

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

(повне найменування вищого навчального закладу)

Центр перепідготовки та післядипломної освіти

(повна назва факультету)

електричної інженерії

(повна назва кафедри)

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**Забезпечення надійності системи електропостачання  
заводу з виробництва запасних частин**

Виконав: студент (ка)

2 курсу, групи ЕЕд-2

спеціальності

141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Рудько Х.Т.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Буняк О.А.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Вакуленко О.О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

Тарасенко М.Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль  
2022

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

Факультет \_\_\_\_\_ центр перепідготовки та післядипломної освіти \_\_\_\_\_  
 (повна назва факультету)  
 Кафедра \_\_\_\_\_ електричної інженерії \_\_\_\_\_  
 (повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ  
 Завідувач кафедри ЕІ  
 \_\_\_\_\_  
 (підпис) Тарасенко М. Г.  
 (прізвище та ініціали)  
 “ 29 ” \_\_\_\_\_ серпня \_\_\_\_\_ 2022 р.

### ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня \_\_\_\_\_ магістр \_\_\_\_\_  
 (назва освітнього ступеня)

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

студенту \_\_\_\_\_ Рудько Христині Тарасівні \_\_\_\_\_  
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи \_\_\_\_\_ Забезпечення надійності системи електропостачання заводу з виробництва запасних частин \_\_\_\_\_

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

Затверджені наказом ректора від “26” серпня 2022 р. № 4/7-717

2. Термін подання студентом завершеної роботи \_\_\_\_\_ 15 грудня 2022 року

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

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

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

\_\_\_\_\_ Картограма електричних навантажень підприємства. Однолінійна схема електропостачання підприємства. Встановлення захисного обладнання цеху. Карта селективності апаратів захисту на обладнанні до 1 кВ. Схема балансу реактивної потужності. \_\_\_\_\_

## 6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 30 серпня 2022 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

\_\_\_\_\_

(підпис)

Рудько Х. Т.

\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_

(підпис)

Буняк О. А.

\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

**Кваліфікаційна робота.** Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2022.

У кваліфікаційній роботі запропоновані рішення щодо підвищення надійності системи електропостачання заводу виробництва запасних частин на основі діючих режимів електроспоживання.

Проведені розрахунки потужності підприємства в цілому та за відділеннями на основі методу коефіцієнта використання.

Визначено оптимальне число цехових трансформаторів при забезпеченні оптимальної потужності та запропоновано радіальну та магістральну схеми системи електропостачання.

Запропоновані рішення щодо компенсації реактивної потужності встановленням конденсаторних пристроїв на стороні 0.4 кВ.

Запропонована система зовнішнього електропостачання заводу та на основі проведених розрахунків перерізів кабельних ліній 0,4кВ та 10кВ здійснено вибір захисного устаткування.

Показано правильність вибору автоматичних вимикачів на основі побудованої карти селективності дії апаратів захисту на ланках до 1000 В.

**Ключові слова:** електричне навантаження, електропостачання, електроспоживання, надійність.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	6
<b>1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ</b> .....	9
1.1 Оцінка критеріїв надійності в системі електропостачання промислових підприємств .....	9
1.2 Аналіз системи електропостачання заводу .....	13
1.3 Висновки до першого розділу .....	16
<b>2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ</b> .....	17
2.1 Розрахунок електричних навантажень заводу.....	17
2.2 Визначення кількості та потужності цехових трансформаторних підстанцій .....	21
2.3 Розрахунок реактивної потужності, що вимагає компенсації на всіх ланках напруги та встановлення БК .....	23
2.4 Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП .....	33
2.5 Перевірка перерізу лінії, що живить ГПП .....	35
2.6 Розрахунок розподільної мережі 10 кВ .....	36
2.7 Висновки до другого розділу .....	40
<b>3 ПРОЕКТО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ</b> .....	41
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання .....	41
3.2 Вибір обладнання ГПП .....	50
3.3 Вибір обладнання на стороні 10 кВ .....	54
3.4 Розрахунок струмів КЗ на ланках до 1000 В .....	57
3.5 Побудова карти селективності дії апаратів захисту .....	62
3.6 Висновки до третього розділу .....	63
<b>4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ</b>	64
4.1 Заходи безпеки при експлуатації електрообладнання .....	64
4.2 Оцінка стійкості роботи заводу за умов можливих надзвичайних ситуацій	67
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ</b> .....	70
<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ</b> .....	72

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Забезпечення надійності є однією з найважливіших проблем при створенні та експлуатації будь-якої технічної системи. Це особливо актуально для складних систем, таких як системи електропостачання промислових підприємств [1].

