \text{м}$	Марка кабелю
<i>ГПП – ТП1</i>	800	23,09	46,18	41,06	195	180,2	<i>АПвП – (3×50)</i>
<i>ГПП – ТП2</i>	3200	92,38	184,76	164,22	195	261,5	<i>АПвП – (3×50)</i>
<i>ГПП – ТП3</i>	3200	92,38	184,76	164,22	195	138,2	<i>АПвП – (3×50)</i>
<i>ГПП – ТП4</i>	2000	57,74	115,46	102,64	195	116,8	<i>АПвП – (3×50)</i>
<i>ГПП – ТП5</i>	3800	109,7	219,38	195,00	195	70,1	<i>АПвП – (3×50)</i>
<i>ГПП – ТП6</i>	400	11,55	23,09	20,53	195	43,2	<i>АПвП – (3×50)</i>
<i>ГПП – ТП7</i>	1800	51,96	103,92	92,38	195	135,3	<i>АПвП – (3×50)</i>
<i>ГПП – ТП8</i>	1000	28,87	57,74	51,32	195	24,5	<i>АПвП – (3×50)</i>
<i>ГПП – РП1</i>	1600	46,19	92,38	82,11	195	165,4	<i>АПвП – (3×50)</i>

2.8 Висновки до другого розділу

У розрахунковому розділі проведено комплексний аналіз та розрахунок параметрів системи електропостачання деревообробного комбінату.

Визначено електричні навантаження підприємства для рівнів напруги $0,4 \text{ кВ}$ та 10 кВ . Сумарне розрахункове навантаження по заводу становить:

активна потужність – 9212 kW , реактивна потужність – 5783 $kVar$, повна потужність – 11167 kVA . Встановлено, що основними споживачами є лісопильня та компресорна станція із синхронними двигунами.

Оптимізовано баланс реактивної потужності, де, встановленням статичних конденсаторних батарей на ланках 0,4 kV сумарною потужністю близько 2150 $kVar$, вдалося забезпечити компенсацію реактивних потоків та відмовою від встановлення додаткових високовольтних батарей конденсаторів.

Обґрунтовано вибір обладнання ГПП та прийнято схему з двома трансформаторами типу ТДН – 10000/110. Розрахунковий коефіцієнт завантаження в номінальному режимі складає 0,56, а в аварійному – 1,12, що відповідає допустимим нормам перевантаження трансформаторів з примусовим охолодженням.

Визначено центр електричних навантажень, що дало змогу раціонально розмістити головну понижувальну підстанцію та забезпечити мінімізацію втрат енергії в мережах 10 kV .

Вибрано число та потужність цехових трансформаторних підстанцій ТП 10/0,4 kV , а також перерізи кабельних ліній 10 kV .

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок трифазних струмів КЗ

Перехідні процеси виникають в електроенергетичних системах (ЕЕС) як при нормальній експлуатації (включення або відключення навантаження, ліній, джерел живлення), так і при аварійних режимах: короткі замикання, обрив навантаженого ланцюга лінії або її фази, вихід синхронних машин з синхронізму і т.д [14].

Основна причина порушення нормального режиму роботи системи електропостачання є виникнення КЗ у мережі чи елементах електрообладнання внаслідок пошкодження ізоляції або неправильних дій персоналу [14].

Для розрахунку струмів КЗ будуємо схему заміщення, де всі магнітні зв'язки замінюємо електричними, а елементи системи електропостачання показуємо опорами, при чому, розрахунок здійснюємо в відносних одиницях при базисних умовах

Методика розрахунку передбачає визначення початкового значення періодичної складової струму КЗ у довільний момент часу; початкового значення аперіодичної складової струму КЗ; ударного струму КЗ.

Вихідна та заступна схеми для розрахунку струмів КЗ із зазначеними точками подана на рис.3.1, а розрахунки за означеною методикою виконані в середовищі *MathCAD2000 Professional* та представлені в Додатку Б.

Результати зведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку струмів КЗ.

Точка	$U_B, кВ$	$I_B, кВ$	$I_K, кА$	$I_{y0}, кА$
K_1	115	2,51	5,316	12,779
K_2	10,5	27,493	5,645	14,371
K_3	10,5	27,493	5	12,727
K_4	0,4		13,582	19,593

