

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **Забезпечення надійності роботи системи електропостачання
промислового підприємства**

Виконав: студент (ка) 2 курсу, групи ЕТмз-61

спеціальності 141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

(підпис) **Сторчеус О.М.**
(прізвище та ініціали)

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

Нормоконтроль _____
(підпис) **Мовчан Л.Т.**
(прізвище та ініціали)

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

Рецензент _____
(підпис) _____
(прізвище та ініціали)

Тернопіль
2023

Міністерство освіти і науки України

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕІ
Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
“ 13 ” листопада 2023 р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Сторчеусу Олександр Миколайовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності роботи системи електропостачання промислового підприємства

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

Затверджені наказом ректора від “10” листопада 2023 р. № 4/7-1039

2. Термін подання студентом завершеної роботи 15 грудня 2023 року

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

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунково-дослідницький розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Загальні висновки. Перелік посилань.

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

Картограма електричних навантажень підприємства. Однолінійна схема електропостачання підприємства. Схема розміщення ТП. Засоби обліку електричної енергії. Таблиці вибору електричного обладнання.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 13 листопада 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	15.10.23 - 01.11.23	
2	Аналітичний розділ	15.10.23 - 01.11.23	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.10.23 - 01.11.23	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.10.23 - 01.11.23	
5	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	15.10.23 - 01.11.23	
6	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	01.11.23 - 15.12.23	
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.12.23 - 20.12.23	

Студент

_____ (підпис)

Сторчеус О.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 ЕТз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2023.

У кваліфікаційній роботі проведені дослідження щодо забезпечення надійності системи електропостачання домобудівного комбінату на основі вибору захисного обладнання розподільчих мереж за фактичним навантаженням.

Проведений аналіз щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання домобудівного комбінату.

Здійснено вибір цехових трансформаторів із урахуванням компенсації реактивної потужності.

Запропонована оптимальну схему систему зовнішнього електропостачання комплексу.

На основі проведених розрахунків перерізів кабельних ліній $0,4\text{кВ}$ та 10кВ здійснено вибір захисного обладнання та автоматики.

Проведено вибір засобів обліку електричної енергії на головній понижувальній підстанції.

Ключові слова: головна понижувальна підстанція, надійність, облік електричної енергії, пристрої релейного захисту.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Оцінка надійності розподільної мережі в системі електропостачання	8
1.2 Аналіз несправностей електроустаткування розподільних мереж	12
1.3 Висновки до першого розділу	15
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	17
2.1 Визначення електричних навантажень домобудівного комбінату ...	17
2.2 Вибір числа та потужності трансформаторів цехових підстанцій	19
2.3 Картограма та визначення центру електричних навантажень	21
2.4 Вибір перерізів кабельних ліній 10 кВ	23
2.5 Розрахунок компенсації реактивної потужності	27
2.5.1 Компенсація реактивної потужності на шинах 0.4 кВ ЦТП та уточнення навантаження	27
2.5.2 Визначення потужності батареї конденсаторів в мережі понад 1 кВ	30
2.6 Вибір трансформаторів ГПП	32
2.7 Вибір перерізу лінії, що живить ГПП	34
2.8 Висновки до другого розділу	35
3 ПРОЕКТО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	37
3.1 Розрахунок короткого замикання на ланках мережі вище 1000 В	37
3.2 Вибір перерізу ліній на ланках 0.4 кВ до розподільчих пунктів	45
3.3 Зовнішнє електропостачання домобудівного комбінату	47
3.3.1 Розробка схеми зовнішнього електропостачання	47
3.3.2 Вибір силового обладнання	49
3.3.2.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів	49
3.3.2.2 Вибір контрольно-вимірювальних приладів на підстанції	53

	6
3.3.2.3 Вибір трансформатора власних потреб (ТВП)	58
3.3.2.4 Вибір автоматів та запобіжників на ТП	59
3.4 Висновки до третього розділу	62
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	63
4.1 Обґрунтування небезпечних та шкідливих факторів виробництва ...	63
4.2 Оцінка заходів щодо зниження рівнів впливу небезпечних та шкідливих факторів	66
4.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях	67
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	69
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	71
ДОДАТКИ	74

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетичні системи повинні забезпечувати надійну передачу електричної енергії від точок генерації до споживачів. Основними компонентами системної мережі для передачі електроенергії є знижувальні трансформаторні підстанції, повітряні лінії, кабелі, збірні шини, вимикачі, тощо [1].

Як показує аналіз, розподільчі мережі визнаються складовою частиною енергосистеми з найбільшою кількістю відмов, незважаючи на локальний вплив несправності у порівнянні з генерацією [1]. Впровадження системної автоматизації, швидкодіючих елементів релейного захисту, дозволяють уникнути аварійних режимів роботи устаткування, але не забезпечити необхідну надійність [2].

Крім цього, промислові підприємства працюють з різним навантаженням протягом доби. В цьому випадку важливу роль відіграють системи захисту на ланках передачі електричної енергії «головна понижувальна підстанція – цеховий трансформатор – розподільчий пункт»

Таким чином, шляхи підтримки необхідного рівня надійності системи та методи її покращення залежать від оцінки фактичних електричних навантажень, конфігурації мережі на ланках 10 кВ, що в свою чергу дозволяє зменшити втрати та забезпечити стабільні значення напруги при різних режимах функціонування системи електропостачання.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності системи електропостачання домобудівного комбінату на основі вибору захисного обладнання розподільчих мереж за фактичним навантаженням.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- провести оцінку забезпечення надійності розподільчих мереж електроенергетичної системи;
- провести розрахунок навантажень домобудівного комбінату за

розрахунковими навантаженнями відділень з урахуванням освітлення;

– провести вибір головної понижувальної підстанції підприємства;

– провести вибір числа та потужності цехових трансформаторних підстанцій з врахуванням втрат;

– провести вибір розподільної електричної мережі на ланках 10 кВ;

– провести розрахунки компенсації реактивної потужності з врахуванням втрат;

– на основі розрахунків струмів короткого замикання на ланках вище 1000

В здійснити вибір захисного обладнання.

Об’єкт дослідження – процеси розподілу та споживання електричної енергії на промислових підприємствах.

Предмет дослідження – забезпечення надійності розподільних мереж системи електропостачання промислового підприємства.

Наукова новизна отриманих результатів.

– отримало подальший розвиток впровадження методів та засобів забезпечення надійності електропостачання підприємства.

Практичне значення отриманих результатів. Прийняті технічні рішення на основі аналізу фактичних навантажень розподільних мереж підприємства дозволять підвищити надійність при різних режимах роботи.

Апробація.

Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на XII Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (6-7 грудня 2023 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

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

Загальний обсяг текстової частини – 73 сторінок, 23 таблиці, 6 рисунків, додатки – 6 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Оцінка надійності розподільної мережі в системі електропостачання

Енергетичні системи повинні забезпечувати надійну передачу електричної енергії від точок генерації до споживачів. Основними компонентами системної мережі для передачі електроенергії є знижувальні трансформаторні підстанції, повітряні лінії, кабелі, збірні шини, вимикачі, тощо. Допоміжні компоненти – це обладнання для обліку електричної енергії та передачі інформації, компенсації реактивної потужності, моніторингу та керування основними компонентами [1].

Оцінка надійності розподільчої мережі є важливим заходом підвищення рівня модернізації електроенергетики з передумови забезпечення якості електропостачання [2]. Завдяки оцінці надійності можна покращити рівень управління надійності для всієї системи розподілення електричної енергії та визначити слабкі ланки в мережі розподілу [3].

З позиції розв'язання проблем щодо забезпечення надійності, основне завдання – аналіз стану та забезпечення управління. Складність полягає в особливостях функціонування електроенергетичних систем – зміна станів системи в реальному масштабі часу при різних режимах роботи електроенергетичного обладнання. При номінальних значеннях параметрів електроенергетичної системи обладнання генерування, передачі та розподілу електричної енергії періодично замінюють на час перевірки або відводять в резерв. Внаслідок зміни режимів навантаження, зниження до мінімуму або збільшення до максимуму, обладнання можливо перевести в неробочий стан або навпаки. При виникненні дефіциту потужності система працює з утрудненому режимі, що призводить до зниження технічного стану електричного обладнання. Аварійні режими системи носять випадковий

характер з одночасними відмовами багатьох елементів системи, що призводить до перерви в електропостачанні великої групи споживачів, вузлів навантаження, порушення балансу її потужності й, відповідно, відмові засобів автоматичного керування режимами [1]. В цьому випадку можливі помилки персоналу оперативно-диспетчерського відділення що призводять до системних порушень функціонування електроенергетичної системи в цілому. Навіть після відновлення функціонування, після аварійні режими призводять до роботи обладнання в обтяжному режимі на певний час, до входження системи в нормальний, стабільний режим роботи. Важливим фактором забезпечення надійності роботи електроенергетичної системи є автоматизована система диспетчерського керування (АСДК) [1].

Очевидно, що враховуючи випадковий характер зміни режимів функціонування та стану системи, аналіз надійності розподільних систем аналізують ймовірнісними методами. Проте для аналізу надійності електроенергетичних об'єктів вказані методи не завжди придатні, бо не враховують зміну схематичної побудови електричних мереж з часом та пропускної здатності за потужністю. Це спричиняє суттєве зростання кількості відмов обладнання різних рівнів напруги та, відповідно, зростання витрат на відновлювальні роботи та збитків від порушення електропостачання [1].

Як висновок: оцінку оптимальної надійності можна здійснювати за мінімумом приведених затрат. Питання оптимізації в енергетичних системах розв'язують використанням нормативів надійності.

Нормативи є основою для забезпечення необхідного рівня надійності при проектуванні та експлуатації електроенергетичного обладнання. Нормування полягає в означенні вимог до значень показників надійності електротехнічного обладнання енергетичної системи, параметрів системи захисту електроустановок, умов забезпечення безперебійного електропостачання споживачів та запасу стійкості електричних мереж.

Переважна кількість джерел із дослідження надійності електропостачання зосереджені на оцінці надійності розподільної системи на основі розрахунку потоків навантаження на різних ділянках розподілення за напругою [1-4]. Такий підхід є правильний із причини суттєвого впливу на електричне обладнання режимних параметрів електроспоживання будь-якого підприємства з великим об'ємом вхідної потужності.

Крім цього, відмови основних та допоміжних компонентів розподільчої мережі розглядаються окремо, без оцінки впливу відмов обладнання компонентів один на одного [5]. Дослідження, які ігнорують ці фактори, можуть мати неоптимальні результати.

Автоматизація розподільних мереж є важливою основою для побудови розумної та потужної електромережі. Важливо оптимізувати режим роботи розподільної мережі, зменшити втрати потужності лінії та споживання енергії [1]. Розвиток автоматизації та інтелекту невіддільний від застосування автоматизованого контрольного обладнання та процедур керування, таких як комутаційне обладнання, трансформаторне обладнання, комунікаційне обладнання та лінії передачі тощо [2].

Впровадження системної автоматизації, швидкодіючих елементів релейного захисту, дозволяють уникнути аварійних режимів роботи устаткування, але не забезпечити необхідну надійність [2].

Крім цього, промислові підприємства працюють з різним навантаженням протягом доби. В цьому випадку важливу роль відіграють системи захисту на ланках передачі електричної енергії «головна понижувальна підстанція – цеховий трансформатор – розподільчий пункт» [3].

Також слід відмітити, що в багатьох дослідженнях статистика фактичних відмов не відповідають прийнятим стандартам класифікації несправностей [5-7].

Як показує практика, на роботу комутаційного обладнання впливають фактори зовнішнього (природного впливу), що може відбитися на оцінці

надійності електропостачання розподільної мережі. Ситуація експлуатації та технічного обслуговування не включена в систему оцінки надійності в більшості досліджень, хоча, це важливо для забезпечення належного рівня надійності електропостачання.

Через важливість експлуатації, технічного обслуговування та ремонту для надійності електропостачання, відповідні критерії повинні бути обрані в системі оцінки надійності розподільних мереж.

Таким чином, оцінку надійності за критеріями можна побудувати з трьох точок зору: безперервне відключення електроенергії, якість електроенергії та рівень експлуатації та обслуговування, що в принципі є основними завданнями функціонування енергетичної системи України. Вибрані критерії можна розмістити на різних рівнях, які називаються: цільовий рівень, рівень атрибутів і рівнем критеріїв, як показано на рис.1.1 [5].

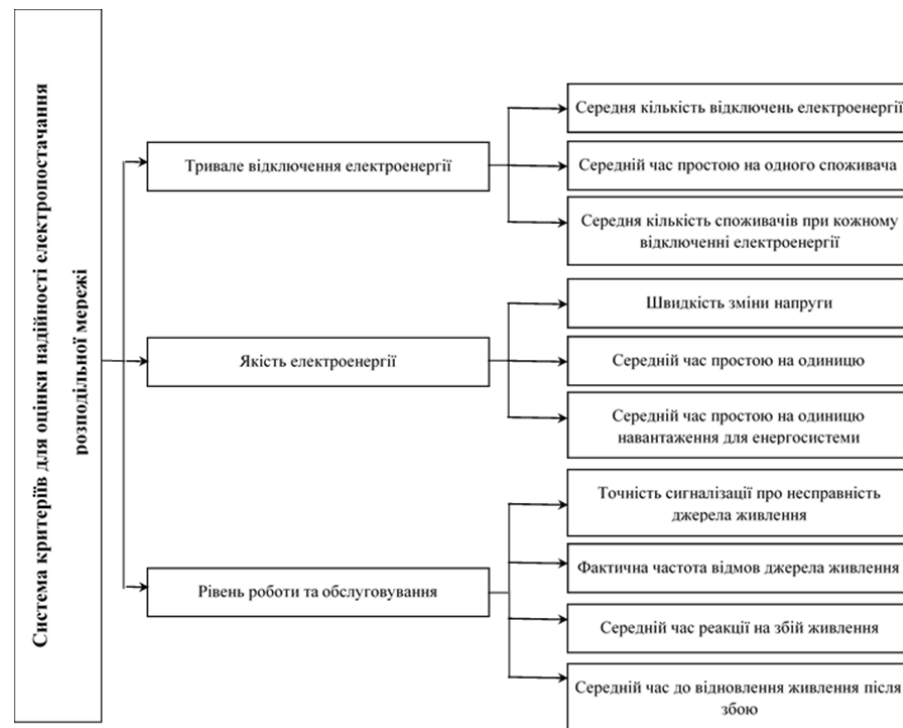


Рисунок 1.1 – Система показників для оцінки надійності електропостачання розподільної мережі.

1.2 Аналіз несправностей електроустаткування розподільних мереж

Як було означено вище, при введенні в експлуатацію, електричне обладнання піддається постійному впливу різних факторів: зміна режимів роботи, відхилення від нормальних значень напруги, порушення балансу потужності, вплив зовнішнього середовища, що суттєво знижує рівень технічного стану об'єктів.

В першу чергу це стосується повітряних та кабельних ліній електропередачі, трансформаторів головних понижувальних підстанцій та обладнання розподільних пристроїв (*РП*), які відносяться до обладнання високої напруги 3–220 кВ. Вузловими точками системи високої напруги є відкриті розподільчі пристрої (*ВРП*), де відбуваються перетоки електроенергії. Основне обладнання *ВРП* на стороні високої напруги: вимірювальні трансформатори струму та напруги; вимикачі та роз'єднувачі; струмопровідні частини (проводи, шини) та пристрої захисту від перенапруг (обмежувачі перенапруги, розрядники); пристрої заземлення [7].

У відповідності з [1] електричне обладнання *РП* категорій напруги повинні забезпечувати роботу в нормальних та аварійних режимах, при перенапругах та нормованих перевантаженнях. Планово-попереджувальні ремонти дозволяють підтримувати технічний стан комутаційного обладнання в належному стані, що не допускає швидкого зношення вузлів і дострокової відмови. Крім цього, періодично [2], електричне обладнання необхідно виводити з експлуатації для вимірювання та діагностування характеристик і подальшого аналізу технічного стану.

В останнє десятиліття відбувався перехід до системи безперервного контролю за технічним станом обладнання без виведення зі експлуатації з використанням «інтелектуальних» енергетичних систем (SmartGrid): ультразвукова та вібраційна діагностика; вимірювання струмів витoku ізоляції та термоконтроль; контроль частковими розрядами та з використанням інфрачервоної техніки [5]. Використання вказаних систем потребують великі

фінансові затрати для впровадження та високої кваліфікації персоналу, що неможливо забезпечити на всіх ланках, які вимагають контроль. Тому, на практиці, необхідно поєднувати методи періодичного випробування за планово-попереджувальними дослідженнями та за даними, що можна отримати без виведення обладнання з під навантаження. В цьому випадку необхідно визначити найбільш відповідальне обладнання *РП* високої напруги; за отриманими даними здійснити побудову моделей, які описують технічний стан електричного обладнання; інтегрування в «інтелектуальну» мережу SmartGrid; використання статистичних або ймовірнісних методів для прогнозування подальшого ресурсу електричного обладнання [7].