Завдання забезпечення надійності систем електропостачання включає цілий комплекс техніко-економічних та організаційних заходів, спрямованих на зменшення збитків від порушення нормальної роботи споживачів електроенергії, таких як [2]:

- вибір критеріїв і кількісних характеристик надійності;
- випробування на надійність і прогнозування надійності роботи обладнання;
- вибір оптимальної структури проєктованих (реконструйованих) систем електропостачання за критерієм надійності;
- забезпечення заданих техніко-експлуатаційних характеристик роботи споживачів;
- розробка найбільш ефективного з точки зору надійності програмного забезпечення операційної системи (обґрунтування режимів профілактичних робіт, норм запасних елементів і методів усунення несправностей).

Крім того, в сучасних ринкових умовах надійність електропостачання нерозривно пов'язана з економічними показниками та енергетичною безпекою промислових підприємств.

Виходячи із вищесказаного необхідно на базі розрахункових електричних навантажень цехів провести вибір оптимальних схем електричних мереж та встановлення захисного обладнання для забезпечення необхідної надійності системи електропостачання підприємства.

**Мета і завдання дослідження.** Метою кваліфікаційної роботи є розробка заходів забезпечення надійності електричного обладнання в системі електропостачання підприємства.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- провести розрахунок навантажень всього підприємства за розрахунковими навантаженнями цехів за методом коефіцієнта споживання з урахуванням освітлення;
- провести вибір оптимального числа та потужності цехових трансформаторних підстанцій з розрахунком втрат;
- провести вибір схеми електричної мережі електропостачання на ланках 10 кВ;
- провести компенсацію реактивної потужності та вибрати раціональний варіант;
- на основі розрахунків струмів короткого замикання здійснити розрахунки перерізу проводів та вибір захисного обладнання на всіх ланках напруги;
- за підсумками вибору захисного обладнання побудувати карту селективності дії апаратів захисту.

**Об'єкт дослідження** – процеси та режими споживання електричної енергії на підприємствах.

**Предмет дослідження** – заходи забезпечення надійності в системах електропостачання підприємств.

**Наукова новизна отриманих результатів.**

– отримало подальший розвиток впровадження заходів забезпечення надійності електропостачання підприємства.

**Практичне значення отриманих результатів.** Прийняті технічні заходи щодо підвищення надійності дозволяють знизити експлуатаційні складові втрат.

**Апробація.**

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

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

Загальний обсяг текстової частини – 72 сторінок, 19 таблиць, 12 рисунків.



## 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Оцінка критеріїв надійності в системі електропостачання промислових підприємств

Надійність електричних систем є невід'ємною концепцією планування електроенергетичних систем на всіх їх етапах: генерація, передача та розподіл; і з кожним днем це стає все більш важливим, враховуючи, що споживачі електроенергії потребують для своїх навантажень системи електропостачання з майже ідеальною безперервністю [1–3].

Незважаючи на важливість, яку надійність представляє для планування електричних систем [1], її оцінка іноді зумовлена дискреційними критеріями особи, яка її виконує, або навіть відмінностями в базовій інформації, яка використовується для цієї мети; однак регулювання сектору електроенергетики, усвідомлюючи важливість надійності та необхідність мати уніфіковані методології та критерії, визначило основні вказівки щодо цього.

Для аналізу надійності детермінованими методами встановлено, що ЕЕС має бути здатною транспортувати енергію в стабільному стані від центрів генерації до підстанцій навантаження в номінальному режимі [4].