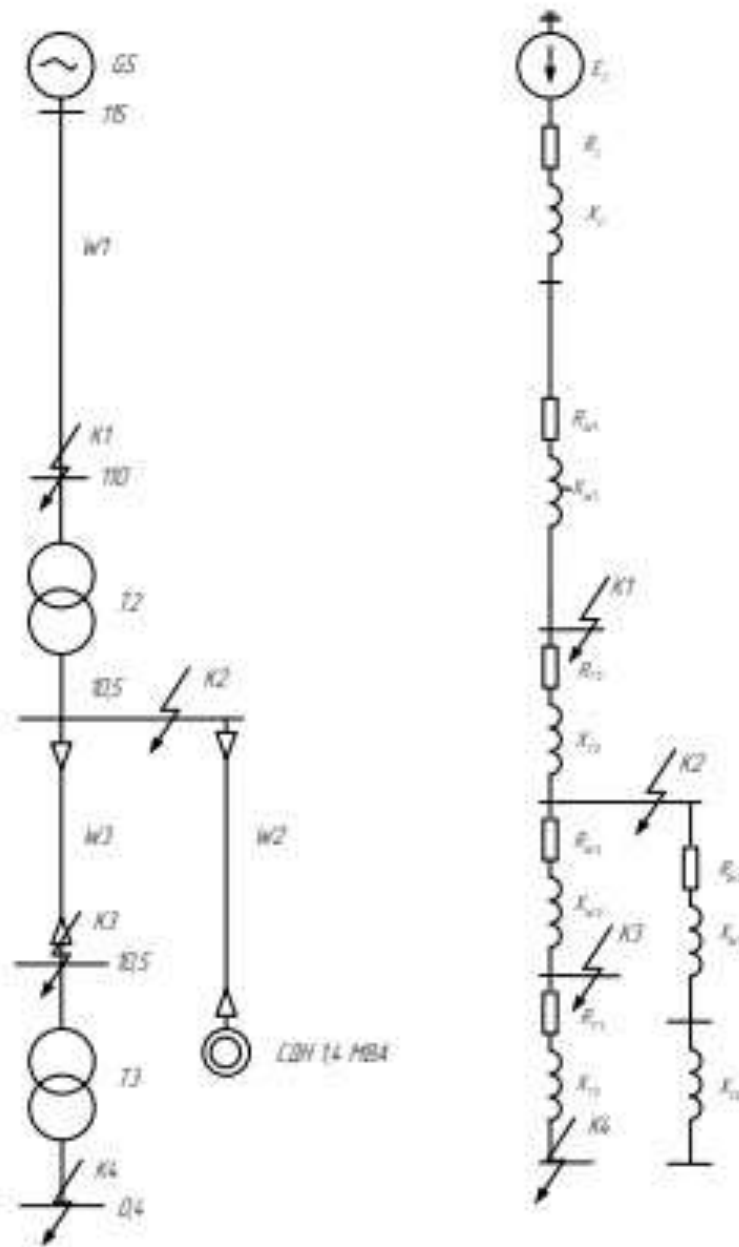


Рисунок 3.1 – Вихідна та заступна схеми для розрахунку струмів $K3$.

3.2 Вибір обладнання

3.2.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Струми нормального та аварійного режимів роботи трансформатора на стороні BH [15]:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,48 \text{ А.} \quad (3.1)$$

$$I_{р.мах} = 1,4 \cdot I_{ном.ВН} = 1,4 \cdot 52,48 = 73,47 \text{ А.}$$

Умови вибору вимикачів та роз'єднувачів на стороні 110 кВ:

$$\text{Напруга установки} - U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$\text{Умова тривалості нагріву} - I_{р.мах} \leq I_{ном};$$

$$\text{Струм відключення вимикача} - I_{К1} \leq I_{відк.вим.};$$

$$\text{Динамічна дія струму КЗ} - i_{уд} \leq I_{н.с};$$

$$\text{Тепловий імпульс струму КЗ} - B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}.$$

Приймаємо до встановлення високовольтні: вимикач ВЕБ – 110 – 40 / 2500 – УХЛ1 та роз'єднувач РДЗ – 2 – 110 / 1000 – УХЛ1 [14].

Повірка умов вибору подано в табл.3.1

Таблиця 3.1 – Повірка умов вибору вимикача та роз'єднувача на ланках 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	
		ВЕБ – 110 – 40 / 2500 – УХЛ1	РДЗ – 2 – 110 / 1000 – УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{р.мах} \leq I_{ном}$	$I_{р.мах} = 73,47 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{К1} \leq I_{ном.вим.}$	$I_{К1} = 5,316 \text{ кА}$	$I_{ном.вим.} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{уд} \leq I_{н.с}$	$i_{уд} = 12,779 \text{ кА}$	$i_{уд} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 80 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$B_K = 5,316^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 8,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 25^2 \cdot 3 = 875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибрані: вимикач ВЕБ – 110 – 40 / 2500 – УХЛ1 та роз'єднувач РДЗ – 2 – 110 / 1000 – УХЛ1 задовольняють умовам.