Результати аналізу динаміки відмов I та II категорій електричного обладнання згідно даних ДП НЕК «Укренерго» [8] показали стійку тенденцію щодо кількості технологічних порушень, що призвело до недовипуску електричної енергії споживачам (2018-2019р.р.) більше $5900 \text{ MВт}\cdot\text{год}$ (I та II категорії сумарно). Основними причинами відмов електричного обладнання було: недостатня якість технічного обслуговування; суттєве спрацювання енергоресурсу; порушення періодичності профілактичних випробувань; вплив природних факторів; низький рівень використання даних про технічний стан електричного обладнання.

Аналіз експлуатаційної надійності основного високовольтного обладнання можна представити як відношення до загальної кількості відмов (2017 – 2022р.р.). Результати подані круговою діаграмою (рисунк 1.2).

Аналіз оцінки відмов показав, що на обладнання *РП* (трансформатори струму та напруги, вимикачі роз'єднувачі, опорна ізоляцію) припадає 58 %, на лінійне обладнання (повітряні лінії, шунтові реактори) – 35 %; силове обладнання (автотрансформатори) – 7 % .

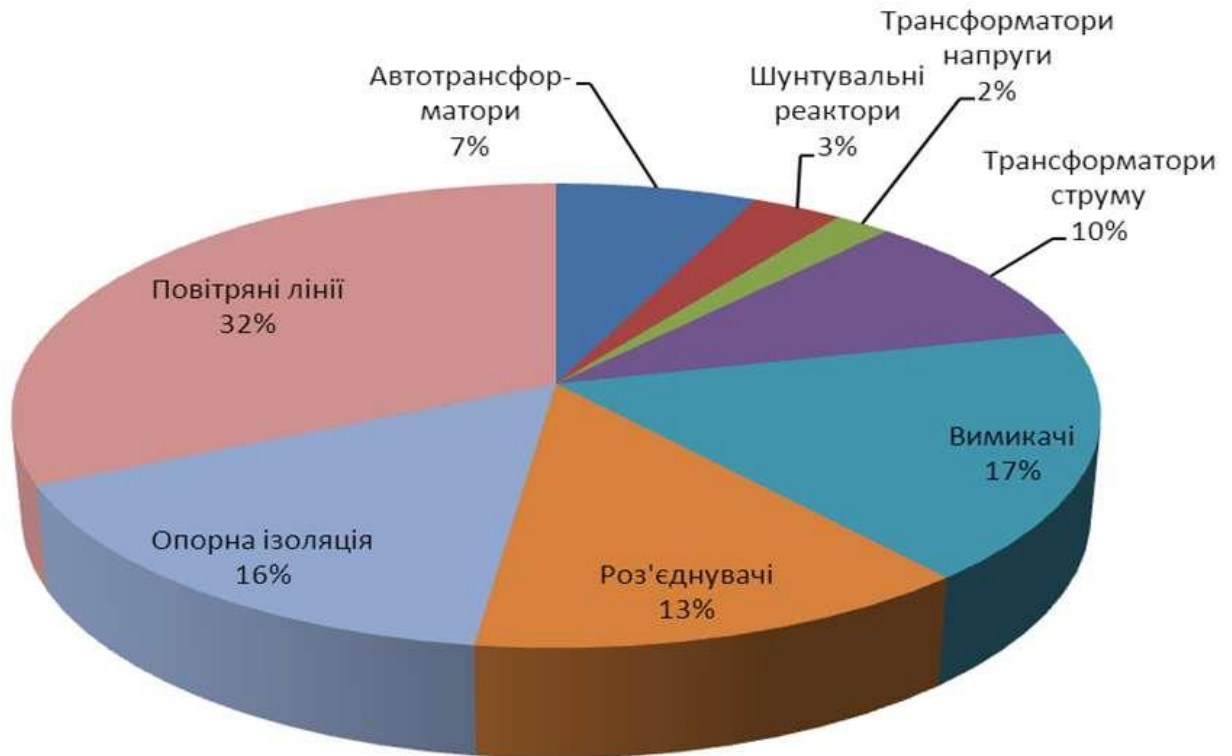


Рисунок 1.2 – Оцінка відмов електричного обладнання енергетичної системи України (2017 – 2022 р.р.).

Як висновок: при аналізі надійності системи електропостачання підприємств з великими об'ємами споживання електричної енергії необхідно проводити вибір високовольтного обладнання, так як основним фактором ризику порушень нормальної роботи електрообладнання є *РП*. Ризики порушення динамічної та статичної стійкості електроенергетичної системи в переважній більшості залежить від ресурсу високовольтного обладнання *РП* електричної мережі.

Дослідженнями щодо оцінки ризиків порушення роботи розподільних мереж, електропостачання споживачів та методів підвищення надійності присвячені праці І. Воропая, Є. Бардика, Н. Черкасової, І. Літвінова, М. Костерева, Lin Xu, A. Sankar Krishnan, S. Kwok, R. Billinton, A. Janjic, D. Porovic.

Слід відмітити, що більшість робіт вивчення та дослідження надійності систем електропостачання зосереджені на етапах генерування та

передачі електричної енергії. Деякий обсяг досліджень показує, що більшість відмов, які приводять до простою та недовипуску електричної енергії великою мірою залежать від *РП* [9, 10].

Дослідження стосовно ризиків відмов та ефективного керування ризиками в більшості випадків розглядаються з позиції економічної складової як надзвичайна подія забезпечення електричною енергією споживачів [11, 12].

Також, в ряді робіт [5, 6, 7] розглядають питання запобігання ризикам на відмову та керування ризиками для зниження фінансових втрат від недовипуску електричної енергії. Вивченню оцінювання відмов на основі побудови алгоритмів надійності з врахуванням впливу технічного обслуговування елементів технічних систем присвячені роботи [13, 14].

В усіх дослідженнях та посібниках, як бралися для дослідження [1-12] піднімаються питання оцінки ризиків зниження надійності роботи різних ланок електричних мереж та електричного обладнання різних рівнів напруги: силові трансформатори, тягові підстанції, асинхронні та синхронні двигуни, обладнання розподільних пристроїв. Також, хоч і в меншій мірі, розглядаються ризики зниження надійності технічного стану вимірювальних трансформаторів напруги та струму та апаратів захисту від перенапруги.

1.3 Висновки до першого розділу

Згідно проведеного аналізу щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання домобудівного комбінату, що спеціалізується на виробництві залізобетонних конструкцій та будівельних матеріалів необхідно:

- провести розрахунок навантажень домобудівного комбінату за розрахунковими навантаженнями відділень з урахуванням освітлення;
- провести вибір головної понижувальної підстанції підприємства;

- провести вибір числа та потужності цехових трансформаторних підстанцій з врахуванням втрат;
- провести вибір розподільної електричної мережі на ланках 10 кВ ;
- провести розрахунки компенсації реактивної потужності з врахуванням втрат;
- на основі розрахунків струмів короткого замикання на ланках вище 1000 В здійснити вибір захисного обладнання.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Визначення електричних навантажень домобудівного комбінату

Для оцінки надійності системи електропостачання комбінату проводимо розрахунки навантаження за у відповідності з відомостями електричних навантажень відділень (Додаток А) та характеристики виробничих приміщень (Додаток Б).

Розрахункове навантаження (активне, реактивне) силових приймачів відділень здійснюємо за виразами [15]:

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

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

де P_H – сумарна встановлена потужність усіх приймачів відділення, kВт .

K_B – коефіцієнт використання (згідно довідкових даних [15]);

$\operatorname{tg} \varphi$ – приймаємо за значеннями коефіцієнта потужності.

Для прикладу, щодо відділення адміністрації, навантаження силових приймачів буде:

$$P_p = K_B \cdot P_H = 0.4 \cdot 240 = 96 \text{кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 96 \cdot 1.02 = 97.94 \text{кВАр}.$$

Розрахункове активне навантаження приймачів освітлення встановлюємо за усталеною потужністю відділень (P_{no}) комплексу та коефіцієнтом попиту (K_{no} – приймаємо рівним 0.95) [15]:

$$P_{p.o} = K_{no} \cdot P_{no} \cdot \cos \varphi, \quad (2.3)$$

де P_{no} встановлюємо за виразом [15]:

$$P_{no} = P_{no} \cdot F, \quad (2.4)$$

де P_{no} – питома густина навантаження приймачів освітлення, $\text{Вт} / \text{м}^2$;

F – площа відділень згідно плану, м^2 .

Розрахункове реактивне навантаження приймачів освітлення:

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

Навантаження освітлення для відділення адміністрації комбінату буде:

$$P_{po} = P_{no} \cdot F = 4 \cdot 4600/1000 = 18.4 \text{ кВт};$$

$$P_{p.o} = K_{no} \cdot P_{no} \cdot \cos\varphi = 18.4 \cdot 0.9 \cdot 0.8 = 13.25 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.o} = P_{no} \cdot K_{no} \cdot tg\varphi = 18.4 \cdot 0.9 \cdot 0.75 = 12.42 \text{ кВт}.$$

Загальне навантаження відділення адміністрації комбінату [15]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2} = \sqrt{(96.0 + 13.25)^2 + (97.94 + 12.42)^2} = 155.29 \text{ кВА}.$$

– Розрахункове навантаження за відділеннями комбінату представлено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахункове навантаження за відділеннями комбінату

№ з/г.п	Назва відділення	Силове навантаження		Освітлювальне навантаження		Повне навантаження		
		$P_{p.c},$ кВт	$Q_{p.c},$ кВАр	$P_{p.o},$ кВт	$Q_{p.o},$ кВт	$P_{p.c} + P_{p.o},$ кВт	$Q_{p.c} + Q_{p.o},$ кВАр	$S_{p.c},$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Приймачі електроенергії 0,4 кВ								
1.	Адміністрація заводу	96.0	97.94	13.25	12.42	109.25	110.36	155.29
2.	Арматурний цех	383.51	547.76	11.91	11.17	395.42	558.93	684.66
3.	Майданчик для відкритих робіт	177	180.54	0.18	0.17	177.18	180.71	253.08
4.	Закрите приміщення зварювальників	208	276.64	5.47	5.13	213.47	281.77	353.50
5.	Полігон №1	180	183.60	16.72	15.68	196.72	199.28	280.02
6.	Опалубний цех	40	53.20	6.16	5.77	46.16	58.97	74.89
7.	Кузня	280	246.40	7.52	7.05	287.52	253.45	383.29
8.	Асфальтобетонний цех	664	584.32	14.06	13.18	678.06	597.50	903.76
9.	Бітумний склад	75	56.25	7.14	6.69	82.14	62.94	103.48
10.	Котельня	300	225.00	7.13	6.68	307.13	231.68	384.71
11.	Електроцех	36	36.72	9.18	8.60	45.18	45.32	63.99
12.	Полігон №2	33.6	34.27	12.37	11.60	45.97	45.87	64.94
13.	Полігон №3	141.0	143.82	23.41	21.95	164.41	165.77	233.47
14.	Компресорна	75.0	76.50	8.32	7.80	83.32	84.30	118.52
15.	подрібнювальний цех № 1	380.0	285.00	13.30	12.47	393.30	297.47	493.13

– Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16.	Подрібнювальний цех № 2	136.0	138.72	5.76	5.40	141.76	144.12	202.15
17.	Інструментальний цех	450.0	337.50	23.60	22.12	473.60	359.62	594.66
18.	Цех вапна	245.0	249.90	9.69	9.09	254.69	258.99	363.24
19.	Цех перегоронок	180.0	183.60	18.75	17.58	198.75	201.18	282.80
20.	Відділ реалізації	44.8	44.8	45.7	7.36	52.66	53.06	74.75
	Територія комбінату			14.02	13.14	14.02	13.14	19.22
	Всього	4195.45	3983.41	235.79	221.05	4431.24	4191.32	6130.59
Приймачі електроенергії 10кВ								
	Компресорна (СД)	240	244.8			240.00	244.80	342.82
	Всього	240	244.8			240	244.8	342.82
	Всього за силовим навантаженням					4671.24	4436.12	6442.02

2.2 Вибір числа та потужності трансформаторів цехових підстанцій

При виборі числа та потужності ЦТП одночасно вирішуємо питання про економічно доцільну величину реактивної потужності, що передається через трансформатори в мережу напруги до 1000 В [16].

Сумарну розрахункову потужність конденсаторної батареї нижчої напруги (НБК), що встановлюються в цеховій мережі, розраховуємо за мінімумом приведених витрат у два етапи [17]:

1. Вибираємо економічно оптимальну кількість ЦТ .
2. Визначаємо додаткову потужність конденсаторної батареї з метою зниження втрат у трансформаторах та лініях напругою 10кВ .

Сумарна розрахункова потужність батареї нижче 1000 В дорівнює:

$$Q_{БК.Н} = Q_{БК.Н1} + Q_{БК.Н2}, \quad (2.6)$$

де $Q_{БК.Н1}$, $Q_{БК.Н2}$ – сумарні потужності батареї за двома етапами розрахунку.

Число трансформаторів N_i які необхідно розмістити відділеннях [10]:

$$N_i = \frac{P_p + P_{po}}{P_1}. \quad (2.7)$$

Результати розрахунків наведено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Число трансформаторів у відділеннях на 630кВА.

№ з/г.п.	Назва відділення	$P_p + P_{po}$	$N_{цт}$
1.	Адміністрація заводу	109.25	0.25
2.	Арматурний цех	395.42	0.89
3.	Майданчик для відкритих робіт	177.18	0.40
4.	Закрите приміщення зварювальників	213.47	0.48
5.	Полігон №1	196.72	0.44
6.	Опалубний цех	46.16	0.10
7.	Кузня	287.52	0.65
8.	Асфальтобетонний цех	678.06	1.53
9.	Бітумний склад	82.14	0.19
10.	Котельня	307.13	0.69
11.	Електроцех	45.18	0.10
12.	Полігон №2	45.97	0.10
13.	Полігон №3	164.41	0.37
14.	Компресорна	83.32	0.19
15.	Подрібнювальний цех № 1	393.30	0.89
16.	Подрібнювальний цех № 2	141.76	0.32
17.	Інструментальний цех	473.60	1.07
18.	Цех вапна	254.69	0.57
19.	Цех перегородок	198.75	0.45
20.	Відділ реалізації	52.66	0.12

Об'єднуємо навантаження прилеглих відділень. Результати наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розподіл відділень за ТП

Позначення ТП	Приймачі	$P_p + P_{po}$ кВт	$Q_p + Q_{po}$ кВАр	Кількість та потужність трансформаторів
ТП-1	1,3,4,10,20	859.68	857.58	2×630 кВА
ТП-2	2,11,12,13,5	918.24	1015.19	2×630 кВА
ТП-3	6,7,8,9	1093.88	972.87	2×1000 кВА
ТП-4	15,14	476.62	381.77	2×400 кВА
ТП-5	17	473.60	359.62	2×400 кВА
ТП-6	16,18,19	595.21	604.29	2×630 кВА

Схема розташування ГПП та кінцеве розміщення ЦТП представлено в Додатку В.

2.3 Картограма та визначення центру електричних навантажень

Для спрощення процедури визначення місць розташування ГПП, РП та ЦТП на генплані комбінату зображаємо навантаження відділень у вигляді картограми навантажень (символічний центр споживання електричної енергії – центр електричних навантажень (ЦЕН) [18].

Картограма – площі, обмежені колами, які у масштабі відповідають розрахунковим навантаженням відділень.

Вважаємо, що навантаження розподілене по відділенню рівномірно, тому центр навантажень збігається з центром ваги фігури, що відповідає плану.

Навантаження освітлення показуємо у виді секторів кола, що відтворює навантаження до 1000 В, та визначаємо значення x_i й y_i для кожного відділення.

Покажемо порядок розрахунків для відділення адміністрації

комбінат.

Визначаємо радіус кола [18]:

$$r = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{P_{p.i} + P_{po.i}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{96 + 13.25}{\pi \cdot m}} = 3.46 \text{ мм},$$

де P_{pi} – розрахована активна потужність i -го приймача з врахуванням освітлення, $кВА$;

m – масштаб для розрахунку площі кола, $кВА / мм^2$ (постійний для всіх відділень комбінату).