Незважаючи на наявність критеріїв і вказівок, встановлених положенням для оцінки надійності [1], їх застосування іноді пов'язане з дискретними критеріями, які залежать від уявлень про ризик, які можуть мати суб'єкти господарювання або компанії.

Загалом, фундаментальні аспекти всього аналізу надійності, застосованого до аналізу та дослідження, консолідуються на етапах [5]:

- статистики відмов. На цьому етапі консолідується статистика неготовності обладнання принаймні за останні 5 років, в якій можна знати для кожного елемента мережі як дату, час виникнення та вирішення кожного збою, так і причина несправності;

– аналіз впливу кожної несправності. У кожному зі сценаріїв роботи системи вплив надзвичайних ситуацій кожного обладнання оцінюється в нормальному стані, чи викликає це порушення напруги на шині, перевантаження в лініях або трансформаторах;

– нормування через відсутність обладнання. Обставина, яка спричиняє порушення в системі призвела до суттєвих порушень роботи системи і, чи можна уникнути таких порушень завдяки: перемикання РПН, зміна напруги збудження генераторів, компенсація реактивної потужності, розрахунок потреби в додатковій потужності;

– вартість надійності. Проводиться економічна оцінка нормування попиту на основі критеріїв надійності. Розрахунок «чистої» поточної вартості річних витрат на надійність для введення в експлуатацію кожної альтернативи, включаючи витрати на адміністрування, експлуатацію та технічне обслуговування, а також витрати, визнані положеннями [6] для неелектричних активів. Також необхідно акумулювати диференційовані витрати в інших аспектах, які впливають на проекти, таких як втрати електроенергії, створення безпеки та електричні обмеження. Як найкраща альтернатива вибирається те, що має найменшу сукупну вартість.

– конфігурація підстанцій. Тут виникає питання про те, чи доцільно розглядати гнучкість і маневреність підстанцій в аварійних ситуаціях або навіть потреби в технічному обслуговуванні через їх конфігурацію.

Надійність електропостачання визначається не тільки якістю обладнання, але й ретельним плануванням і детальним знанням енергосистем, а також послідовним використанням відповідних стандартів і правил, таких як національні стандарти та норми, а також внутрішні правила [2].

З іншого боку, режим роботи системи електропостачання повинен бути пристосований до умов, які визначені стандартами, як у процесі планування, так і під час виготовлення та введення обладнання в експлуатацію. Оскільки відмови обладнання через технічні або людські проблеми неможливо повністю уникнути,

обладнання та установки не можуть бути спроектовані таким чином, щоб витримувати будь-який тип відмови, але те, що можна і потрібно зробити, це обмежити наслідки відмови. Тому, слід уникати порушення безперервності обслуговування або пошкодження іншого обладнання, щоб гарантувати належне функціонування системи та надійне та безпечне постачання споживачам [6].

Основна мета всіх РЗА – визначити де, коли повинна бути встановлена в електричній мережі, щоб гарантувати відповідний рівень якості енергопостачання споживачам [7].

На конкурентному енергетичному ринку встановлені комплексні завдання оптимізації, які спрямовані на те, щоб енергетична система відповідала прогнозованому попиту та критеріям безпеки на всьому горизонті планування, одночасно мінімізуючи інвестиційні, експлуатаційні витрати та витрати на нормування. Така практика є раціональною реакцією на потреби споживачів одночасно з нормативними вимогами [7].

Багатоетапна природа проблеми надійності вимагає розгляду декількох часових проміжків.

Метаевристичні підходи до оптимізації ЕЕС показали свій потенціал для пошуку високоякісних рішень. Ці алгоритми відносно прості, з можливістю працювати з цілочисельними та нецілочисельними змінними та уникати локальних оптимумів, з відносно швидким часом відповіді [8].

Конфігурація підстанції впливає на аспекти, пов'язані з надійністю, такі як експлуатаційна гнучкість і ремонтпридатність [9].

Огляд останніх джерел показав [5-9], що в випадку електроспоживачів II категорією за надійністю електропостачання необхідно встановлення секційного вимикача, подвійного вимикача та подвійної шини з перемикачами, які є найбільш надійні.