3.2.2 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ та ланці НН трансформатора ГПП

Струми нормального та аварійного режимів роботи трансформатора на стороні *НН* [12]:

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 \text{ А.} \quad (3.2)$$

$$I_{р.маx} = 1,4 \cdot I_{ном.НН} = 1,4 \cdot 577,35 = 808,3 \text{ А.}$$

У ланці *НН* трансформатора та секційної перемички приймаємо до встановлення комплектні розподільні пристрої серії *D-12P* [14]. Проводимо перевірку вакуумних вимикачів *ВВ-TEL-10-20/1000-У2* [13], які встановлені в *КРУ*, згідно табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Повірка умов вибору вимикача та роз'єднувача на ланках 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		<i>ВВ-TEL-10-20/1000-У2</i>
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{р.маx} \leq I_{ном}$	$I_{р.маx} = 808,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{К1} \leq I_{ном.вим.}$	$I_{К2} = 5,645 \text{ кА}$	$I_{ном.вим.} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq I_{н.с}$	$i_{уд} = 14,371 \text{ кА}$	$i_{уд} = 51 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$B_K = 5,645^2 \cdot (0,1+0,2)$ $= 9,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 20^2 \cdot 3$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Згідно з вимогами вибираємо для встановлення в *РП-10 кВ* роз'єднувачі штепсельного типу, в яких розрив створюється за допомогою висувного елемента та входять до складу шафи *D-12P*.

Перевірка роз'єднувача виконуємо аналогічно перевірці вимикача, з виключення з розрахунку виконання умови на здатність відімкнення [14].

Результати представлені у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Технічні параметри комірки КРУ серії D–12P

	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм головних ланок, А	Струм термічної стійкості (3 с), кА	Струм електродинамічної стійкості головних ланок, кА
На стороні НН в ланці трансформатора	10	1000	31,5	51
На відхідних комірках	10	630	20	51

Таким чином, роз'єднувачі, вбудовані в шафу D–12P, відповідають усім вимогам.

3.2.3 Вибір вимикачів 10 кВ ланок кабельних ліній

Вибір виконуємо на прикладі найбільш завантаженої лінії КЛ5 (ГПП – ТП5).

Струми нормального та аварійного режимів роботи кабельної лінії [12]:

$$I_{\text{ном.КЛ5}} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3800}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 109,69 \text{ А.} \quad (3.3)$$

$$I_{p.\text{max.КЛ5}} = 2 \cdot I_{\text{ном.КЛ5}} = 2 \cdot 109,69 = 219,39 \text{ А.}$$

У ланці КЛ приймаємо до встановлення комплектні розподільні пристрої серії D–12P [14]. Проведемо перевірку вакуумних вимикачів ВВ–TEL–10–20/1000–У2 [13], які встановлені в КРУ. Дані подані в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Повірка умов вибору вимикача та роз'єднувача ланок *КЛ*

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		<i>BB-TEL-10-20/1000-U2</i>
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{р.маx} \leq I_{ном}$	$I_{р.маx} = 219,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{К1} \leq I_{ном.вим.}$	$I_{К3} = 5,0 \text{ кА}$	$I_{ном.вим.} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq I_{н.с}$	$i_{уд} = 12,727 \text{ кА}$	$i_{уд} = 51 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$B_K = 5^2 \cdot (0,1 + 0,2)$ $= 7,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 20^2 \cdot 3$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для комплектування інших *КРУ* серії *D-12P* використовуємо розраховані вище вимикачі *BB-TEL-10-20/1000-U2*.

Згідно з вимогами вибираємо для встановлення в *РП-10 кВ* роз'єднувачі штепсельного типу, в яких розрив створюється за допомогою висувного елемента та входять до складу шафи *D-12P*.

Перевірка роз'єднувача виконуємо аналогічно перевірці вимикача, з виключення з розрахунку виконання умови на здатність відімкнення [14].

Таким чином, роз'єднувачі, вбудовані в шафу *D-12P*, відповідають усім вимогам.

3.2.4 Вибір обмежувачів перенапруги на ланках 110 кВ та 10 кВ

На лініях електропередачі з'являються хвилі перенапруги, в результаті прямих ударів блискавок у дроти або перекриття повітряних проміжків при ударі блискавки в опору, які доходять до підстанції і викликають короточасну перенапругу на устаткуванні та можуть спричинити пошкодження ізоляції. Для запобігання цьому та захисту обладнання використовуються нелінійні обмежувачі перенапруг [14].

Для захисту від атмосферних перенапруг та короточасних внутрішніх напруг ізоляції ПЛ та трансформаторів на сторонах ВН, НН встановлюємо обмежувачі перенапруг типу (табл. 3.5):

– ОПН – П – 110/88/10/850 УХЛ1, для захисту електрообладнання в мережі із заземленою нейтраллю напругою 110 кВ.