Кут сектору (α) за відношенням повних розрахункових (P_{pi}) та навантажень освітлення ($P_{po.i}$) відділень:

$$\alpha = \frac{360^0 \cdot P_{po.i}}{P_{pi}} = \frac{360^0 \cdot 13.25}{96 + 13.25} = 43.66^0.$$

Координати центру активних навантажень розраховуємо за виразами [18]:

$$M_x = x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})} = \frac{1779552}{4364.91 + 221.77} = 387.98 \text{ м},$$

$$M_y = y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})} = \frac{1042022}{4364.91 + 221.77} = 227.18 \text{ м}.$$

Емпіричні ймовірності у відносних одиницях будуть [11]:

$$P(X_i) = P(Y_i) = \frac{P_{p.i} + P_{po.i}}{\sum_{i=1}^n (P_{p.i} + P_{po.i})} = \frac{96 + 13.25}{4364.91 + 221.77} = 0.024 \text{ м}.$$

Визначасмо зону розсіювання *ЦЕН* [18]:

1. Розраховуємо дисперсію випадкових координат:

$$\sigma_x^2 = P(X_i) \cdot (x_i - M_x) = 0.024 \cdot (313 - 387.98) = 133.91;$$

$$\sigma_y^2 = P(Y_i) \cdot (y_i - M_y) = 0.019 \cdot (260 - 227.43) = 25.66.$$

2. Визначаємо міру точності випадкової величини:

$$h_i = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{i\Sigma}}, \text{ звідки } h_x = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot 54250} = 0.003; \quad h_y = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot 18066} = 0.0053.$$

3. Значення піввісью еліпса становлять:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{1.73}{0.003} = 553.74 \text{ м}, \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{1.73}{0.0053} = 322.40 \text{ м} \quad \alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po.i}}{P_{pi}}.$$

З врахуванням діючих на підприємстві огорожень Bm/m^2 та зоною безпечного розміщення об'єктів підприємства, розміри Bm/m^2 приймаємо: $S = 35[m] \times 36.5[m]$.

Результати розрахунків інших відділень представлені в Додатку Г, а картограма навантажень комбінату в Додатку Д.

2. 4 Вибір перерізів кабельних ліній 10 кВ

Переріз кабельних ліній (KL) вибираємо по повній потужності, яку необхідно передати до приймача.

Вибраний переріз перевіряємо за допустимим навантаженням (нагрів в номінальному режимі) та за допустимим навантаження (після аварійний режим).

КЛ1 від ГПП до ТП-1.

Розрахунковим струмом лінії для електропостачання $ЦТ$, високовольтних двигунів, електропечей є значення номінального струму незалежно від діючого навантаження.

Розрахунковий струм KL , що живить $ЦТ$ визначаємо з виразу [19]:

Визначаємо значення розрахункового струму $KL1$:

$$I_p = \frac{n_{mp} \cdot S_{н.мп}}{n_{лін.} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 630}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 36.42 \text{ А},$$

де, $n_{\text{лін.}}$ – число ліній.

Вибираємо значення нормованої густини струму $j_{\text{ек}} = 1.14 \text{ А / мм}^2$ із [19] (кабель з паперовою ізоляцією та алюмінієвими проводами).

Значення економічно обґрунтованого перерізу буде:

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_p}{j_{\text{ек}}} = \frac{36.42}{1.4} = 25.98 \text{ мм}^2.$$

Найближче значення перерізу $КЛ1$: $F = 35 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дон}} = 115 \text{ А}$. Вибираємо кабель: $ААШВ - 2(3 \times 35)$, спосіб прокладання – в каналі [13].

Виконуємо перевірку за тепловим нагрівом з врахуванням поправочних коефіцієнтів.

Допустимий струм ($I_{\text{дон}}$) $КЛ$, який повинен забезпечувати вибраний переріз буде [19]:

$$I_{\text{дон}} = \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2}, \quad (2.8)$$

де, K_1, K_2 – коефіцієнти впливу навколишнього середовища $КЛ$, згідно [13].

За прийнятими умовами [13]: $K_1 = 1$, $K_2 = 0.93$, отже:

$$I_{\text{дон}} = 115 \text{ А} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2} = \frac{36.42}{1 \cdot 0.93} = 38.96 \text{ А}.$$

Умова виконується.

Лінія $КЛ1$ може працювати з перевантаженням, тому здійснюємо перевірку за часом нагріву в після аварійному режимі:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{дон}} = \frac{I_{\text{н.ав}}}{K_1 \cdot K_2}, \quad (2.9)$$

де, $I_{\text{н.ав}}$ – струм $КЛ$ в після аварійному режимі, $А$;

$K_{\text{пер}}$ – кратність перевантаження, приймаємо $K_{\text{пер}} = 1.2$ [19].

Струм $КЛ$ в після аварійному режимі повинен бути рівний двократному номінальному струмові, отже:

$$I_{n.ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 36.42 = 72.83 \text{ A};$$

$$K_{пер} \cdot I_{дон} = 1.2 \cdot 115 = 138 \text{ A} \geq \frac{I_{n.ав}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{2 \cdot 38.96}{1 \cdot 0.93} = 83.78 \text{ A}.$$

Умова виконується.

Попередньо вибираємо кабель ААШв – (3×35).

Розраховуємо втрати в КЛ при номінальних режимах роботи:

Для прикладу, лінія ГПП – ТП1:

$$\Delta P_{лПП1} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{859.68^2 + 857.58^2}{10^2} \cdot 0.18 \cdot 10^{-3} = 2.65 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{лПП1} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X \cdot 10^{-3} = \frac{859.68^2 + 857.58^2}{10^2} \cdot 0.013 \cdot 10^{-3} = 0.19 \text{ кВт}.$$

Для інших кабельних ліній розрахунків проводимо аналогічно. Зведені результати в таблиці 2.4.

Проводимо розрахунків втрат в трансформаторах згідно даних таблиці 2.5 для трансформатора ТП3:

Таблиця 2.5 – Каталожні дані трансформаторів 10/0.4 кВ

Тип	$S_{ном},$ кВА	$U_{ном},$ кВ		$u_{кз},$ %	$P_{кз},$ кВт	$P_{хх},$ кВт	$i_{хх},$ %	Схема та група з'єднання обмоток
		ВН	НН					
ТМ-400/10	400	10	0.4	5.5	5.5	1.2	2.1	$\Delta - Y_n$
ТМ-630/10	630	10	0.4	5.5	8.5	1.56	2.0	$\Delta - Y_n$
ТМ-1000/10	1000	10	0.4	5.5	12.2	2.45	1.4	$\Delta - Y_n$

$$\begin{aligned} \Delta P_{тр.ТП3} &= \Delta P_{хх} \cdot n + \Delta P_{кз} \cdot 1/n \cdot \left(\frac{S_{факт}}{S_{ном.тр}} \right)^2 = \\ &= 2.45 \cdot 2 + 12.2 \cdot 1/2 \cdot \left(\frac{\sqrt{1093.88^2 + 972.87^2}}{1000} \right)^2 = 17.01 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Таблиця 2.4 – Вибір кабельних ліній розподільної мережі 10 кВ

№ лінії	Призначення	n_l	I_p, A	$F_{ек}, мм^2$	$I_{п.ав}, A$	$I_{дон}, A$	Марка кабелю та переріз	Спосіб прокладання	$R_0, Ом / км$	$X_0, Ом / км$	$L, км$	$\Delta P_l, кВт$	$\Delta Q_l, кВАр$
КЛ1	ГПП – ТП1	2	36.42	25.98	83.78	115	ААШв – (3×35)	у каналах	0.894	0.0637	0.41	2.70	0.19
КЛ2	ГПП – ТП2	2	36.37	25.98	72.74	115	ААШв – (3×35)		0.894	0.0637	0.66	5.53	0.39
КЛ3	ГПП – ТП3	2	57.73	41.24	15.46	140	ААШв – (3×50)		0.625	0.0625	0.53	3.55	0.35
КЛ4	ГПП – ТП4	2	23.09	16.5	4.18	90	ААШв – (3×25)		1.25	0.0662	0.145	0.34	0.02
КЛ5	ГПП – ТП5	2	23.09	16.5	46.18	90	ААШв – (3×25)		1.25	0.0662	0.345	0.76	0.04
КЛ6	ГПП – ТП6	2	36.37	25.98	72.74	115	ААШв – (3×35)		0.894	0.0637	0.22	0.71	0.05
КЛ7	ГПП – СД	2	56.15	40.11	12.3	105	ААШв – (3×50)		0.625	0.0625	0.11	0.07	0.01

$$\Delta Q_{\text{тр.ТПЗ}} = S_{\text{ном.тр}} \cdot \frac{I_{\text{xx}}}{100} \cdot n + S_{\text{ном.тр}} \cdot \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot 1/n \cdot \left(\frac{S_{\text{факт}}}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 =$$

$$= 1000 \cdot \frac{1.4}{100} \cdot 2 + 1000 \cdot \frac{5.5}{100} \cdot 1/2 \cdot \left(\frac{\sqrt{1093.88^2 + 972.87^2}}{1000} \right)^2 = 87.0 \text{ кВАр}.$$

Результати зводимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Визначення втрат в трансформаторах

Назва точки живлення	$n_{\text{тр}}$	$P_p + P_{po}$ кВт	$Q_p + Q_{po}$ кВАр	$\Delta P_{\text{тр}}$ кВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$ кВАр
ТП1(630кВА)	2	859.68	857.58	12.62	58.58
ТП2(630кВА)	2	918.24	1015.19	15.38	71.47
ТП3(1000кВА)	2	1093.88	972.87	17.97	54.04
ТП4(400кВА)	2	476.62	381.77	4.98	32.82
ТП4(400кВА)	2	473.60	359.62	4.85	32.11
ТП6(630кВА)	2	595.21	604.29	7.38	42.41

2.5 Розрахунок компенсації реактивної потужності

2.5.1 Компенсація реактивної потужності на шинах 0.4 кВ ЦТП та уточнення навантаження

Найбільше значення реактивної потужності, що передається з мережі енергосистеми до мережі комбінату в режимі найбільших активних навантажень енергосистеми для ланок 35кВ [16]:

$$Q_m = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0.24 \cdot 4979.99 = 1195.2 \text{ кВАр},$$

де, при $U = 35 \text{ кВ}$, $\alpha = 0.24$.

Аналіз балансу реактивної потужності на шинах ГПП:

$$Q_{\text{розр.НН}} = 4191.32 \text{ кВАр} > Q_m = 1195.2 \text{ кВАр}.$$

Реактивної потужності, що передається з мережі енергосистеми, недостатньо для існуючого реактивного навантаження, тому як додаткові джерела реактивної потужності необхідно використовувати батареї статичних конденсаторів (*БК*) та/або синхронні двигуни, які встановлені на підприємстві.

За обраною кількістю трансформаторів в результаті дослідження для забезпечення необхідної надійності системи електропостачання підприємства, визначаємо найбільшу наявну реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори в мережу напруги до 1000 В.

Найбільша реактивна потужність, яка може бути передана з мережі 10кВ до мережі 1000 В при 12 трансформаторах становить [16, 19]:

$$Q_{\max.тр} = Q_1^{400} + Q_1^{630} + Q_1^{1000};$$

$$Q_1^{400} = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном.тр})^2 - P_{розр.НН}^2} = \sqrt{(4 \cdot 0.7 \cdot 400)^2 - 950.22^2} = 593.21 \text{ кВАр};$$

$$Q_1^{630} = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном.тр})^2 - P_{розр.НН}^2} = \sqrt{(6 \cdot 0.7 \cdot 630)^2 - 2373.12^2} = 1170.31 \text{ кВАр};$$

$$Q_1^{1000} = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном.тр})^2 - P_{розр.НН}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 1000)^2 - 1093.88^2} = 971.12 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\max.тр} = 593.21 + 1170.31 + 971.12 = 2734.64 \text{ кВАр}.$$

Сумарна потужність батареї нижче 1000 В для даної групи трансформаторів складе:

$$Q_{БК.Н1} = Q_{розрах.н} - Q_{\max.тр} = 4191.32 - 2734.64 = 1456.65 \text{ кВАр},$$

де, $Q_{розрах.н}$ – сумарне реактивне навантаження згідно розрахунку ланок до 1000 В.

За величиною $Q_{розрах.н}$ робимо висновок, що компенсація необхідна.

Додаткову сумарну потужність *БК* для ланок до 1000 В для заданої

групи трансформаторів ($Q_{БК.Н2}$) визначаємо за формулою:

$$Q_{БК.Н2} = Q_{розрах.н} - Q_{БК.Н1} - \gamma \cdot N_{тр} \cdot S_{ном.тр} = 4191.32 - 1456.68 - 0.41 \cdot (4 \cdot 400) - 0.39 \cdot (6 \cdot 630) - 0.39 \cdot (2 \cdot 1000) = -175.56 \text{ кВАр},$$

де, γ – коефіцієнт, значення якого приймається в залежності від показників K_{p1} , K_{p2} та схеми електропостачання підстанції: для радіальної схеми [15], $K_{p1} = 12$ – для центру; K_{p2} – залежить від довжини лінії електропостачання та потужності трансформатора:

$$K_{p2}^{400} = 4; K_{p2}^{630} = 7; K_{p2}^{1000} = 7; \gamma^{400} = 0.41; \gamma^{630} = 0.39; \gamma^{41000} = 0.39.$$

Тоді, сумарна потужність батареї на ланках до 1000 В рівна:

$$Q_{БК.Н} = Q_{БК.Н1} = 1465.65 \text{ кВАр}.$$

Вибираємо потужність КУ, яка близька до розрахункової реактивної потужності та показана в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Фактичне завантаження ЦТ

№ ТП	$N_{тр}$, шт	$S_{тр}$, кВА	P_{pi} , кВт	Q_{pi} , кВАр	Q'_{pi} , %	$Q_{БК.Н}$, кВАр	$Q_{БК.Н}^{факт}$, %	$S_{ТП}$, кВА	$\beta_{ТП}^{факт}$
1	2	630	859.68	857.58	32.80	477.78	536	917.85	0.726
2	2	630	845.7	1015.19	38.83	565.61	670.0	913.43	0.724
3	2	1000	1093.88	972.87	-	-	-	1463.92	0.732
4	2	400	476.62	381.77	14.60	212.67	112.5	574.12	0.717
5	2	400	473.6	359.62	13.77	200.58	112.5	556.7	0.696
6	2	630	595.21	604.29	-	-	-	848.2	0.673
Разом	10	-	4417.22	4191.32	100	1456.65	1431.0	-	-

Визначаємо потужність, яку необхідно компенсувати для кожної ТП.

Для прикладу, проведем розрахунки для ТП1:

1. Визначаємо долю реактивної потужності ТП1 в % від загальної:

$$Q_{\%} = \frac{\sum Q_p^{(ТП1)}}{Q_p} = \frac{857.58}{4191.32 - 973 - 604} = 32.8\% .$$

2. Визначаємо потужність КБ:

$$Q_{БК.Н} = Q_{\%} \cdot Q_{БК.Н} = 0.371 \cdot 2198.69 = 814.16 \text{ кВАр} .$$

Вибираємо для ТП1 конденсаторні батареї УКМ 58–04–268–67У3

на потужність 268кВАр відповідно.

3. Визначаємо фактичне завантаження трансформатора:

$$\beta_{ТПП}^{\text{факт}} = \frac{\sqrt{P_{p1}^2 + (Q_{p1} - Q_{БК.Н})^2}}{n \cdot S_{ном}} = \frac{\sqrt{859.68^2 + (857.58 - 536.0)^2}}{2 \cdot 630} = 0.726.$$

2.5.2 Визначення потужності батареї конденсаторів в мережі понад 1 кВ

Реактивне навантаження на ланках 10кВ промислових підприємств ($Q_{ВН.розр}$) проводять за формулами [16]:

$$Q_{ВН.розр} = Q_{розр.вн} + Q_{тр.н.скп.} + \Delta Q, \quad (2.10)$$

де, $Q_{розр.вн}$ – розрахункове навантаження приймачів 10кВ , кВАр ;

$Q_{тр.н.скп.}$ – некомпенсоване навантаження на ланках 1000кВ , кВАр ;

ΔQ – втрати реактивної потужності на ланках 10кВ , кВАр ,

$$Q_{тр.н.скп.} = Q_{тр.мах} - Q_{БК.Н} + \Delta Q_{тр}, \quad (2.11)$$

де, $Q_{тр.мах}$ – найбільше реактивне навантаження трансформатора, кВАр ;

$Q_{БК.Н}$ – прийнята фактична потужність $БК$ на ланках до 1000кВ , кВАр

;

$\Delta Q_{тр}$ – сумарні реактивні втрати в трансформаторах з врахуванням коефіцієнта завантаження та компенсації, кВАр .