Лише коли конфігурація підстанції вимагає розділення системи, що призводить до нормування або тягне за собою потужності, що не обслуговуються, це слід розглядати в рамках оцінки альтернативи, яка

аналізується (коли через високий рівень короткого замикання шини повинні бути відокремленими, коли їх потрібно відкрити, щоб уникнути циркуляційних потоків, тощо). Безсумнівно, для роботи системи ці аспекти надійності мають першочергове значення [8-9].

Необхідно проводити аналіз статистики несправності [4]. Технічне обслуговування може бути запланованим або позаплановим, залежно від події, яка призвела до їх визначення. Для оцінки надійності рекомендується розраховувати ці показники (частоту та тривалість) в одному типі події. Незначні несправності: ці несправності включають несвоєчасне вилучення компонента з експлуатації, хоча його ремонт зазвичай досягається за кілька годин. Цей тип події залежить від несправного компонента, але йдеться про такі події, як вихід з ладу громовідводу на лінії електропередачі, падіння дерев, сильний вітер, осічки, витоки, несправності допоміжного обладнання, тощо [4, 5].

Серйозні несправності передбачають тривалий вихід компонента з тривалим ремонтом або заміною (кілька днів або навіть місяців). Ці події менш імовірні, але мають довгостроковий ефект, наприклад, вихід з ладу вежі, порушення внутрішньої ізоляції, тощо [4].

Надійність ЕЕС з огляду на зростання потреби електроспоживачів у безперервному постачанні енергії та появі енергетичних ринків, послуги яких постійно зростають [6].

Існування незліченних ризиків робить перебої в електричних системах неминучими, а їх повне усунення потребує нескінченних інвестицій, тому їх вплив може бути лише обмеженим. Необхідно прийняти певний ступінь ризику виникнення небажаних подій і знайти відповідний баланс між економічністю та надійністю. Критерій надійності відповідає рівню прийнятності [8].

### **Як висновок.**

Для аналізу надійності ЕЕС в літературі [2-9] знайдено два підходи. Детерміновані, до яких належить критерії, які базуються на аналізі скороченого набору обмежувальних ситуацій (навантаження, генерація та несправності);

ймовірнісні – в яких виділяється перелік станів, які розглядають весь простір станів системи. Слабкість детермінованого підходу полягає в тому, що обмежувальні ситуації вибираються на розсуд аналітика, і вони не враховують ймовірності невдач, а ймовірнісний підхід — розмірність проблеми, вдаючи, що розглядається весь простір станів.

Традиційно на глобальному рівні енергетичні компанії проводять оцінку надійності на основі детермінованого підходу. Однак з академічної сторони імовірнісний підхід представляв більший інтерес, враховуючи, що детерміновані методи не враховують стохастичну природу поведінки ЕЕС. Ось чому, останні наукові дослідження були орієнтовані на пошук методів, які дозволяють зменшити простір станів системи, а також вибір і оцінку непередбачених ситуацій, які служать елементами імовірнісних методів.

## **1.2 Аналіз системи електропостачання заводу**

Завод виробництва запасних частин для сільськогосподарської техніки отримує електропостачання від двох трансформаторної підстанції (ТП). Враховуючи, що на підприємстві електричне обладнання відноситься до I та II категорії за надійністю, електропостачання здійснюється двома повітряними лініями від двох трансформаторної підстанції потужністю  $6300\text{кВА}$  кожна з регулюванням напруги під навантаженням (РПН). Розподілення напруги на трансформаторах  $35/10\text{кВ}$ . Трансформаторна підстанція знаходиться на території заводу. Цехові трансформатори знаходяться в цехах. Електропостачання до трансформаторів  $10/0.4\text{кВ}$  здійснюється кабельними лініями. Більшість електроспоживачів заводу працюють на номінальну напругу  $0.4\text{кВ}$ . . а заводі присутні електроспоживачі на напругу  $10\text{кВ}$  (синхронні двигуни). Електроспоживачі заводу відносять до II та III категорії за надійністю електропостачання. Встановлені розрахункові дані за цехами та відповідна категорія за надійністю електропостачання представлено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Електричні навантаження цехів із категорією за ступенем надійності електропостачання