– ОПНн – 10 УХЛ2 [13], для захисту електрообладнання в мережах класу напруги 10 кВ з ізолюваною або компенсованою нейтраллю та вбудовуються в шафу D – 12Р.

Таблиця 3.5 – Характеристика ОПН

Параметр	ОПН – П – 110/88/10/850 УХЛ1	ОПНн – 10 УХЛ2
Клас напруги мережі, кВ	110	10
Допустима напруга, кВ	88	12
Напруга обмежувача, кВ	110	–
Номінальний струм розряду, кА	10	10

3.3 Вибір обладнання захисту цехових трансформаторів

Вибір запобіжників. Так як електропостачання цехових ТП здійснюється від магістральної лінії, то на введенні ВН трансформатора передбачаємо захисне та комутаційне обладнання [13].

Для захисту трансформаторів знижувальних підстанцій 10/0,4 кВ на ланках 10 кВ встановлюють запобіжники типу ПК.

Умови вибору запобіжників на стороні 10 кВ:

Напруга встановлення – $U_{уст} \leq U_{ном}$;

За номінальним струмом – $I_{р.мах} \leq I_{ном}$;

За струмом відключення – $I_{КЗ} \leq I_{відк.зап.}$;

За номінальним струмом плавкої вставки – $I_{p.max} \leq I_{ном.зап.}$.

Приймаємо до встановлення на ланках 10 кВ ЦТ : потужність 400 кВА – запобіжники ПК –10/ 50, потужність 1000 кВА – запобіжники ПК –10/100, потужність 1600 кВА –запобіжники ПК –10/ 200 [14].

Перевірка умов вибору запобіжників подано в табл. 3.6

Таблиця 3.6 – Перевірка умов вибору запобіжників на ланках 10 кВ ЦТ

Умова вибору	Розрахункові дані			Каталожні дані		
	$S_{ном.Тр} = 400 \text{ кВА}$	$S_{ном.Тр} = 1000 \text{ кВА}$	$S_{ном.Тр} = 1600 \text{ кВА}$	$S_{ном.Тр} = 400 \text{ кВА}$	$S_{ном.Тр} = 1000 \text{ кВА}$	$S_{ном.Тр} = 1600 \text{ кВА}$
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{p.max} \leq I_{ном}$	$I_{p.max} = 23,1 \text{ А}$	$I_{p.max} = 57,8 \text{ А}$	$I_{p.max} = 92,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$I_{КЗ} \leq I_{ном.зап.}$	$I_{КЗ} = 5,0 \text{ кА}$	$I_{КЗ} = 5,0 \text{ кА}$	$I_{КЗ} = 5,0 \text{ кА}$	$I_{ном.зап.} = 200 \text{ кА}$	$I_{ном.зап.} = 200 \text{ кА}$	$I_{ном.зап.} = 200 \text{ кА}$
$t_g \leq t_k$	$t_g = 0,35$	$t_g = 0,35$	$t_g = 0,35$	$t_g = 0,36$	$t_g = 0,36$	$t_g = 0,36$

Перевірка вставки на селективність з апаратами введення (автоматичний вимикач) 0,4 кВ відбувається з умови [14]:

$$t_g \leq t_k \leq 5, \quad (3.4)$$

де t_g – час спрацювання плавкої вставки запобіжника при КЗ на стороні 0,4 кВ, с [14]:

$$t_g = \frac{t_{c.3} + \Delta t}{K_n} = \frac{0,02 + 0,3}{0,9} = 0,35 \text{ с}, \quad (3.5)$$

де $t_{c.3}$ – загальний час спрацювання захисту зі сторони 0,4 кВ та визначається за ампер-секундною характеристикою, с; $t_{c.3} = 0,02 \pm 0,01 \text{ с}$;

Δt – мінімальний ступінь селективності: для автоматів – $\Delta t = 0,3 \text{ с}$;

$K_n = 0,9$ – коефіцієнт приведення часу плавлення до часу нагріву плавкої вставки.

t_k – час протікання струму $K3$ в трансформаторі, с :

$$t_k = \frac{900}{k^2} = \frac{900}{50^2}, \quad (3.6)$$

де $k = 50$ – відношення усталеного значення струму $K3$ до номінального струму трансформатора.

Згідно табл. 3.6 запобіжники на $ЦТ$ відповідає умовам перевірки.

Вибір автоматичних повітряних вимикачів. Цехові трансформатори зі збірними шинами $РП НН$ з'єднані автоматичними вимикачами.