Для кожної $РТП$ або $РП$ необхідно визначити некомпенсовану реактивну потужність.

Сумарну розрахункову реактивну потужність $БК$ на ланках 10кВ для комбінату визначаємо за умовою балансу реактивної потужності:

$$Q_{БК.ВН} = \sum_{i=1}^n Q_{ВН.розр.} - Q_{СД} - Q_{м}, \quad (2.12)$$

де, $Q_{ВН.розр.}$ – реактивне навантаження на шинах 10кВ i -го РП або ТП, кВАр;

$Q_{СД}$ – наявна потужність синхронних двигунів, кВАр;

n – кількість РП або ТП на підприємстві;

Q_m – реактивна потужність, яка передається від енергосистеми в мережу комбінату, кВАр.

Розрахункове реактивне навантаження на ланках 10кВ ($Q_{ВН.розр.}$) становить [16, 19]:

$$\sum Q_{ВН.розр.} = \sum Q_{розр.вн} - Q_{БК.Н} + \Delta Q_{тр} = (4191.32 + 244.8 - 1431.0) + (6 \cdot 28 + 2 \cdot 41 + 4 \cdot 18) = 3309.12 \text{ кВАр},$$

де, реактивні втрати в трансформаторі приймаються при коефіцієнті завантаження $\beta_{тр} = 0.7$ ($\Delta Q_{тр} = 28 \text{ кВАр}$ для трансформатора з потужністю 630 кВА; $\Delta Q_{тр} = 41 \text{ кВАр}$ для трансформатора з потужністю 1000 кВА; $\Delta Q_{тр} = 18 \text{ кВАр}$ для трансформатора з потужністю 400 кВА).

Визначаємо мінімальну реактивну потужність, яку може виробляти синхронний двигун за умови стійкої роботи [15]:

$$Q_{СД} = \frac{k_n \cdot P_{СД.ном} \cdot \text{tg} \varphi_{ном}}{\eta} = 2 \cdot \frac{1.33 \cdot 400 \cdot 0.48}{0.914} = 558.77 \text{ кВАр},$$

де, k_n – коефіцієнт перевантаження за реактивною потужністю, який залежить від завантаження синхронного двигуна активною потужністю:

$$\beta_{СД} = P_{СД.факт} / P_{СД.ном};$$

η – ККД синхронного двигуна, тип двигуна СДН-14-36-12 [19].

Сумарна реактивна потужність БК на ланках 10кВ комбінату становить:

$$Q_{БК.ВН} = Q_{ВН.розр.} - Q_{СД} - Q_m = 3309.12 - 558.77 - 1195.2 = 1555.15 \text{ кВАр}.$$

Встановлюємо регульовані КУ 10 кВ – УКЛ56-10.5-1800У3 на номінальну потужність 1800 кВАр [19].

2.6 Вибір трансформаторів ГПП

Електропостачання домобудівного комбінату здійснюється двома повітряними лініями (ПЛ) на напрузі 35 кВ. Приймачі комбінату переважно відносяться до II категорії.

Згідно таблиць 2.4 та 2.6 встановлюємо значення втрат потужностей в цехових ТП та лініях:

$$\Delta P_T = \sum \Delta P_{1-6} = 12.62 + 15.38 + 17.97 + 4.98 + 4.85 + 7.38 = 63.19 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \sum \Delta Q_{1-6} = 58.58 + 71.47 + 54.04 + 32.82 + 32.11 + 42.41 = 291.43 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{КЛ} = \sum \Delta P_{КЛ1-6} = 2.7 + 5.53 + 3.55 + 0.34 + 0.76 + 0.71 = 13.59 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{КЛ} = \sum \Delta Q_{КЛ1-6} = 0.19 + 0.39 + 0.35 + 0.02 + 0.04 + 0.05 = 1.043 \text{ кВАр}.$$

Тоді,

$$S_{p.ГПП}^H = S_{H.ЦТП}^H + \Delta S_{ГПП} = 7380 + \sqrt{(63.2 + 13.6)^2 + (291.4 + 1.04)^2} = 7681.01 \text{ кВА}.$$

Потужність трансформаторів на ГПП [13]:

$$S_{mp} = \frac{S_{p.ГПП}}{N_{mp} \cdot \beta_{mp}} = \frac{7681.01}{2 \cdot 0.7} = 5486.43 \text{ кВА},$$

де $S_{p.ГПП}$ – повна розрахункова потужність комбінату зі сторони ВН трансформаторів ГПП;

N_{mp} – число трансформаторів на ТП;

β_{mp} – коефіцієнт завантаження трансформаторів ГПП, $\beta_{mp} = 0.7$, (II категорія за надійністю електропостачання):

Приймаємо до розгляду трансформатор ТМН – 6300 / 35.

Перевіряємо на забезпечення необхідного коефіцієнта завантаження:

$$\beta = \frac{S_{розр}}{n \cdot S_{ном}} = \frac{7681.01}{2 \cdot 6300} = 0.61.$$

Як видно, $ТМН - 6300 / 35$ не забезпечує необхідного завантаження та є недовантажений. Але, при можливому розширенні виробництва, трансформатор витримає додаткове навантаження.

Перевіряємо на забезпечення одним трансформатором можливого перевантаження [13]:

$$S_{p.ГПП} < 1.4 \cdot S_{ном.тр}, \quad (2.13)$$

$$7681.01 \text{кВА} < 1.4 \cdot 6300 = 8820 \text{кВА}, \text{ умова перевірки виконується.}$$

Каталожні дані трансформатора $ТМН - 6300 / 35$ наведені в таблиці 2.8; структурна схема $ГПП$ – на рисунку 2.1.

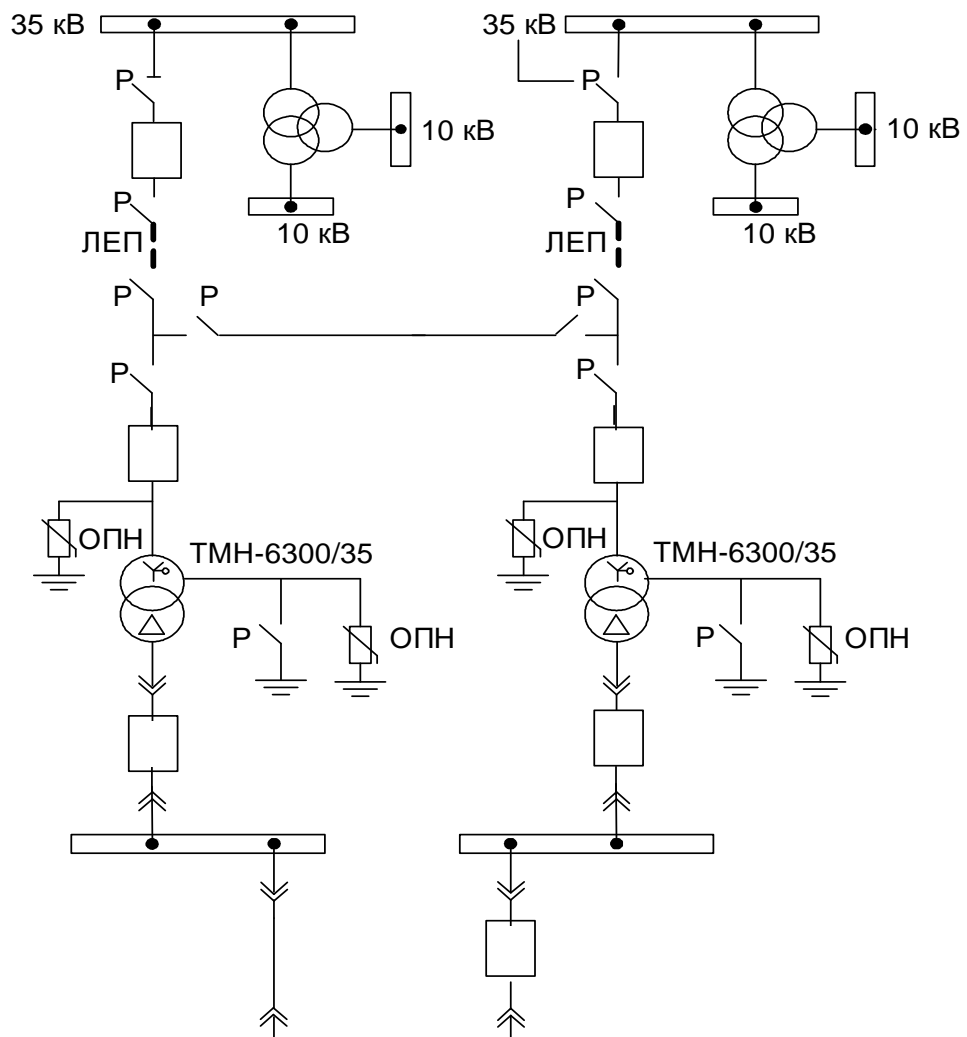


Рисунок 2.1 – Структурна схема підстанції $ГПП$.

Таблиця 2.8 – Каталогні дані трансформатора ГПП

Тип	$S_{ном},$ кВА	$U_{ном},$ кВ		$u_{кз},$ %	$P_{кз},$ кВт	$P_{хх},$ кВт	$i_{хх},$ %
		ВН	НН				
ТМН-6300/35	6300	35	10	7.5	46.5	8.0	0.8

2.7 Вибір перерізу лінії, що живить ГПП

Лінії електропостачання ГПП виконуємо повітряними проводом АС. Вибір перерізу проводимо за економічною густиною струму [19]:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}}, \quad (2.14)$$

де I_p – розрахунковий струм, А;

$j_{ек}$ – нормована густина струму, приймаємо: $j_{ек} = 1.1$ А/мм² (для алюмінієвих ізольованих проводів).

Розрахунковий струм на лінію становить [15, 19]:

$$I_p = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103.92 \text{ А.}$$

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{103.92}{1.1} = 94.45 \text{ мм}^2.$$

Найближчий переріз за стандартами $F = 120$ мм², приймаємо провід АС 120/19 з $I_{дон} = 2390$ А [19].

Перевірка перерізу [19]:

1. За допустимим струмом навантаження на нагрів і здатність перевантаження за умов:

$$I_{роз} \leq I_{дон}; \quad I_{н.ав} \leq 1.3 \cdot I_{дон},$$

$103.92 \text{ А} \leq 2390 \text{ А}$ – задовольняє умову.

$103.92 \cdot 2 = 207.84 \text{ A} \leq 1.3 \cdot 390 = 570 \text{ A}$ – задовольняє умову.

2. За механічною міцністю: $120 \text{ мм}^2 > 25 \text{ мм}^2$.

3. За допустимою втратою напруги:

$$L_{\text{дон}} = \ell_{\Delta U(1\%)} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 \geq L, \quad (2.15)$$

де $\ell_{\Delta U(1\%)}$ – довжина лінії за повного навантаження на 1% втрати напруги, км;

$\Delta U_{\text{дон}\%}$ – допустима втрата напруги, %, ($\Delta U_{\text{дон}\%} = 5\%$; $\Delta U_{\text{дон.ав}\%} = 10\%$);

$k_3 = I_{\text{дон}}/I_p$ – коефіцієнт завантаження лінії;

L – фактична довжина лінії, км;

$L_{\text{дон}}$ – допустима довжина лінії, км.

Приймаємо [19]: $\ell_{\Delta U(1\%)} = 2.05 \text{ км}$.

При нормальному режимі:

$$L_{\text{дон}} = \ell_{\Delta U(1\%)} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 = 2.05 \cdot 5 \cdot \frac{390}{103.92} = 38.44 \text{ км} \geq 6 \text{ км}.$$

В після аварійному режимі:

$$L_{\text{дон}} = \ell_{\Delta U(1\%)} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 = 2.05 \cdot 10 \cdot \frac{390}{2 \cdot 103.92} = 38.44 \text{ км} \geq 6 \text{ км};$$

Переріз проводу проходить за допустимою втратою напруги.

На стороні 35 кВ для забезпечення необхідної надійності встановлюємо провід АС – 120/19.

2.8 Висновки до другого розділу

Для означення захисного обладнання на ланках 35 кВ, 10 кВ та забезпечення надійності електропостачання комбінату проведені повні розрахункові потужності відділень/цехів за коефіцієнтом попиту з урахуванням високовольтного навантаження та освітлення.

За результатами розрахунку навантаження за відділеннями/цехами

комбінату побудовано картограму навантажень, визначено центр електричних навантажень. Місце встановлення *ГПП* вибрано неподалік це *ЦЕН* у зоні розсіювання (троянди вітрів).

Визначено число та потужність *ЦТ* та здійснено їх розподіл за відділеннями підприємства з урахуванням категорії надійності.

Електропостачання *ЦТ* здійснюється кабельними лініями напругою *10 кВ ААшВ*.

Електропостачання комплексу здійснюється від енергосистеми повітряною *ЛЕП* напругою *35 кВ*. Лінія виконана проводом *АС – 120*. На *ГПП*, з метою забезпечення надійності електропостачання споживачів другої категорії, встановлюються два трансформатори *ТДН – 6300 / 35*. Його коефіцієнт завантаження за фактичним навантаженням трохи нижчий за норму, але при розширенні виробництва, вибрані трансформатори здатні забезпечити підключення до себе додаткових навантажень без перевантаження трансформаторів.

Вибір трансформаторів проведено з урахуванням компенсації реактивної потужності для підприємства шляхом встановлення *КБ*.

Як закритий розподільний пристрій були прийняті комірки *КРУ*, які дозволяють безпечно здійснювати обслуговування, ремонт та заміну елементів високовольтного обладнання.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок короткого замикання на ланках мережі вище 1000 В

Короткі замикання (*КЗ*) в електричних системах виникають при порушенні ізоляції струмопровідних елементів електричних пристроїв, внаслідок її природного старіння (зношення), що своєчасно не виявлено шляхом профілактичних випробувань або пошкоджень при експлуатації [15].

Можливі пошкодження ізоляції при перенапругах, наприклад, при прямих ударах блискавки в проводи повітряних ліній (*ПЛ*) або розподільні пристрої (*РП*).

Обчислення струмів короткого замикання необхідне: при виборі електроустаткування та засобів обмеження струмів короткого замикання; при проектуванні релейного захисту (*РЗ*).

Розрахунок струмів *КЗ* ведемо у відносних одиницях. Для цього всі розрахункові дані приводимо до базисної напруги та базової потужності [15].

Для спрощення розрахунків приймають низку припущень:

- трифазну систему вважаємо симетричною;
- не враховуємо насичення магнітних систем, що дозволяє вважати всі ланцюги лінійними, отже, можна застосувати принцип накладання;
- нехтуємо струмами намагнічування силових трансформаторів і ємнісними провідностями всіх елементів короткозамкненої мережі (крім повітряних ліній 330 кВ та вище й кабельних ліній (*КЛ*) 110 кВ та вище);
- протягом усього процесу *КЗ*, електрорушійні сили (*ЕРС*) генераторів системи збіжні за фазою;
- *ЕРС* усіх джерел живлення, значно віддалених від місця *КЗ*, вважаємо незмінними.

Для розрахунку струмів *КЗ* складаємо розрахункову схему – спрощена однолінійна схема електроустановки, в якій враховуються всі джерела живлення, трансформатори, повітряні лінії (*ПЛ*) та кабельні лінії. Вона

наведена на рисунку 3.1.