№ з/г.п.	Назва цеху, відділення	Вихідні електричні навантаження, <i>кВт</i>	Категорія за ступенем надійності електропостачання
1	Механічний цех	900	II
2	Термічний цех	1200	II
3	Заготівельний цех	250	II
4	Інструментальний цех	1490	III
5	Ковальський цех	480	II
6	Котельня	600	II
7	Електричний цех	360	II
8	Експериментальне відділення	370	III
9	Компресорна: 10 кВ (СД) 0.4 кВ	1800 60	II
10	Насосна: 10 кВ (СД) 0.4 кВ	1600 350	II
11	Лабораторія	150	III
12	Ремонтно-механічний цех	245	II

Електропостачання ЦТ здійснюється кабельними лініями. ЦТ знаходяться поблизу цехів з відповідним електричним обладнанням. Освітлювальне навантаження відповідає стандартам та вимогам. При розрахунках приймаємо розрахункові значення при знаходженні загального навантаження цехів. Облік електричної енергії здійснюється на головній понижувальній підстанції (ГПП) 10 кВ. Компенсацію реактивної потужності не проводиться.

Річний та добовий графіки споживання електричної енергії представлене на нис.1.1. та 1.2.

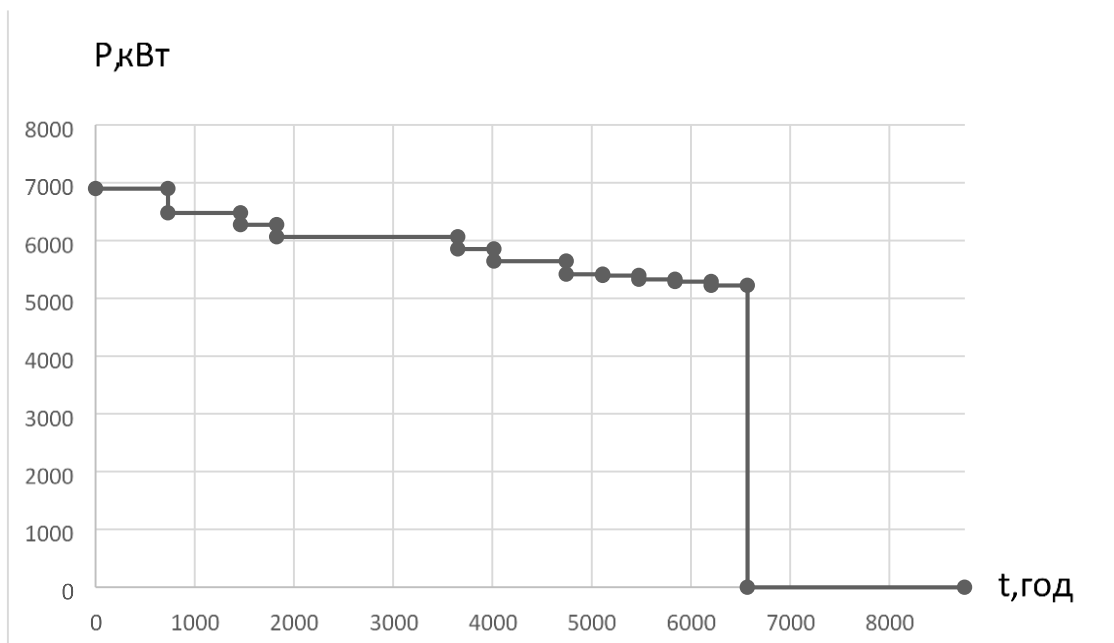


Рисунок 1.1 – Річний графік навантаження підприємства.