Умови вибору:

Напруга установки – $U_{уст} \leq U_{ном}$;

Умова тривалості нагріву – $I_{р.мах} \leq I_{ном}$;

Струм відключення автомата – $I_{К4} \leq I_{відк.авт.}$;

Динамічна дія струму $K3$ – $i_{y\delta} \leq I_{н.с}$;

Тепловий імпульс струму $K3$ – $B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$.

Приймаємо для встановлення автоматичний вимикач серії $ВА-99С/100$ до 630 А. Перевірка умов вибору автоматичних вимикачів наведено в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Перевірка вибору автоматичних вимикачів

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		Автоматичний вимикач $ВА-99С/100$
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{р.мах} \leq I_{ном}$	$I_{р.мах} = 378,93 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{К4} \leq I_{відк.авт.}$	$I_{К4} = 13,582 \text{ кА}$	$I_{відк.авт.} = 25 \text{ кА}$
$i_{y\delta} \leq I_{н.с}$	$i_{y\delta} = 19,593 \text{ кА}$	$I_{н.с} = 75,6 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$B_K = 13,582^2 \cdot (0,1 + 0,04) =$ $= 25,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мс} \cdot t_{мс} = 50^2 \cdot 1$ $= 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Автоматичний вимикач за всіма умовами проходить перевірку.

3.4 Вибір трансформатора власних потреб

У системі власних потреб ПС 110/10 кВ встановлюють, як правило, 2 трансформатори власних потреб (ТВП), потужність яких вибирається виходячи з навантаження власних потреб підстанції та з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності [13].

Потужність споживачів ТВП невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220 В, яка отримує живлення від знижувальних трансформаторів [9].

Склад споживачів потреб підстанції залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів, типу електрообладнання.

Визначаємо навантаження ТВП, враховуючи тип підстанції, потужність трансформаторів ГПП та типу електричного обладнання [12], кВА:

$$S_p = k_\phi \cdot \sqrt{P_{\text{усм}}^2 + (Q_{\text{БК}} - Q_{\text{усм}})^2} = 0,8 \cdot \sqrt{130^2 + 80,56^2} = 122,35 \text{ кВА}, \quad (3.7)$$

де $P_{\text{усм}} = 130 \text{ кВт}$ – розрахункове активне навантаження ВП та $\cos \phi = 0,85$ [11].

На підстанції 110/10 кВ розрахункове навантаження одного ТВП не може перевищувати 630 кВА, відповідно потужність визначаємо як, кВА [11]:

$$S_{\text{ТВП}} = \frac{S_p}{1,4} = \frac{122,35}{1,4} = 87,39. \quad (3.8)$$

Найближче номінальне значення потужності відповідає трансформатору ТМ – 100/10 з параметрами [11]:

Тип	Потужність, кВА	Напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга к.з, $u_{\text{кз}}, \%$	Струм х.х, $i_{\text{хх}}, \%$
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$		
ТМ – 100/10	10000	10,5	0,4	0,28	0,97	4,5	1,6

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для кожного з трансформаторів буде:

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{Tp}} = \frac{122,35}{2 \cdot 100} = 0,61.$$

Рекомендований коефіцієнт завантаження: $0,6 \div 0,7$.

Виконуємо перевірку за коефіцієнтом перевантаження щодо аварійного режиму:

$$k_{прв.} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{Tp}} = \frac{122,35}{(2-1) \cdot 100} = 1,22.$$

Отже, $1,22 < 1,4$, трансформатор відповідає всім вимогам.

3.5 Висновки до третього розділу

У проектно-конструкторському розділі був проведено комплексний розрахунок параметрів короткого замикання та здійснено вибір основного електросилового обладнання на ланках 110 кВ та 10 кВ.

Проведені розрахунки струмів КЗ у характерних точках системи електропостачання в середовищі *Mathcad* дозволили визначити початкові значення періодичної та аперіодичної складових і ударні струми КЗ.

Проведений вибір та перевірка комутаційної апаратури на стороні 110 кВ відповідають умовам за номінальною напругою, тривалим струмом навантаження та термічною й динамічною стійкістю.

Обґрунтовано вибір обладнання на стороні 10 кВ. Встановлені комплектні розподільні пристрої та вакуумні вимикачі типу *ВВ / TEL – 10* відповідають за здатністю на вимкнення та електродинамічну стійкість. Для захисту відхідних ліній та цехових трансформаторів обрано запобіжники серії *ПКТ* та автоматичні вимикачі серії *ВА*, які забезпечують необхідну селективність захисту.

Для захисту ізоляції трансформаторів та апаратури від атмосферних і комутаційних перенапруг обрано нелінійні обмежувачі типу *ОПН – 110* та *Н – 10*, які відповідають характеристикам мереж із заземленою та ізольованою нейтраллю, відповідно.