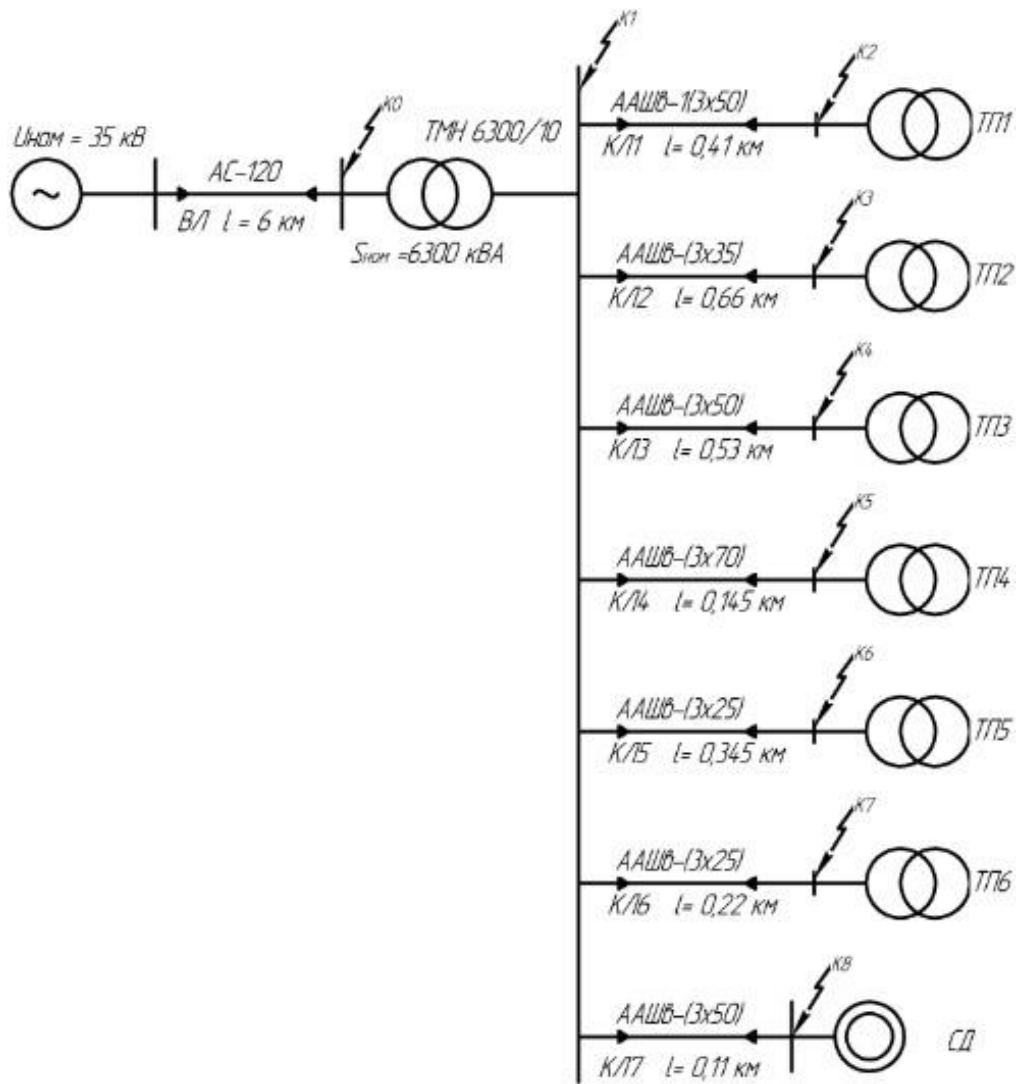


Рисунок 3.1 – Спрощена однолінійна схема електроустановки.

Приймаємо базисну потужність $S_{\sigma} = 100 \text{ MVA}$ та середня напруга з точками КЗ $U_{\sigma 1} = 37 \text{ кВ}$, $U_{\sigma 2} = 10,5 \text{ кВ}$.

1. Опори для ПЛ 35кВ лінії [16]:

$$r_{ел} = \frac{r_0 \cdot \ell \cdot S_{\sigma}}{n_l \cdot U_{\sigma 1}^2} = \frac{0.261 \cdot 6 \cdot 100}{2 \cdot 37^2} = 0.057 \text{ у.о.};$$

$$x_{ел} = \frac{x_0 \cdot \ell \cdot S_{\sigma}}{n_l \cdot U_{\sigma 1}^2} = \frac{0.309 \cdot 6 \cdot 100}{2 \cdot 37^2} = 0.0677 \text{ у.о.},$$

де, $\ell = 6 \text{ км}$ – довжина ПЛ;

$U_{\delta 1}$ – базисна напруга даного ступеня трансформації, κB ;

$r_0 = 0.261 \text{ Ом} / \text{ км}$ – активний опір проводу $AC - 120$ [16];

$x_0 = 0.309 \text{ Ом} / \text{ км}$ – індуктивний опір проводу $AC - 120$ [16].

2. Опір трансформатора $TMH - 6300 / 35 \text{ кВА}$:

$$x_{\text{тр.ГПП}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{100}{6.3} = 1.19 \text{ у.о.}$$

де $S_{\text{ном.тр}} = 6.3 \text{ МВА}$ – номінальна потужність трансформатора;

$U_{\text{кз}} = 7.5\%$ – напруга $K3$ трансформатора.

Значенням активного опору нехтуємо.

3. Опори кабельної лінії $KL1$:

$$r_{\text{KL1}} = \frac{r_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.894 \cdot 0.41 \cdot 100}{10.5^2} = 0.332 \text{ у.о.};$$

$$x_{\text{KL1}} = \frac{x_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.0637 \cdot 0.41 \cdot 100}{10.5^2} = 0.024 \text{ у.о.},$$

де $\ell = 0.410 \text{ км}$ – довжина кабельної лінії;

$U_{\delta 2}$ – базисна напруга даного ступеня трансформації, κB ;

$r_0 = 0.894 \text{ Ом} / \text{ км}$ – активний опір кабелю $ААШв 3 \times 35$ [16];

$x_0 = 0.0637 \text{ Ом} / \text{ км}$ – індуктивний опір кабелю $ААШв 3 \times 35$ [16].

4. Опори кабельної лінії $KL3$:

$$r_{\text{KL3}} = \frac{r_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.625 \cdot 0.53 \cdot 100}{10.5^2} = 0.30 \text{ у.о.};$$

$$x_{\text{KL3}} = \frac{x_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.0625 \cdot 0.53 \cdot 100}{10.5^2} = 0.03 \text{ у.о.},$$

де $\ell = 0.53 \text{ км}$ – довжина кабельної лінії;

$U_{\delta 2}$ – базисна напруга даного ступеня трансформації, κB ;

$r_0 = 0.625 \text{ Ом} / \text{ км}$ – активний опір кабелю $ААШв 3 \times 50$ [16];

$x_0 = 0.0625 \text{ Ом} / \text{ км}$ – індуктивний опір кабелю $ААШв 3 \times 50$ [16].

Схема заміщення представлена на рисунку 3.2.

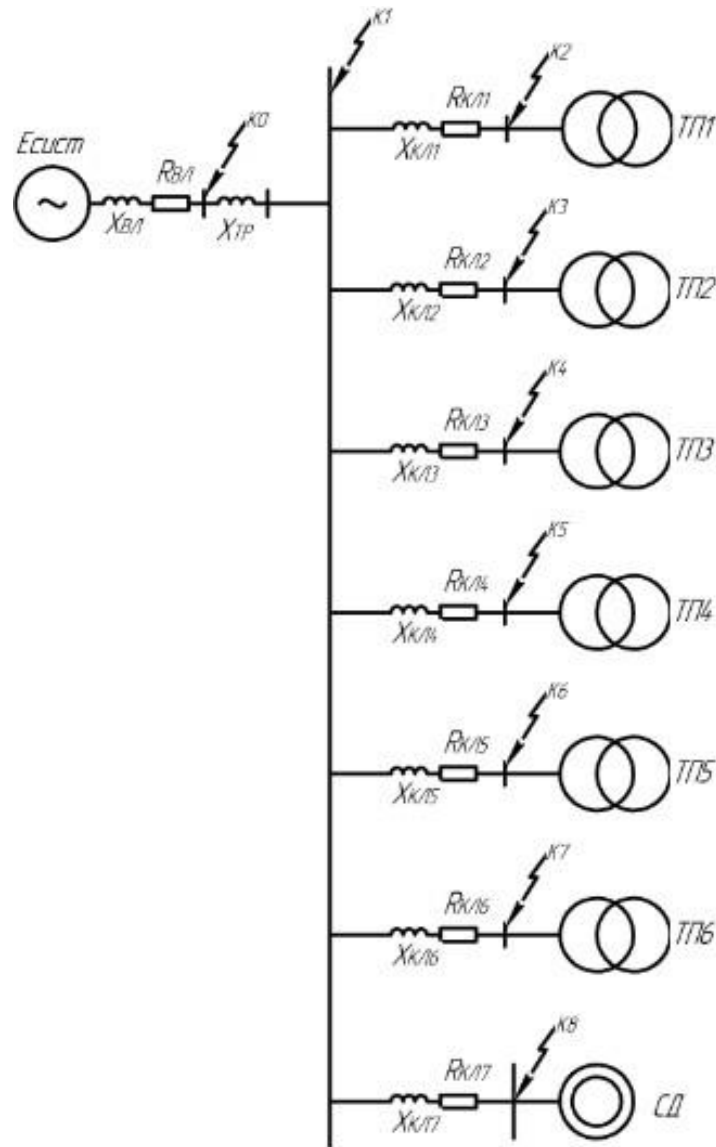


Рисунок 3.2 – Схема замощення.

Розрахунки для контрольних точок.

Точки К0:

Базовий струм [16]:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1.562 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.499 \text{ кА}.$$

Сумарні опори для точки К0:

$$Z_{рез} = \sqrt{(r_{нл})^2 + (x_{нл})^2} = \sqrt{0.068^2 + 0.057^2} = 0.089 \text{ у.о.}$$

Початкове значення періодичної складової трифазного КЗ :

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез}} = \frac{1.562}{0.089} = 17.586 \text{ кА.}$$

Ударний коефіцієнт $k_{y\delta} = 1.08$ [16].

Ударний струм КЗ :

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.08 \cdot 17.586 = 26.86 \text{ кА.}$$

Точка К1 :

Сумарні опори для точки К1 :

$$Z_{рез} = \sqrt{(r_{нл})^2 + (x_{нл} + x_{mp})^2} = \sqrt{0.057^2 + (0.068 + 1.19)^2} = 1.259 \text{ у.о.}$$

Початкове значення періодичної складової трифазного КЗ :

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{Z_{рез}} = \frac{5.505}{1.259} = 4.366 \text{ кА.}$$

Ударний коефіцієнт $k_{y\delta} = 1.71$ [16].

Ударний струм КЗ :

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.85 \cdot 4.366 = 9.139 \text{ кА.}$$

Точка К8 :

Результуючий опір для точки КЗ :

$$\begin{aligned} Z_{рез} &= \sqrt{(r_{нл} + r_{КЛ7})^2 + (x_{нл} + x_{mp} + x_{КЛ7})^2} = \\ &= \sqrt{(0.118 + 0.062)^2 + (0.135 + 1.19 + 0.006)^2} = 1.270 \text{ у.о.} \end{aligned}$$

Початкове значення періодичної складової трифазного КЗ :

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{Z_{рез}} = \frac{5.499}{1.270} = 4.330 \text{ кА.}$$

Ударний коефіцієнт $k_{y\delta} = 1.72$ [16].

Ударний струм КЗ :

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.72 \cdot 4.330 = 10.533 \text{ кА.}$$

Значення струму $K3$ від CD :

Номинальний струм CD становить [15]:

$$I_{н.СД} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.9 \cdot 0.96} = 133.8 \text{ кА}.$$

Струм $K3$ від CD :

$$I_{кз.СД} = \frac{E'' \cdot I_{н.СД}}{x''} = \frac{1.1 \cdot 56.15}{0.2} = 0.308 \text{ кА};$$

де $E'' = 1.1$ у.о. – зверх перехідна EPC CD ;

$x'' = 0.2$ у.о. – зверх перехідний індуктивний опір CD ;

$I_{н.СД} = 56.15$ А – номинальний струм CD .

Розраховуємо параметри синхронних двигунів [17]:

Для $MS1$:

$$S_{н.МS1} = \frac{P_{ном}}{\eta \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{0.8}{0.96 \cdot 0.9} = 0.956 \text{ МВА};$$

$$R_{*СД.МS1} = \left[0.25 \cdot (1 - \eta_{ном}) \cdot \cos \varphi_{ном} \right] \cdot \left(\frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \right) = \\ = \left[0.25 \cdot (1 - 0.960) \cdot 0.9 \right] \cdot \left(\frac{10^2}{0.956} \right) = 0.762 \text{ в.о.}$$

$$X_{*СД.МS1}'' = \left\{ \frac{1}{I_{*н.}} \cdot \sqrt{\left(1 - \frac{M_{*н.} \cdot \cos \varphi_{ном}}{I_{*н.}} \right)^2} \right\} = \\ \left\{ \frac{1}{6.70} \cdot \sqrt{\left(1 - \frac{2.01 \cdot 0.9}{6.70} \right)^2} \right\} = 0.107 \text{ в.о.}$$

$$R_{*СД.МS1,2(\delta)} = R_{*СД.МS1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = 0.762 \cdot \frac{100}{10.5^2} \text{ в.о.}$$

$$X_{*СД.МS1,2(\delta)}'' = X_{*СД.МS1}'' \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} \cdot \left(\frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \right) = 0.107 \cdot \frac{100}{10.5^2} \cdot \left(\frac{10^2}{0.956} \right) = 10.088 \text{ в.о.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт CD :

$$T_{MS1} = \frac{X_{MS1}}{314 \cdot R_{MS1}} = \frac{10.09}{314 \cdot 0.691} 0.047;$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\left(\frac{-0.01}{T_{MS1}}\right)} = 1 + e^{\left(\frac{-0.01}{0.047}\right)} = 1.81$$

Тоді, ударний струм:

$$i_{y\partial.CД} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial.CД} \cdot I_{кз.CД}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.81 \cdot 0.308 = 0.788 \text{ кА}.$$

Враховуючи додаткову потужність від *СД*, *КЗ* в точці *К7*:

$$I_{кз\Sigma}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} + I_{кз.CД} = 4.330 + 0.308 = 4.638 \text{ кА}.$$

Ударний струм *КЗ*:

$$i_{y\partial} = i_{y\partial} + i_{y\partial.CД} = 10.533 + 0.788 = 11.321 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів *КЗ* зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунки струмів *КЗ* в точці *КЗ*

Лінія	Приймач	Точка <i>КЗ</i>	$R_{КЛ}$, в.о.	$X_{КЛ}$, в.о.	$Z_{рез.КЛ}$, в.о.	$I_{кз}^{(3)}$, кА	x/r	$k_{y\partial}$	$i_{y\partial КЗ}$, кА
<i>КЛ1</i>	<i>ТП1</i>	<i>К2</i>	0.332	0.024	1.341	4.067	3.32	1.38	8.118
<i>КЛ2</i>	<i>ТП2</i>	<i>К3</i>	0.535	0.038	1.394	3.945	2.13	1.22	6.807
<i>КЛ3</i>	<i>ТП3</i>	<i>К4</i>	0.300	0.030	1.460	3.767	1.88	1.19	7.191
<i>КЛ4</i>	<i>ТП4</i>	<i>К5</i>	0.164	0.009	1.286	4.276	5.73	1.57	9.495
<i>КЛ5</i>	<i>ТП5</i>	<i>К6</i>	0.391	0.021	1.355	4.058	2.85	1.32	7.576
<i>КЛ6</i>	<i>ТП6</i>	<i>К7</i>	0.178	0.013	1.292	4.225	5.41	1.53	9.207
<i>КЛ7</i>	<i>СД</i>	<i>К8</i>	0.062	0.006	1.270	4.638	10.59	1.72	11.321

Попередні значення перерізів *КЛ* що проходять до *ТП* (таблиця 2.4) перевіряємо на термічну стійкість (*КЗ* на початку лінії).