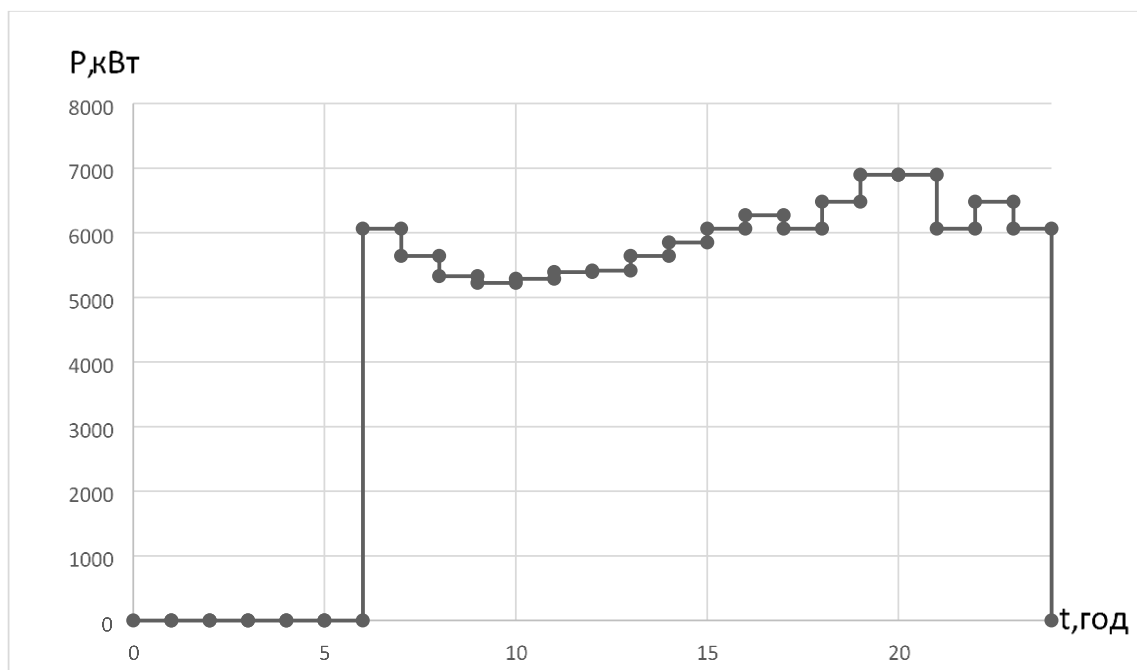


Рисунок 1.2 – Добовий графік навантаження заводу.

### 1.3 Висновки до першого розділу

Згідно проведеного аналізу для вибору заходів щодо забезпечення надійності роботи системи електропостачання заводу виробництва запасних частин до сільськогосподарської техніки необхідно:

- провести розрахунок навантажень всього підприємства за розрахунковими навантаженнями цехів за методом коефіцієнта споживання з урахуванням освітлення;

- провести вибір оптимального числа та потужності цехових трансформаторних підстанцій з розрахунком втрат;

- провести вибір схему електричної мережі електропостачання на ланках 10 кВ;

- провести компенсацію реактивної потужності та вибрати раціональний варіант;

- на основі розрахунків струмів короткого замикання здійснити розрахунки перерізу проводів та вибір захисного обладнання на всіх ланках напруги;

- за підсумками вибору захисного обладнання побудувати карту селективності дії апаратів захисту.



## 2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Розрахунок електричних навантажень заводу

Для застосування заходів щодо забезпечення надійності заводу з виробництва запчастин для сільськогосподарської техніки необхідно провести розрахунки поточного навантаження за цехами. За основу беремо відомості про навантаження всіх цехів заводу (Таблиця 1.1). При розрахунках враховуємо дані освітлювального навантаження. При розрахунках враховуємо втрати в лініях на ланках  $10\text{кВ}$ , а також втрати на головній понижувальній підстанції.

Проводимо визначення сумарного навантаження за відділеннями заводу за методом коефіцієнта використання за виразами [10, 11]:

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

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

де  $K_B$  – коефіцієнт використання;

$P_H$  – номінальна потужність цеху/відділення,  $\text{кВт}$ .