Для надійного живлення допоміжних систем підстанції обрано два трансформатори власних потреб типу $TM - 40/10$, потужність яких є достатньою для покриття розрахункових навантажень навіть у аварійному режимі з урахуванням допустимого коефіцієнта перевантаження ($k_{прв.} = 1,22$).

Обране обладнання повністю задовольняє технічним вимогам та відповідає сучасним стандартам енергетики.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Заходи з охорони праці при експлуатації цехових трансформаторів

Експлуатація цехових трансформаторів, які на підприємстві виконані напругою $10/0,4$ кВ, вимагає суворого дотримання правил охорони праці, оскільки це обладнання поєднує в собі ризики ураження електричним струмом, виникнення пожежі та термічних опіків [16].

Основними нормативними документами в Україні є *ПБЕЕС* (Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів) та *ПТЕЕС* (Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів) [16].

Загальні вимоги до персоналу. До обслуговування трансформаторів допускаються особи, які [16]:

- досягли 18 років та пройшли медичний огляд;
- мають спеціальну технічну освіту та пройшли навчання з охорони праці;
- мають групу з електробезпеки не нижче *IV* (для осіб, які видають наряди) та не нижче *III* (для осіб бригади).

Організаційні заходи безпеки. Роботи на трансформаторі (огляд зі зняттям захисних огорожень, ремонт, випробування) мають проводитися за умови виконання таких кроків [16]:

- оформлення наряду-допуску або розпорядження;
- підготовка робочого місця (технічні заходи);
- допуск до роботи відповідальною особою;
- нагляд під час роботи.

Технічні заходи безпеки (підготовка робочого місця). Для безпечного виконання робіт на вимкненому трансформаторі необхідно [16]:

- вимкнути напругу: провести відключення як з боку вищої напруги (*ВН*), так і з боку нижчої напруги (*НН*), щоб унеможливити зворотну трансформацію;

- вивісити плакати: На приводах роз'єднувачів та вимикачів вивішують знаки: *"Не вмикати! Працюють люди"*;
- перевірити відсутність напруги: Використовувати покажчик напруги відповідного класу, попередньо перевіривши його справність;
- встановити заземлення: накласти переносні заземлення або ввімкнути заземлювальні ножі на всі вимкнені струмоведучі частини;
- огородити робоче місце: Встановити бар'єри та вивісити плакат *"Працювати тут"*.

Вимоги під час експлуатації та оглядів. При щоденній експлуатації необхідно дотримуватися таких правил [16]:

- огляд без відключення: проводиться одноосібно (група III) або двома особами. Категорично забороняється заходити за захисні огороження або торкатися струмоведучих частин;
- контроль оливи: Слідкувати за рівнем оливи в розширювальному баку та його температурою. У разі викиду оливи або появи тріщин на ізоляторах трансформатор має бути негайно вимкнений;
- заземлення корпусу: корпус трансформатора, бак та нейтраль (у системах з глухо заземленою нейтраллю) повинні мати надійне з'єднання з контуром заземлення.

Протипожежна безпека. Цехові трансформатори як правило масляні, що створює ризик пожежі [16]:

- під трансформатором має бути приймач оливи із гравійною засипкою для гасіння вогню у разі витоку оливи;
- приміщення повинно бути обладнане засобами пожежогасіння (вуглекислотні або порошкові вогнегасники, пісок);
- забороняється зберігати в трансформаторній камері сторонні предмети, особливо легкозаймісті матеріали.

При виявленні диму або вогню в районі трансформатора персонал повинен діяти за алгоритмом [16]:

- негайне відключення: вимкнути трансформатор з обох сторін (*ВН* та *НН*).
- Якщо автоматика не спрацювала, виконати це в ручному режимі;
- викликати пожежну охорону та повідомити диспетчера або відповідального за електрогосподарство;
 - знеструмити суміжне обладнання: якщо є загроза поширення вогню на сусідні панелі або кабельні канали.

Головною особливістю гасіння при пожежі – тип трансформатора. Як означувалося цехові трансформатори на підприємстві – масляні. Найбільшу небезпеку становить розрив бака, якщо олива горить всередині бака, необхідно використовувати піну або розпилену воду. Якщо відбувся розлив оливи: спочатку гасять пролиту оливу, щоб запобігти поширенню вогню на інші ділянки цеху, використовуючи пісок або повітряно-пінні вогнегасники. Категорично заборонено гасити палаючу оливу суцільним струменем води (це призведе до розбризкування та посилення горіння) [16].

У виняткових випадках, коли відключити напругу неможливо, гасіння дозволяється лише за умови:

- використання вуглекислотних або порошкових засобів (клас пожежі *E*);
- дотримання безпечної відстані від струмоведучих частин (для напруги до *10 кВ* – не менше 1 метра від розтруба вогнегасника) при обов'язковому використанні діелектричних рукавичок та ботів.