Лінія *КЛ1*:

Мінімально допустимий переріз провідника згідно вказаної умови визначаємо за формулою [16]:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (3.1)$$

де C_T – коефіцієнт, який залежить від допустимої температури при $KЗ$, матеріалу провідника (кабелі 10 кВ з алюмінієвими проводами), $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$;

B_k – тепловий імпульс струму $KЗ$, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_k = (I_{n.c.})^2 \cdot (t_{np} + T_a), \quad (3.2)$$

де $I_{n.c.} = 4.067 \text{ кА}$ – початкове діюче значення періодичної складової струму $KЗ$ при розрахунку $KЗ$ в точці $K2$;

t_{np} – час відімкнення вимикача або приведений час відключення струму $KЗ$, с:

$$t_{np} = t_{pz} + t_{відкл}, \quad (3.3)$$

де $t_{pz} = t_{pz.min} + \Delta t_c$, схема внутрішньої системи електроживлення підприємства двоступенева, тому приймаємо для $KЛ1$ $t_{pz} = 0.01 \text{ с}$, так як перша ступінь $t_{np} = t_{pz} + t_{відкл} = 0.01 + 0.005 = 0.065 \text{ с}$,

тут $t_{pz.min}$ – мінімальний час дії $PЗ$, $t_{pz.min} = 0,01 \text{ с}$ для першої ступені;

$t_{відкл} = 0.055 \text{ с}$ для вимикача 10 кВ ВБПС – 10;

T_a – постійна часу затухання аперіод. складової струму $KЗ$ [16]:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{III} + x_{mp} + x_{KЛ1}}{\omega \cdot (r_{III} + r_{KЛ1})} = \frac{0.135 + 1.19 + 0.024}{314 \cdot (0.118 + 0.332)} = 0,009 \text{ с}$$

Визначаємо тепловий імпульс струму:

$$B_K = (I_{кз.K2}^{(3)})^2 \cdot (t_{np} + T_a) = 4.067^2 \cdot (0.065 + 0.009) = 1.224 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Мінімальний переріз жили кабелю лінії $KЛ1$:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{1.224 \cdot 10^6}}{90} = 12.29 \text{ мм}^2 < F_{факт} = 35 \text{ мм}^2.$$

Прийнятий переріз проходить за нагрівом струмами $K3$. Для інших кабельних ліній розрахунок робимо аналогічно. Результати зводимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Перевірка кабельних ліній розподільної мережі 10 кВ

№ лінії	Призначення	I_p , А	$F_{ек}$, мм ²	$I_{доп}$, А	Марка кабелю та переріз	F_{min} , мм ²	Спосіб прокладки
КЛ1	ГПП – ТП1	36.42	26,0	115	ААШв – (3×35)	12.29	у каналах
КЛ2	ГПП – ТП2	36.37	26,0	115	ААШв – (3×35)	12.01	у каналах
КЛ3	ГПП – ТП3	57.73	41,2	140	ААШв – (3×50)	11.46	у каналах
КЛ4	ГПП – ТП4	23.09	16,5	90	ААШв – (3×25)	13.01	у каналах
КЛ5	ГПП – ТП5	23.09	16,5	90	ААШв – (3×25)	12.35	у каналах
КЛ6	ГПП – ТП6	36.37	26,0	115	ААШв – (3×35)	12.86	у каналах
КЛ7	ГПП – СД	56.15	40,1	105	ААШв – (3×50)	14.11	у каналах

В результаті перевірки за нагрівом, умови вибору виконуються для всіх ліній.

3.2 Вибір перерізу ліній на ланках 0.4 кВ до розподільчих пунктів

Вибір перерізів проводів електропостачання ланок 0.4 кВ здійснюється за умовою нагріву при допустимому струмовому навантаженні. Також, проводиться перевірка ліній за допустимою втратою напруги [17].

Для системи електропостачання РП приймаємо провід марки ААВГнг з вкладанням по стінах приміщень відділень. Електропостачання здійснюємо радіальними лініями.

Як приклад, проведемо розрахунки для лінії від ТП1 до РП1.

Потужність навантаження РП1: $P_p = 109.25$ кВт; $Q_p = 110.36$ кВар;
 $S_p = 155.3$ кВА.

Розрахунковий струм РП1:

$$I_p = \frac{S_p}{n_{\psi} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{155.3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.38} = 235.95 \text{ А.}$$

Намічаємо провід марки $СИП-2-1(3 \times 95 + 1 \times 95)$ з $I_{дон} = 300 \text{ А}$ [16].

Виконуємо перевірку наміченого проводу за:

– нагрівом розрахунковим струмом:

$$I_{дон} = 300 \text{ А} > I_p = 235.95 \text{ А};$$

– допустимою втратою напруги:

$$\Delta U_{p\%} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot \ell = 0.13 \cdot 235.95 \cdot 0.090 = 2.76 < 5\% .$$

де ℓ – довжина лінії, що проектується;

ΔU – втрати напруги в трифазній мережі, $\%/(A \cdot \text{км})$.

Прийнятий кабель проходить за результатом перевірки. На інших ділянках результати зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Вибір та перевірка проводів 0.4 кВ ділянок РП

Ділянка	I_p , А	$I_{дон}$, А	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	$\cos \varphi$	Марка та переріз провідника	ℓ , м	ΔU_0 , $\%/(A \cdot \text{км})$	ΔU_p , $\%/(A \cdot \text{км})$
ТП1 – РП1	235.9	308	109.2	110.4	155.3	0.70	ААВГнГ – 1(4×150)	90	0,130	2.76
ТП1 – РП2	134.2	161	213.5	281.8	353.5	0.60	ААВГнГ – 4(4×50)	175	0.119	2.79
ТП1 – РП3	146.1	161	307.1	231.7	384.7	0.80	ААВГнГ – 4(4×50)	130	0.141	2.69
ТП1 – РП4	113.5	129	52.7	53.1	74.8	0.70	ААВГнГ – 4(4×35)	89	0.313	3.15
ТП2 – РП5	260.1	354	395.4	558.9	684.7	0.58	ААВГнГ – 6(4×185)	42	0.119	1.29
ТП2 – РП6	97.2	129	45.2	45.3	64.0	0.71	ААВГнГ – 1(4×35)	279	0.227	4.58
ТП2 – РП7	98.7	129	46.0	45.9	64.9	0.71	ААВГнГ – 1(4×35)	203	0.227	4.56
ТП2 – РП8	88.7	106	164.4	165.8	233.5	0.70	ААВГнГ – 4(4×25)	222	0.169	3.32
ТП2 – РП9	212.7	235	196.7	199.3	280.0	0.70	ААВГнГ – 2(4×95)	34	0,130	0.94
ТП3 – РП10	145.6	161	287.5	253.5	383.3	0.75	ААВГнГ – 4(4×50)	60	0.313	2.73
ТП3 – РП11	113.8	129	46.2	59.0	74.9	0.62	ААВГнГ – 1(4×35)	63	0.276	1.94
ТП3 – РП12	157.2	161	82.1	62.9	103.5	0.79	ААВГнГ – 1(4×50)	39	0.185	1.14
ТП4 – РП13	187.3	235	393.3	297.5	493.1	0.80	ААВГнГ – 4(4×50)	47	0.185	1.63
ТП6 – РП14	275.9	308	254.7	259.0	363.2	0.70	ААВГнГ – 2(4×150)	47	0,130	1.68
ТП6 – РП15	214.8	235	198.8	201.2	282.8	0.70	ААВГнГ – 2(4×95)	25	0,130	0.66

3.3 Зовнішнє електропостачання домобудівного комбінату

Знижувальна підстанція складається із трьох основних частин: відкритого розподільчого пристрою (ВРП) 35 кВ; силового трансформатора; закритого розподільчого пристрою (ЗРП) 10 кВ.

У роботі розглядається варіант тупикової підстанції. Основними елементами *ВРП* є: роз'єднувачі та короткозамикачі; вимірювальні трансформатори струму та напруги; високовольтний вимикач.

Основним елементом знижувальної підстанції служить силовий трансформатор з напругою первинної обмотки 35 кВ .

Для розподілу електроенергії на напрузі 10 кВ необхідно вибрати ЗРП. Розмір цього пристрою безпосередньо залежить від кількості приєднань на даній напрузі. Кожне приєднання до шин 10 кВ потребує окрему комірку *КРП*. У загальному випадку, для нормального функціонування розподільної мережі потрібно не тільки підключити всі цехові трансформаторні підстанції, але і пристрої компенсації реактивної потужності 10 кВ , вимірювальні трансформатори 10 кВ і залишити місця під резервні лінії.

3.3.1 Розробка схеми зовнішнього електропостачання

Усі види апаратів вибираються відповідно до обчислених максимальних розрахункових величин для нормального режиму та режимів *КЗ*. Для їх вибору проводимо порівняння зазначених розрахункових величин з значеннями високовольтного обладнання, що допускаються. Складаємо таблицю порівняння зазначених розрахункових та допустимих величин. При цьому для забезпечення надійної безаварійної роботи розрахункові величини повинні бути меншими за допустимі.

Приймаємо схему зовнішнього електропостачання у вигляді двох блоків з вимикачами $Q1$ та $Q2$ і неавтоматичною перемичкою [18]. При порушенні в трансформаторі $T1$ спрацює захист і подає сигнал на відключення вимикача у ланцюгах трансформатора на низькій $Q4$ та високій $Q2$ сторонах. Секційний вимикач на низькій стороні $Q5$ підключить секцію, що залишилася без напруги.

Роз'єднувачі $QS3$ та $QS4$ у ремонтній перемичці нормально відключені. У разі виведення в ремонт трансформатора $T2$ або вимикача в ланцюзі трансформатора $Q2$ або $Q4$ є можливість залишити в роботі обидві лінії живлення шляхом включення роз'єднувачів перемички $QS3$ та $QS4$. Причому, спочатку вмикається перемичка, а потім відключаються ланцюги трансформатора. Схема представлена рисунку 3.3.

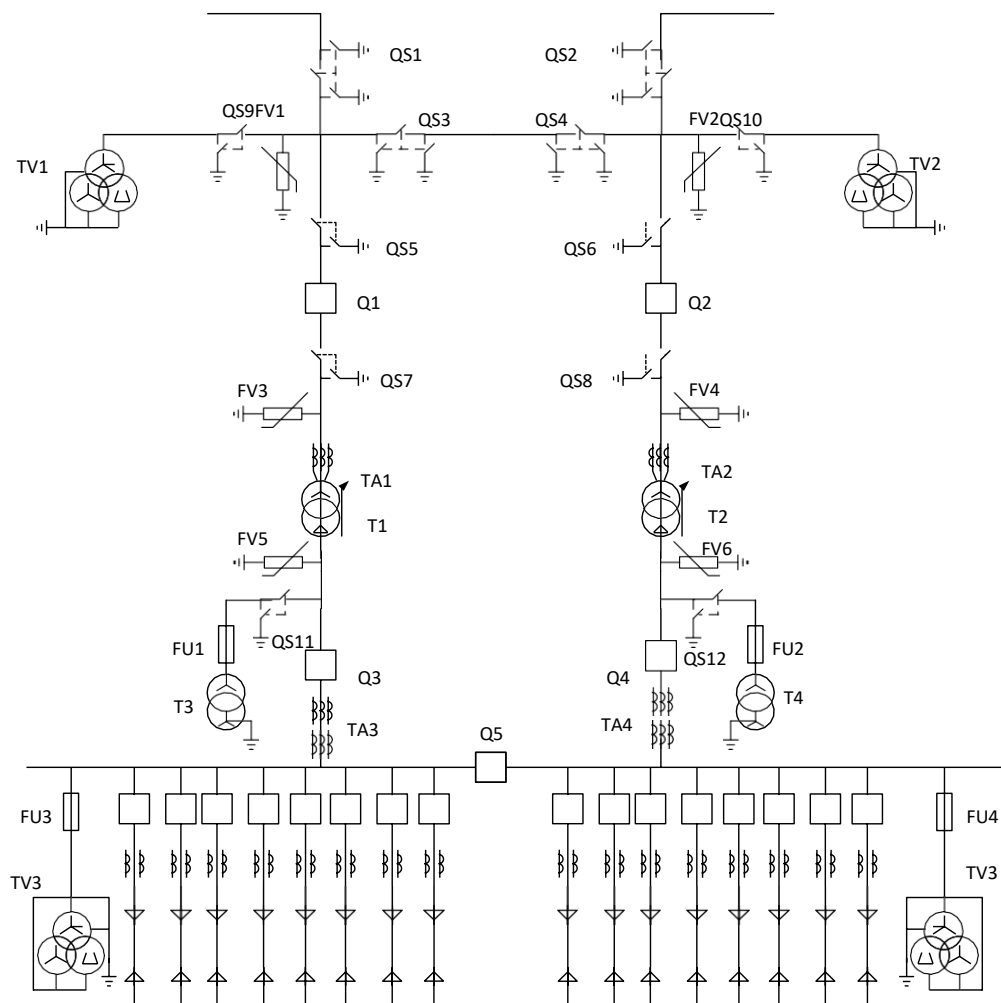


Рисунок 3.3 – Схема зовнішнього електропостачання

3.3.2 Вибір силового обладнання

Для забезпечення надійної роботи системи електропостачання домобудівного комбінату на ланках 35 кВ, 10 кВ та лініях до РП потрібно виконати перевірку отриманих розрахункових значень щодо допустимих значень та здійснити вибір обладнання.

Високовольтне обладнання підбираємо згідно схеми ГПП (рисунок 3.3).

3.3.2.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Вимикачі на стороні 35 кВ (Q1 та Q2).

Попередньо вибираємо вимикач *ВМУЕ – 35Б – 25 / 1250* [19] високовольтний мало масляний вимикач, для встановлення у відкритих та закритих РП та комутації електричних ланцюгів при нормальних та аварійних режимах.

Вимикач *ВМУЕ – 35Б – 25 / 1250* містять привід *ПЕМУ – 800*.

Робочий струм у цьому випадку – номінальний струм трансформатора.

Визначаємо струм на лініях електропостачання [19]:

Нормальний режим:

$$I_{розр.} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103.923 \text{ А.}$$

Аварійний режим (відключення однієї лінії):

$$I_{н.ав} = 2 \cdot I_{розр.} = 2 \cdot 103.923 = 207.846 \text{ А.}$$

Визначаємо тепловий імпульс струму *КЗ*:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{ПЛ}}{\omega \cdot r_{ПЛ}} = \frac{0.135}{314 \cdot 0.118} = 0,0036 \text{ с};$$

$$B_K = \left(I_{кз.К0}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{пр} + T_a) = 8.678^2 \cdot (0.655 + 0.0036) = 49.597 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В таблиці 3.4 приводимо розрахункові та довідкові дані.

Таблиця 3.4 – Вибір високовольтного вимикача

Розрахункові параметри	Умови	Довідкові дані
За напругою		
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 103,92 \text{ А}$	$I_{ав} < I_{ном}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$I_{н.в} = 8,678 \text{ кА}$	$I_{К1} \leq I_{дин}$	$I_{ном.відк} = 25 \text{ кА}$
$i_{уд} = 5,105 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 64 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 49,597 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вимикач *ВМУЕ – 35Б – 25 / 1250* проходить усі етапи перевірки.

Вимикачі на стороні 10 кВ (Q3 – Q5).

Проведемо вибір високовольтного вимикача на низькій стороні ГПП та секційного вимикача

Робочий струм, номінальний струм трансформатора.

Визначаємо струм на лініях електропостачання [19]:

$$I_{н.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 365.731 \text{ А} \text{ – для } Q5;$$

$$I_{н.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 727.461 \text{ А} \text{ – для } Q3, Q4.$$

Розраховуємо тепловий імпульс струму КЗ:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{нл} + x_{тр}}{\omega \cdot r_{нл}} = \frac{0.339 + 1.19}{314 \cdot 0.296} = 0,016 \text{ с};$$

$$B_K = \left(I_{кз.К2}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{тр} + T_a) = 4.139^2 \cdot (0.655 + 0.016) = 11.495 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Знаючи початкове значення періодичної складової струму КЗ і ударний струм КЗ, виберемо високовольтний вимикач. Приймаємо до встановлення вимикач марки ВБПС-10 [19]

В таблиці 3.5 приводимо розрахункові та довідкові дані.

Таблиця 3.5 – Вибір високовольтного вимикача

Розрахункові параметри	Умови	Довідкові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 727,361 \text{ А}$	$I_{ав} < I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$I_{н.в} = 4,139 \text{ кА}$	$I_{К1} \leq I_{дин}$	$I_{ном.відк} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 10,01 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 32 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 11,495 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На РП передбачаємо встановлення секційного вакуумного вимикача типу *ВВ/TEL*, призначені для роботи всередині приміщення (*Q5*) [19].
Приймаємо вимикач *ВР/TEL-10-20/1000-У*.

Вибір ввідного та секційного вакуумного вимикача за розрахунковими та довідковими даними наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Вибір ввідного та секційного вакуумного вимикача типу *ВВ/TEL*

Розрахункові параметри	Умови	Довідкові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 363,731 \text{ А}$	$I_{ав} < I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$I_{н.в} = 4,139 \text{ кА}$	$I_{К1} \leq I_{дин}$	$I_{ном.відк} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 10,01 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 52 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 11,495 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Перевірка виконання всіх умов успішна.

Вибір високовольтних роз'єднувачів (*QS1-QS10*).

Вибір проводимо за струмом лінії:

– $QS1-QS2$ – в після аварійному режимі – $I_{ном} \geq I_{п.ав} = 207.8 \text{ A}$;

Вибираємо роз'єднувач $РДЗ-1-35/1000-УХЛ1$ (горизонтально-поворотний тип).

– $QS3-QS8$ – в номінальному режимі – $I_{ном} \geq I_{розр.} = 103.91 \text{ A}$;

Вибираємо роз'єднувач $РДЗ-1-35/1000-УХЛ1$ (горизонтально-поворотний тип).

– $QS9-QS10$ – для трансформатора напруги $ТН 35 \text{ кВ}$ проводимо за здатністю на відключення (номінальний струм в первинній обмотці незначний – $S_{max} = 1600 \text{ Вт}$):

$$I_{ном.ТН} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 0.03 \text{ A}.$$

Вибір роз'єднувачів за розрахунковими та довідковими даними наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Умови перевірки роз'єднувача

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$QS1-QS2:$ $I_{ав} = 207,84 \text{ A}$ $QS3-QS8:$ $I_{розр} = 103,91 \text{ A}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ A}$
За електродинамічною стійкістю		
$i_{yd} = 12,763 \text{ кА}$	$i_{yd} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 63 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 12,76^2 \cdot 3 = 488,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибираємо роз'єднувач $РДЗ-1-35/1000-УХЛ1$ (горизонтально-поворотний тип).

3.3.2.2 Вибір контрольно-вимірювальних приладів на підстанції

Контроль за режимами роботи основного та допоміжного обладнання на підстанціях здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів. Виберемо необхідний склад обладнання.

Як вимірювальні прилади, що підключаються, вибираємо: амперметр і вольтметр на стороні 35 кВ; амперметр, вольтметр, ватметр, лічильники активної та реактивної потужності в РП 10 кВ.

Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Трансформатори струму (ТС) призначені для пониження первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів та реле, а також для відокремлення ланцюгів вимірювання та захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Основними приладами, які підключаються до трансформаторів струму на ГПП є амперметри, ватметри, варметри, лічильники активної та реактивної енергії [19]. Навантаження трансформаторів струму представлено таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Навантаження трансформаторів струму

Місце встановлення	Прилад	Тип	Навантаження, $B \cdot A$		
			A	B	C
Сторона ВН трансформатора ГПП	Амперметр	$E - 350$	0,5	–	0,5
	Амперметр	$E - 350$	0,5	–	0,5
Разом:			1,0	–	1,0
Сторона НН трансформатора ГПП	0,5	$E - 350$	–	0,5	–
	Ватметр	$D - 335$	0,5	–	0,5
	Варметр	$D - 335$	0,5	–	0,5
	Лічильник W	$SET - 4TM$	2,5	–	2,5
	Лічильник V	$SET - 4TM$	2,5	–	2,5
Разом:			6,0	0,5	6,0

Намічаємо трансформатори струму $T\Phi 3M35B-U1$ та $TШЛ-10-U3$.

Параметри трансформатора струму наведено у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Параметри трансформаторів струму

№	Параметр	Значення	
		$T\Phi 3M$	$TШЛ$
1	Тип	$T\Phi 3M$	$TШЛ$
2	Номинальна напруга, $U_{ном}, кВ$	35	10
3	Номинальний струм, $I_{ном}, А$	100	2000
4	Номинальний струм $ТС$ (вторинна обмотка), $I_2, А$	5	5
5	Струм електродинамічної стійкості, $i_{дин}, кА$	21	–
6	Струм термічної стійкості, $I_{тер}, кА$	4,7	–
7	Кратність	–	35
8	Тривалість протікання струму, $t_{тер}, с$	3	3
9	Навантаження трансформатора струму (вторинна обмотка) $Z_{2ном}, Ом$	1,2	0,8
10	Клас точності	0,5	0,5
11	Кліматичне виконання	У1	У3

Проведемо вибір трансформатора струму на стороні $ВН$ трансформатора $ГПП$. З таблиці 3.7 видно, що найбільш завантажені фази A та C . Проведемо за цими фазами розрахунок.

Перевірка трансформатора струму [20]:

– за напругою встановлення: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $U_{уст} = 35 кВ$; $U_{ном} = 35 кВ$;

– за струмом: $I_{max} \leq I_{ном}$:

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5770.04}{\sqrt{3} \cdot 35} = 95.18 А < I_{ном} = 100 А;$$

– за навантаженням на обмотці $НН ТС$: $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

Загальний опір приладів, які підключаються до $ТС$:

$$r_{прил.} = \frac{S_{прил.}}{I_2^2} = \frac{1.0}{5^2} = 0.04 Ом,$$

де $S_{прил.}$ – потужність, що споживається приладами, $В \cdot А$.

Допустимий опір провідників:

$$r_{пр.доп} = z_{2ном} - r_{прил.} - r_{конт.} = 1.2 - 0.04 - 0.05 = 1.11 \text{ Ом}.$$

де $r_{конт.}$ – опір контактів, ($r_{конт.} = 0.05 \text{ Ом}$ – при підключенні до трьох приладів; $r_{конт.} = 0.1 \text{ Ом}$ – якщо кількість приладів більше трьох).

Для приєднання приладів до $ТС$ використовуємо кабель з алюмінієвими жилами. Розрахунковий переріз кабелю:

$$q_{розр.} = \frac{\rho \cdot \ell_{пр.}}{r_{пр.}} = \frac{0.0283 \cdot 8}{1.11} = 0.2 \text{ мм}^2,$$

де ρ – питомий опір алюмінієвого проводу, Ом/мм^2 ;

$\ell_{пр.}$ – довжина проводу, м .

Приймаємо кабель $АКРВГ$ перерізом $q = 4 \text{ мм}^2$.

Тоді, опір кабелю становить:

$$r_{пр.} = \frac{\rho \cdot \ell_{пр.}}{q} = \frac{0.0283 \cdot 8}{4} = 0.057 \text{ мм}^2,$$

а вторинне навантаження $ТС$:

$$z_2 \approx r_2 = r_{прил.} + r_{пр.} + r_{конт.} = 0.04 + 0.057 + 0.05 = 0.147 \text{ Ом} < z_{2ном} = 1.2 \text{ Ом}.$$

– на електродинамічну стійкість: $i_{уд} = 11,9 \text{ кА} < i_{дин} = 21 \text{ кА}$;

– на термічну стійкість: $B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$;

$$B_K = 26.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{мс}^2 \cdot t_{мс} = 5^2 \cdot 3 = 66.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$ТС$ проходить за результатами перевірки. Вибір $ТС$ на стороні 10 кВ $ГПП$ проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо до таблиці 3.9.

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги ($ТН$) призначені для пониження високої напруги до стандартного значення 100 В , відокремлення ланцюгів вимірювання та захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Основними приладами, які підключаються до трансформаторів напруги на знижувальних підстанціях є: вольтметри, ватметри, варметри, частотоміри,

лічильники активної та реактивної енергії [20]. Навантаження трансформаторів напруги подано таблицею 3.10.

Таблиця 3.9 – Вибір трансформаторів струму в ланцюгах трансформатора ГПП

Тип ТС	Розрахункові дані	Довідкові дані
ТА1, ТА2 Сторона ВН трансформатора	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 76,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
	$B_K = 26,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 66,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{y\delta} = 11,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 21,0 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,147 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$
ТА3, ТА4 Сторона НН трансформатора	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 333,13 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
	$B_K = 9,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{y\delta} = 8,0 \text{ кА}$	Не перевіряється
	$r_2 = 0,397 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,8 \text{ Ом}$

Таблиця 3.10 – Навантаження трансформаторів напруги

Місце встановлення	Прилад	Тип	$S_{обм}, \text{ВА}$	$n_{обм}, \text{шт}$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{прил.}, \text{шт}$	Споживана потужність	
								$P, \text{Вт}$	$Q, \text{ВАр}$
Сторона ВН трансформатора ГПП	Вольтметр	Е-335	2.0	1	1	0	1	2.0	0
	Вольтметр	Н-393	10.0	1	1	0	1	10.0	0
	Частотомір	Н-397	7.0	1	1	0	1	7.0	0
Разом:								19.0	0
Сторона НН трансформатора ГПП	Вольтметр	Е-335	2.0	1	1	0	2	4.0	0
	Ваттметр	Е-335	1.5	2	1	0	1	3.0	0
	Варметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3.0	0
	Лічильник W	СЕТ-4ТМ	0.02	-	-	-	7	0.14	0,0
	Лічильник V	СЕТ-4ТМ	0.02	-	-	-	7	0.14	0
Разом:								10.0	0,0

Намічаємо до встановлення на стороні ВН трансформатора ГПП – ТН ЗНОМ – 35У1, а на стороні ВН трансформатора ГПП – ТН НТМІ – 10У1.

Параметри трансформаторів напруги приведені в таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Параметри трансформаторів напруги

№	Параметр	Значення	
		<i>ЗНОМ</i>	<i>НТМІ</i>
1	Тип		
2	Номінальна напруга, $U_{ном}$, кВ	35	10
3	Номінальна напруга, $S_{ном}$, В·А	150	120
4	Клас точності	0,5	0,5
5	Кліматичне виконання	У1	У3

1. Перевірка трансформаторів напруги на стороні *ВН* трансформатора:

– за напругою встановлення: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $U_{уст} = 35$ кВ; $U_{ном} = 35$ кВ;

– за вторинним навантаженням: $S_2 \leq S_{ном}$:

Вторинне навантаження *ТН* із таблиці 3.10:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19^2 + 0^2} = 19 \text{ ВА} < S_{ном} = 150 \text{ ВА}.$$

2. Перевірка трансформаторів напруги на стороні *НН* трансформатора:

– за напругою встановлення: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $U_{уст} = 10$ кВ; $U_{ном} = 10$ кВ;

– за вторинним навантаженням: $S_2 \leq S_{ном}$:

Вторинне навантаження *ТН* із таблиці 3.10:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10.2^2 + 0^2} = 10.2 \text{ ВА} < S_{ном} = 120 \text{ ВА}.$$

Трансформатори напруги пройшли за результатами перевірок.

Для з'єднання трансформаторів напруги з вимірювальними приладами приймаємо кабель *АКРВГ* з перерізом жил $q = 4$ мм² за умовою механічної міцності.

3.3.2.3 Вибір трансформатора власних потреб (ТВП)

На всіх двох трансформаторних підстанціях 35...110 кВ необхідно встановлювати не менше двох ТВП для електропостачання обладнання підстанції: пристроїв обігріву вимикачів та шаф РП із встановленими електричними апаратами й приладами; електричного освітлення приміщень; систем сигналізації. Розрахуємо навантаження власних потреб [20]:

$$- \text{підігрів вимикачів ВРП: } P_{\text{вимк.}\Sigma} = n_{\text{вимк.}} \cdot P_{\text{вимк.}} = 2 \cdot 4.4 = 8.8 \text{ кВт}.$$

$$- \text{підігрів шаф: } P_{\text{уф.}\Sigma} = n_{\text{вимк.}} \cdot P_{\text{уф.}} = 21 \cdot 1.0 = 21.0 \text{ кВт}.$$

$$- \text{опалення, освітлення, вентиляція ЗРП: } P_{0.ЗРП} = 20.0 \text{ кВт}.$$

$$- \text{освітлення ОРП: } P_{0.ОРП} = 5.0 \text{ кВт}.$$

Встановлена потужність навантаження власних потреб:

$$P_{\text{вст.}} = P_{\text{вимк.}\Sigma} + P_{\text{уф.}\Sigma} + P_{0.ЗРП} + P_{0.ОРП} = 8.8 + 21.0 + 20.0 + 5.0 = 54.8 \text{ кВт}.$$

Потужність трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{тр}} \geq P_{\text{розр.}} = k_n \cdot P_{\text{вст.}} = 0.8 \cdot 54.8 = 43.8 \text{ кВт},$$

де k_n – коефіцієнт попиту [19].

Приймаємо до встановлення два трансформатора типу ТВП – 63.

Проведемо вибір запобіжників для захисту ТВП ($FU1$, $FU2$).

Знаходимо номінальний струм обмотки ВН трансформатора

$$TM - 250 / 10: I_{\text{тр.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14.434 \text{ А}.$$

Вибираємо запобіжники ПКТ – 102 – 10 – 63 – 31.5 – У3. Результати вибору та перевірки зводимо в таблицю 3.12.

Таблиця 3.12 – Вибір запобіжника

Розрахункові дані		Довідкові дані
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{розр.}} = 14.434 \text{ А}$	<	$I_{\text{ном.вст}} = 31.5 \text{ А}$
$I_{\text{н.відкл.}} = 4.139 \text{ кА}$	<	$I_{\text{відкл.ном}} = 31.5 \text{ кА}$

Для захисту трансформаторів напруги 35 кВ ЗНОМ – 35У1 вибираємо запобіжники ПКН 001–35ХЛ1 (FU5, FU6), які не вимагають перевірки [20].

Вибір обмежувачів перенапруги (ОПН).

Вибираємо ОПН для захисту силових трансформаторів та ТН зі сторони 35 кВ (FV1–FV4).

ОПН призначені для захисту електрообладнання мереж з ізольованою або компенсованою нейтраллю класу напруги 35 кВ змінного струму від атмосферних та комутаційних перенапруг. Вибір здійснюється за напругою установки. Вибираємо ОПН – П1–35/40,5/10/400 УХЛ 1 [20].

Для захисту силових трансформаторів зі сторони 10 кВ та ТВП вибираємо ОПН (FV5, FV6) типу ОПН – П1–10/12/10/1 III УХЛ 1 (Таблиця 3.13) [20].

Таблиця 3.13 – Технічні характеристики ОПН

Параметр обмежувача	ОПН – П1 – 35 / 40,5 / 10 / 400 УХЛ 1	ОПН – П1 – 10 / 12 / 10 / 1 III УХЛ 1
Клас напруги мережі, кВ	35	10
Допустима робоча напруга, кВ	40.5	12
Номінальна напруга обмежувача, кВ	51	–
Номінальний розрядний струм, кА	10	10

3.3.2.4 Вибір автоматів та запобіжників на ТП

На трансформаторах КТП – 630/10/0,4 вибираємо: ввідний автомат – ВА55 – 43; секційний автомат – ВА55 – 41. Для захисту КТП використаємо запобіжники ПКТ – 102.

Струм плавкої вставки [20]:

$$I_{пл.вст} = \frac{S_p \cdot 1,4}{N \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5}, \quad (3.4)$$

де S_p – розрахункове сумарне навантаження $ТП$;

N – кількість трансформаторів на $ТП$.

Для $ТП1$:

$$I_{пл.вст} = \frac{859.68 \cdot 1,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 33.09 \text{ А.}$$

Результати розрахунків для інших $ТП$ в таблиці 3.14.

Розрахунковий струм ввідного автомату [20]:

$$I_{р.авт.} = \frac{S_p}{N \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (3.5)$$

Для $ТП1$ отримуємо: $I_{р.авт.} = \frac{859.68}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 620.43 \text{ А.}$

Значення струмів ввідних автоматів представлено в таблиці 3.14.

Значення струму секційного вимикача [20]:

$$I_{р.авт} = \frac{859.68 \cdot 0,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 434.30 \text{ А.}$$

Значення струмів секційних автоматів представлено в таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 – Вибір вставок обладнання захисту

№	$S_p, \text{кВА}$	$N_{тр}$	$I_{пл.вст.}, \text{А}$	$I_{пл.вст.}^{ном}, \text{А}$	Ввідний автомат		Секційний автомат	
					$I_{р.авт.}, \text{А}$	$I_{авт.}^{ном}, \text{А}$	$I_{р.авт.}, \text{А}$	$I_{авт.}^{ном}, \text{А}$
КТП1	917.85	2	33.09	50	620.43	1600	434.30	1000
КТП2	913.43	2	32.56	50	609.75	1600	427.24	1000
КТП3	1463.92	2	42.11	50	788.68	1600	552.63	1000
КТП4	574.12	2	18.34	50	343.64	1600	240.79	1000
КТП5	556.7	2	18.23	50	341.46	1600	239.26	1000
КТП6	848.2	2	22.91	50	429.14	1600	300.70	1000

Вибір шин на ланках 10 кВ.

Вибір збірних шин здійснюємо за допустимим струмом [20]:

$$I = \frac{S_{mp} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,223 \text{ A.} \quad (3.6)$$

Вибираємо збірні шини з алюмінію перерізом $S = 80 \times 6 \text{ мм}^2$;
 $I_{дон} = 1150 \text{ A}$.

Перевірку проводимо електродинамічною стійкістю за ударним струмом на ГПП: $i_y = 10,01 \text{ кА}$.

Зусилля між фазами при трифазному КЗ [20]:

$$F_\phi = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (3.7)$$

де a – відстань між фазами, $a = 0,25 \text{ м}$,

$$F_\phi = \frac{\sqrt{3} \cdot (12,59 \cdot 10^3)^2}{0,25} \cdot 10^{-7} = 69,4 \text{ Н / м}.$$

Момент опору на шині [20]:

$$W = 0,167 \cdot b^2 \cdot h = 0,167 \cdot 8^2 \cdot 0,6 = 6,41 \text{ см}^3,$$

де b – ширина шини, $b = 8 \text{ см}$;

h – висота шини, $h = 0,6 \text{ см}$.