Для запобігання поширенню вогню [16]: необхідно стежити, щоб гравійна засипка під трансформатором не була замулена або замаслена. Вона має миттєво пропускати масло вниз, гасячи полум'я, при чому всі кабельні проходи в стінах та перекриттях трансформаторної камери повинні бути закладені вогнетривким матеріалом і, при виникненні пожежі примусова вентиляція має бути негайно вимкнена, щоб не підживлювати вогонь киснем.

Дії при аварійних ситуаціях. Трансформатор має бути аварійно відключений при:

- сильному нерівномірному шумі або тріску всередині;
- перегріві оливи (вище встановленої величини для кожного типу);

- викиді оливи через вихлопну трубу або при розриві діафрагми;
- появі диму, запаху горілої ізоляції або вогню.

4.2 Заходи з безпеки життєдіяльності при експлуатації цехових трансформаторів

Обслуговування цехових трансформаторів – це робота з підвищеною небезпекою, оскільки вона поєднує в собі ризики ураження електричним струмом, виникнення пожежі та впливу хімічних речовин (масляні агрегати).

Безпека життєдіяльності персоналу в таких умовах залежить від комплексу факторів [16]. Їх можна розділити на кілька основних категорій:

А) Технічні та електричні фактори – це прямі загрози, зумовлені природою електричного струму:

- напруга кроку та дотику: виникає при замиканні на землю або на корпус обладнання, що не має належного заземлення;

- електрична дуга: небезпечніший фактор при перемиканнях під навантаженням або коротких замиканнях. Температура дуги може досягати 5000°C , що спричиняє термічні опіки та ураження очей ультрафіолетом;

- стан ізоляції: старіння ізоляції обмоток та введів може призвести до пробую та вибуху трансформатора;

- якість заземлення: опір контуру заземлення має відповідати нормам (не більше $4\ \text{Ом}$ для установок до $1000\ \text{В}$), щоб забезпечити спрацювання захисту.

Б) Експлуатаційні та пожежні ризики. Присутність в якості цехових трансформаторів на підприємстві масляних трансформаторів, створюють специфічні загрози:

- пожежо- та вибухонебезпечність: у разі внутрішнього пошкодження тиск газів може призвести до розриву бака та викиду гарячого масла;

- у старих трансформаторах можуть використовуватися совтол або інші діелектрики, які є канцерогенами, тобто, при горінні ізоляції виділяються чадний газ та діоксини.

– шум та вібрація: постійний низькочастотний гул впливає на нервову систему персоналу та може маскувати звуки аварійної роботи обладнання.

В) Організаційні та людські фактори. Більшість нещасних випадків стається через порушення регламентів:

– дотримання нарядів-допусків: проведення робіт без чіткого розмежування обов'язків та перевірки відсутності напруги.

– використання засобів індивідуального захисту (ЗІЗ): наявність та справність діелектричних рукавичок, ботів, килимів, а також захисних окулярів та касок;

– ергономіка робочого місця: недостатнє освітлення, вузькі проходи в цеху або відсутність огорожень струмоведучих частин.

Основні заходи безпеки при обслуговуванні подані в таблиці 4.1 [16].

Таблиця 4.1 – Основні заходи безпеки при обслуговуванні

Фактор ризику	Заходи запобігання
Електричний удар	Вивішування плакатів «Не вмикати!, працюють люди», встановлення переносних заземлень
Помилкові дії	Блокування роз'єднувачів та комірок, що унеможлиблює подачу напруги на робоче місце
Перевантаження	Регулярний контроль температури верхніх шарів масла та струмів за фазами
Екологічний ризик	Облаштування приймачів оливи та дренажних систем для запобігання розливу оливи

Основні заходи, прийняття яких гарантує безпеку при обслуговуванні цехових трансформаторів [15]:

1. Підготовка робочого місця. Перед початком будь-яких робіт зі зняттям напруги необхідно виконати правила:

– відключити трансформатор з боку як високої 10 кВ, так і низької 0,4 кВ напруги для виключення зворотного електропостачання;

- вивісити плакати «Не вмикати! Працюють люди», замкнути приводи роз'єднувачів на замок.

- провести перевірку відсутності напруги показчиком напруги;

- встановити переносні заземлення або провести ввімкнення заземлювальних ножів на струмопровідні частини;

- встановити тимчасові бар'єри та вивісити плакати «Стій! Напруга».