Необхідна довжина шини [20]:

$$l = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{дон} \cdot W}{F_\phi}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 70 \cdot 6,41}{69,41}} = 8,04 \text{ м},$$

де $\sigma_{дон}$ – допустима напруженість матеріалу, $\sigma_{дон} = 70 \text{ МПа}$ (алюміній).

Напруження в матеріалі [20]:

$$\sigma_p = \frac{F_\phi \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{69,41 \cdot 8,04^2}{10 \cdot 6,41} = 69,99 \text{ МПа}.$$

Допустиме зусилля між фазами [20]:

$$F_{дон} = \frac{10 \cdot \sigma_{дон} \cdot W}{l^2} = \frac{10 \cdot 70 \cdot 6,41}{8,04^2} = 69,41 \text{ МПа}.$$

Необхідне виконання умов [20]: $\sigma_p \leq \sigma_{дон}$; $F_\phi \leq F_{дон}$.

Вибрані шини задовольняють умовам:

$$\sigma_p = 69.99 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа};$$

$$F_\phi = 69.4 \text{ Н/м} < F_{\text{дон}} = 69.41 \text{ Н/м}.$$

3.4 Висновки до третього розділу

На основі розрахунків струмів $K3$ для забезпечення надійної роботи системи електропостачання домобудівного комбінату на ланках 35 кВ , 10 кВ та лініях до $РП$ здійснена перевірка отриманих розрахункових значень щодо допустимих значень та проведено вибір обладнання.

Для контролю за режимами роботи основного та допоміжного обладнання та забезпечення надійності за захистом на підстанції було вибрано обладнання контрольно-вимірювальних приладів та засобів $РЗА$ на ланках 35 кВ та 10 кВ .

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Завданням передбачено провести оцінку умов праці, аналіз шкідливих та небезпечних факторів, розробка заходів захисту від них, розгляд питань техніки безпеки, пожежної профілактики, захисту в при надзвичайних ситуаціях (НС) під час роботи електротехнічного персоналу, який обслуговує систему електропостачання, на прикладі арматурного відділення домобудівного комбінату.

4.1 Обґрунтування небезпечних та шкідливих факторів виробництва

Відхилення показників мікроклімату. На працездатність людини негативно діють різноманітні шкідливі виробничі чинники. У зв'язку з цим необхідно передбачати санітарно-технічні заходи щодо запобігання їх впливу на обслуговуючий персонал. Заходи щодо створення мікроклімату у виробничих приміщеннях сприяють створенню необхідних умов праці.

Тривала дія високої температури при підвищеній вологості може призвести до гіпертермії, або накопичення теплоти та перегріву організму, а знижені показники температури, особливо при підвищеній вологості повітря, можуть бути причиною гіпотермії або переохолодження.

До показників, що характеризують мікроклімат виробничих приміщень, відносяться: температура повітря, відносна вологість повітря, швидкість руху повітря, інтенсивність теплового випромінювання.

Категорія робіт арматурного відділення – *II б*. До цієї категорії роботи належать роботи, пов'язані з ходьбою, переміщенням та перенесенням ваг до 10 кг та помірним фізичним напруженням з інтенсивністю енерговитрат 201–250 ккал / год (233 – 290 Вт).

Таблиця 4.1 – Показники мікроклімату арматурного відділення

Період року	Категорія робіт	Температура, °C				Відносна вологість, %		Швидкість руху, м/с		
		Оптимальна	Допустима		Оптимальна	Допустима на робочих місцях постійних, не більше	Оптимальна, не більше	Допустима на робочих місцях постійних і		
			верхня межа	нижня межа						
			на робочих місцях							
постійних	непостійних	постійних	непостійних							
Холодний	Середньої важкості - II б	17–29	21	23	15	13	40–60	75	0,2	< 0.4
Теплий	Середньої важкості - II б	20–22	27	29	16	15	40–60	70 (при 25 °C)	0,3	0.2–0.5

Перевищення рівня шуму. Шум шкідливо діє на організм та знижує продуктивність праці. Рівень звукового тиску по відношенню до порога чутності $L = 120 - 130$ дБ відповідає порогу больового відчуття. Звуки, що перевищують за своїм рівнем цей поріг, можуть викликати болі та пошкодження у слухового апарату. Шум створює значні навантаження на нервову систему людини, знижуючи психологічний стан. Тривала дія сильного шуму викликає загальну втоми, може призвести до погіршення слуху, порушується процес травлення, відбувається зміна обсягу внутрішніх органів. Ці шкідливі наслідки шуму тим більше, чим сильніший шум і триваліша його дія. Таким чином, шум на робочому місці не повинен перевищувати допустимі рівні.

В арматурному відділенні джерелами шуму є верстати: універсально-фрезерні, токарно-гвинторізні, свердлильні. У відповідності з санітарними нормами (СН 2.2.4/2.1.8.562–96), рівень шуму не повинен перевищувати 75 дБ. Знизити рівень шуму в приміщеннях можливо використанням звуко-

поглинаючих матеріалів.

Недостатня освітленість робочої зони. Освітлення – отримання, розподіл та використання світлової енергії для забезпечення сприятливих умов бачення предметів та об'єктів. Раціональне освітлення приміщень та робочих місць – одна з найважливіших умов створення сприятливих та безпечних умов праці.

Нераціонально організоване освітлення може стати причиною травматизму: погано освітлені небезпечні зони, сліпучі джерела світла та відблиски від них, різкі тіні та пульсації освітленості погіршують видимість і можуть викликати неадекватне сприйняття об'єктів.

Недостатнє освітлення послаблює увагу, а також сприяє швидкій стомлюваності. Надмірно яскраве освітлення призводить до засліплення, роздратування та різі в очах. Всі ці причини можуть спричинити погіршення зору [20].

Роль джерел світла при штучному висвітленні виконують люмінесцентні лампи. Вони мають високу світлову віддачу та більш тривалий термін служби на відміну від звичайних ламп розжарювання.

Забруднення повітряного середовища робочої зони. Забрудненнями повітря вважаються будь-які нехарактерні йому фізичні, хімічні та біологічні речовини підвищеної концентрації. Основним джерелом забруднення повітряного середовища робочої зони відділення є подрібнення бетону при виконанні дробильно-сортувальних робіт. Неприятливий вплив пилу може бути причиною виникнення захворювань дихальних органів, очей та шкіри. Необхідно проводити контроль показників гранично-допустимих концентрацій (*ГДК*) шкідливих речовин у повітряному середовищі

Максимальні разові *ГДК* складають: 1 мг/м^3 – у повітрі робочої зони при вмісті в пилу більше 70 % вільного діоксиду кремнію (SiO_2) та 2 мг/м^3 при вмісті від 10 до 70 % SiO_2 .

4.2 Оцінка заходів щодо зниження рівнів впливу небезпечних та шкідливих факторів

Приміщення арматурного відділення відносяться до приміщень з підвищеною небезпекою. Електробезпеку забезпечують відповідно до правил улаштування електроустановок. Для правильного вибору способу захисту від ураження електричним струмом під час замикання на корпус необхідно знати, яка електрична мережа підведена до обладнання. Залежно від режиму нейтралі електричної мережі застосовують захисне заземлення, занулення, захисне відключення. У відділенні обрано глухо заземлена нейтраль.

Для зниження небезпеки ураження електричним струмом проводяться організаційні заходи та застосовуються технічні засоби. До організаційних заходів належать: навчання персоналу, забезпечення працюючих захисними засобами, контроль знань та дотримання правил безпеки, розробка заходів щодо усунення причин травматизму.

Для захисту від ураження електричним струмом під час замикання на корпус застосовуються заходи, які називають захисними заходами електробезпеки. До захисних заходів мвідноситься: заземлення, занулення, захисне відключення.

Екологічна безпека. Більшість електричних споживачів відділення містять шкідливі речовини, які не повинні потрапляти на звалище після закінчення терміну використання обладнання, а повинні бути утилізовані.

Крім того, на робочих місцях персоналу підприємства утворюються такі види відходів:

- лампи ртутні, ртутно-кварцові, люмінесцентні, які втратили споживчі властивості;
- відходи паперу та картону від канцелярської діяльності та діловодства;

Відпрацьовані люмінесцентні лампи відносяться до відходів I класу

небезпеки, тому підлягають тимчасовому накопиченню в заводській тарі, потім передаються до спеціалізованих організацій для знешкодження та подальшої утилізації. Інші відходи IV-V класів небезпеки збираються в контейнери для твердих комунальних відходів організації, вивіз яких займається відповідальна організація.

4.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях

До надзвичайних ситуацій (*НС*) належать воєнні дії, аварії, катастрофи, пожежі, стихійні лиха [22].

На об'єкті можливе виникнення таких видів *НС*: пожежа; вибух. До основних причин виникнення *НС* можна віднести: стихійні лиха; вплив зовнішніх природних факторів на конструкції та споруди; дефекти, які були допущені при проектуванні та будівництві споруд; вплив технологічних процесів промислового виробництва на матеріали споруд; порушення правил техніки безпеки під час робіт і технологічних процесів.

Важливою умовою швидкої ліквідації наслідків *НС* є дотримання порядку на робочому місці. Персонал, що знаходиться на території підприємства, повинен проявляти високу дисципліну та організованість. Розглянемо найімовірніший вид *НС* – пожежу.

Можливі причини пожежі:

- електрична складова (*КЗ*, перегрів проводів, несправність технологічного обладнання);
- відкритий вогонь (паління, іскри); удар блискавки; вплив стихійних явищ.

Заходи протипожежної профілактики:

- на дверях службового чи складського приміщення слід розмістити таблички, що повідомляють про рівень пожежної небезпеки;
- всі протипожежні системи та установки з автоматичним керуванням (протипожежні сигналізації, механічні двері, системи подачі води, тощо)

необхідно підтримувати в справному стані, регулярно проводити перевірки, ремонт та заміну за потребою;

- у кожному приміщенні повинні бути розміщені інформаційні таблички із зазначеним на них номером служби порятунку;

- після кожної робочої зміни приміщення та обладнання необхідно оглядати, перевіряти, прибирати та чистити. Необхідно відключати від електромережі електричне устаткування (виняток становлять ті, які повинні працювати за призначенням цілодобово);

- розробити та встановити на видних місцях план евакуації під час пожежі.

У приміщеннях та коридорах, а також на сходових майданчиках встановлюються пожежні крани, вогнегасники у відповідності із протипожежними нормами [22].

При виникненні пожежі слід негайно розпочати евакуацію людей, відключити подачу повітря системою вентиляції, знеструмити приміщення та викликати пожежну охорону.

Засобами пожежогасіння є вода, вогнегасні піни, інертні гази, інгібітори і т.д.

Організаційні заходи щодо забезпечення пожежної безпеки:

- періодично проводити інструктаж з персоналом з пожежної безпеки;
- недопущення вибухо-пожежо-небезпечних речовини та матеріали.

При виявленні пожежі необхідно:

- визначити причину пожежі;
- якщо горить електроустаткування, яке не відключено та знаходиться під напругою, необхідно зняти напругу;
- забезпечити вимушену евакуацію всіх людей.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведені дослідження щодо підвищення надійності системи електропостачання домобудівного комбінату.

1. Проведена аналіз несправностей електроустаткування розподільних мереж показав, що шляхи підтримки необхідного рівня надійності електропостачання та методи її покращення залежать від оцінки фактичних електричних навантажень, конфігурації мережі на ланках 10 кВ, що в свою чергу дозволяє зменшити втрати та забезпечити стабільні значення напруги при різних режимах функціонування.

2. Для означення захисного обладнання на ланках 35 кВ, 10 кВ та забезпечення надійності електропостачання комбінату проведені повні розрахункові потужності відділень за коефіцієнтом попиту з урахуванням високовольтного навантаження та освітлення.

3. За результатами розрахунку навантаження за відділеннями комбінату побудовано картограму навантажень, визначено центр електричних навантажень. Місце встановлення ГПП вибрано неподалік це ЦЕН у зоні розсіювання (троянди вітрів).

4. Визначено число та потужність ЦТ та здійснено їх розподіл за відділеннями підприємства з урахуванням категорії надійності. Електропостачання ЦТ здійснюється кабельними лініями напругою 10 кВ ААшВ.

5. Електропостачання комплексу здійснюється від енергосистеми повітряною ЛЕП напругою 35 кВ. Лінія виконана проводом АС – 120. На ГПП, з метою забезпечення надійності електропостачання споживачів другої категорії, встановлюються два трансформатори ТДН – 6300 / 35. Його коефіцієнт завантаження за фактичним навантаженням трохи нижчий

за норму, але при розширенні виробництва, вибрані трансформатори здатні забезпечити підключення до себе додаткових навантажень без перевантаження трансформаторів.

6. Вибір трансформаторів проведено з урахуванням компенсації реактивної потужності для підприємства шляхом встановлення *КБ*.

7. На основі розрахунків струмів *КЗ* для забезпечення надійної роботи системи електропостачання домобудівного комбінату на ланках *35 кВ*, *10 кВ* та лініях до *РП* здійснена перевірка отриманих розрахункових значень щодо допустимих значень та проведено вибір обладнання.

8. Для контролю за режимами роботи основного та допоміжного обладнання та забезпечення надійності за захистом на підстанції було вибрано обладнання контрольно-вимірювальних приладів та засобів *РЗА* на ланках *35 кВ* та *10 кВ*.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2017. – 456 с.
2. Єрмолаєв С.О., Мунтян В.О., Яковлев В.Ф. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК / С.О. Єрмолаєв, В.О. Мунтян, В.Ф. Яковлев. – К.: – Мета. – 2003. – 543 с.
3. Сивокобиленко В. Ф., Деркачов С. В. Спосіб підвищення надійності електроживлення в системах електропостачання з двигунним навантаженням / В. Ф. Сивокобиленко, С. В. Деркачов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2016. № 2. – С. 84-88.
4. Костерев М. В. Оцінка ймовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи енергосистем / М. В. Костерев, Є. І. Бардик, В. В. Літвінов // Наук. пр. Донец. нац. техн. ун-ту. Сер.: «Електротехніка і енергетика». – Вип. 11 (186). – Донецьк, 2011. – С. 199–204.
5. Lin Xu, Yufei Teng, Gang Chen, Chang Liu and Hua Yang Power Supply Reliability Assessment of Distribution Network Considering by Operation, Maintenance and Repair. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 440 (2020) 032014. Режим доступу: doi:10.1088/1755-1315/440/3/032014.
6. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередачі. Затверджено Заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду В. А. Дарчуком 18.02.1998 р.
7. Доморощин С. В. Удосконалення методів прогнозування ризиків порушення роботи розподільчих пристроїв високої напруги : дис. канд. техн. наук : 141 / Доморощин Сергій Вікторович – Запоріжжя, 2021. – 247 с.
8. Snapshot of Ukraine’s Energy Sector: Institutions, Governance and Policy Framework. // Project «Supporting Energy Sector Reform in Ukraine». OECD,

2019. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.oe.cd/energy-sector-reform-ukraine>.

9. Billinton R., «Historic Performance-Based Distribution System Risk Assessment», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, pp. 1759–1765, October 2004.

10. Janjic A. D. and Popovic D. S., «Selective Maintenance Schedule of Distribution Network Based on Risk Management Approach», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, pp. 597–604, May 2007.

11. Wallnerström C. J. On Risk Management of Electrical Distribution Systems and the Impact of Regulation. Licentiate Thesis in Electrical Systems. Royal Institute of Technology, Stockholm, TRITA-EE 2008:023, ISSN 1653-5146, ISBN 978-91-7178-954-9, EE, KTH, Sweden. 2008.

12. Wallnerström C. J., Bertling L. Risk Management Applied to Electrical Distribution Systems. 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009.

13. Yu Shiwen et al.. Review on Risk Assessment of Power System. Procedia Computer Science 109C (2017), pp. 1200–1205.

14. Wenyuan Li. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications. Wiley-IEEE Press (2014), P.560. doi: 10.1002/9781118849972.

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

16. Романюк Ю.Ф., Коломойцев К.В. Підвищення економічної ефективності роботи трансформаторів знижувальних підстанцій підприємств нафтогазової галузі / Ю.Ф. Романюк, К.В. Коломойцев // Нафтогазова енергетика. Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу. – 2014. – № 2(22). С. – 71 –75.

17. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та

субспоживача): СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. – К.:ОГП «ГРІФРЕ», 2006. –70 с.

18. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

19. Електрична частина станцій та підстанцій: метод. рекомендації до виконання курс. проекту з навч. дисц. «Електрична частина станцій та підстанцій» для студ. ден. та заочн. форм навч. спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: А. Ю. Орлович, О. В. Співак]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 49с.

20. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.

21. 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.

22. 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>.