2. Організаційні заходи. Будь-які роботи повинні мати чітку структуру відповідальності:

- оформити наряд-допуск – письмове розпорядження на виконання робіт, де визначено склад бригади та заходи безпеки;

- провести інструктаж безпосередньо на місці роботи перед її початком;

- здійснювати постійний нагляд за діями бригади під час роботи, особливо в обмеженому просторі цеху.

3. Заходи при роботі в умовах цеху (будівель з обмеженим простором). Через особливості розміщення трансформаторів усередині будівель, слід приділяти увагу таким аспектам:

- забезпечення вентиляції для відведення тепла, так як перегрів трансформатора може призвести до викиду оливи або пожежі;

- наявність під трансформатором гравійної засипки або порогу, що запобігає розливу оливи в цеху;

- проводити контроль вибухонебезпечних газів, що особливо актуально для герметичних трансформаторів та при проведенні зварювальних робіт поблизу бака.

- забезпечити необхідне аварійне освітлення в робочих зонах та біля щитів керування на випадок повного знеструмлення.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У межах кваліфікаційної роботи розроблено систему електропостачання деревообробного комбінату, яка забезпечує надійність та безперебійність живлення технологічних процесів.

1. На основі аналізу категорій надійності та методів автоматизації обґрунтовано необхідність впровадження структурної надмірності через використання двох незалежних джерел живлення та секціонування шин.

2. Визначено параметри електричних навантажень підприємства для рівнів напруги $0,4\text{ кВ}$ та 10 кВ . Сумарні показники становлять: активна потужність – 9212 кВт , реактивна – 5783 кВАр , сумарна – 11167 кВА .

3. Оптимізовано енергетичний баланс підприємства шляхом встановлення статичних конденсаторних батарей загальною потужністю 2150 кВАр на ланках $0,4\text{ кВ}$, що дозволило ефективно компенсувати реактивні потоки та відмовитися від встановлення додаткових високовольтних батарей.

4. Обґрунтовано вибір головної понижувальної підстанції з двома трансформаторами типу $ТДН-10000/110$. Коефіцієнти завантаження ($0,56$ у номінальному та $1,12$ в аварійному режимах) підтверджують відповідність системи нормативним вимогам для експлуатації.

5. Використання методу визначення центру електричних навантажень дозволило раціонально розмістити $ГПП$, що забезпечило мінімізацію втрат електроенергії в розподільчих мережах 10 кВ .

6. Проведено моделювання перехідних процесів та розрахунок струмів короткого замикання (початкових, аперіодичних складових та ударних струмів), що стало базою для вибору надійної комутаційної апаратури.

7. Здійснено вибір комутаційного обладнання на стороні 110 кВ та 10 кВ , а також обрано засоби захисту, які забезпечують селективність захисту та збереження ізоляції обладнання.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
2. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Київ: ДНАОП. – 2017.
3. 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.
4. Бріжіцький В. А. Електропостачання промислових підприємств: навч. посібник. — Вінниця: ВНТУ, 2019.
5. Жежеленко І. В. Якість електроенергії в системах електропостачання промислових підприємств: навч. посібник. — Київ: Вища школа, 2015.
6. Кудря С. О., Ткаченко С. В. Системи електропостачання: проектування та експлуатація: підручник. — Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.
7. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств : підручник. – К.: Каравела, 2019. – 480 с.
8. Терешкевич Л.Б. Освітлення промислових споруд та житлових будинків: навчальний посібник [Електронний ресурс] / Л. Б. Терешкевич, О. В. Бабенко. – Вінниця : ВНТУ, 2022. – 123 с.
9. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. та ін. Проектування систем електропостачання: навчальний посібник. – Харків: УкрДУЗТ, 2019. – 291 с.
10. БУНЯК, О., СТАСІВ, А., ОРОБЧУК, Б., & СУДОМИР, В. (2025). РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ПОРІВНЯЛЬНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРАНСФОРМАТОРІВ З ВРАХУВАННЯМ УМОВИ ЕКОНОМІЧНОСТІ. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 357(5.2), 115-122. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-357-73>.
11. Шеховцов В. П. Електричне і електромеханічне обладнання: підручник. – К.: Вища школа, 2018. – 412 с.

12. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС). НПАОП 40.1-1.21-98. – К.: Офіційне видання, 2024.

13. Ковпак В. П. Електропостачання промислових підприємств: довідковий посібник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2020. – 320 с.

14. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем. Навч. посібник / В.П. Кідиба.– Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка». –2013. – 500 с.

15. 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.

16. Техноекологія та цивільна безпека. Частина «Цивільна безпека». Навчальний посібник [Електронний ресурс] / В.С. Стручок, – Тернопіль: ТНТУ ім. І. Пулюя, 2022.–150 с. Режим доступу: <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39424>.

17. Коваль В.П., Тарасенко М.Г., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с. <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/45300>.