Як приклад, розрахунок навантаження силових споживачів електроенергії механічного цеху буде (згідно 2.1 та 2.2):

$$P_p = K_B \cdot P_H = 0.7 \cdot 900 = 630 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 630 \cdot 0.75 = 472.5 \text{ кВАр}$$

Результати розрахунків подано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунки силового навантаження

№ з/г.п	Назва	$P_H, \text{кВт}$	$K_B$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$
Споживачі електроенергії $10\text{кВ}$							
1.	Компресорна (СД)	1800.0	0.75	0.8	0.75	1350.0	0
2.	Насосна (СД)	1600.0	0.75	0.8	1.0	1200.0	0
Споживачі електроенергії $0,4\text{кВ}$							
1.	Механічний цех	900.0	0.7	0.8	0.75	630.0	472.5

– продовження таблиці 2.1

2.	Термічний цех	1200.0	0.6	0.75	0.88	720.0	633.6
3.	Заготівельний цех	250.0	0.7	0.8	0.75	175.0	131.25
4.	Інструментальний цех	1490.0	0.7	0.8	0.75	1043.0	782.25
5.	Ковальський цех	480.0	0.7	0.8	0.75	336.0	252.0
6.	Котельня	600.0	0.5	0.75	0.88	300.0	264.0
7.	Електричний цех	360.0	0.7	0.8	0.75	252.0	257.0
8.	Експериментальне відділення	370.0	0.4	0.75	0.88	148.0	130.24
9.	Компресорна	60.0	0.75	0.8	0.75	45.0	33.75
10.	Насосна	350.0	0.75	0.8	0.75	262.5	196.9
11.	Лабораторія	150.0	0.4	0.75	0.88	60.0	52.8
12.	Ремонтно-механічний цех	244.3	0.7	0.8	0.75	184.7	163.4
<b>Всього по заводу</b>						<b>6521.5</b>	<b>3206.3</b>

Розрахункове навантаження освітлювальних електроприймачів визначаємо за встановленою потужністю цехів та відділень ( $P_{но}$ ) заводу та коефіцієнтом попиту ( $K_{но}$ ) [12]:

$$P_{р.о} = K_{но} \cdot P_{но}, \quad (2.3)$$

де  $P_{но}$  визначаємо згідно виразу [12]:

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

де  $P_{но}$  – питома густина навантаження освітлювальних електроприймачів,  $Вт / м^2$ ;

$F$  – площа цехів (відділень),  $м^2$ .

Для прикладу, освітлювальне навантаження механічного цеху буде становити (згідно 2.3 та 2.4):

$$P_{но} = P_{но} \cdot F = 16 \cdot 1201 = 19.22 \text{ кВт};$$

$$P_{р.о} = K_{но} \cdot P_{но} = 0.85 \cdot 19.22 = 16.33 \text{ кВт}.$$

Знаходимо повне розрахункове навантаження за виразом (на прикладі механічного цеху) [11]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2} = 800.63 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунків силового та освітлювального навантаження цехів та відділень заводу зводимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2. – Результати розрахунків навантаження заводу

№ з/Г.П	Назва	Силове навантаження		Освітлювальне навантаження	Загальне навантаження		
		$P_{p.c},$ кВт	$Q_{p.c},$ кВАр	$P_{p.o},$ кВт	$P_{p.c} + P_{p.o},$ кВт	$Q_{p.c},$ кВАр	$S_{p.c},$ кВА
Споживачі електроенергії 0,4 кВ							
1.	Механічний цех	630.0	472.5	16.33	646.33	472.5	800.62
2.	Термічний цех	720.0	633.6	15.21	735.21	633.6	970.56
3.	Заготівельний цех	175.0	131.25	25.33	200.33	131.25	238.53
4.	Інструментальний цех	1043.0	782.25	20.6	1063.60	782.25	1319.23
5.	Ковальський цех	336.0	252.0	10.1	346.10	252.0	428.13
6.	Котельня	300.0	264.0	13.2	313.20	264.0	408.63
7.	Електричний цех	252.0	257.0	15.1	267.10	257.0	370.68
8.	Експериментальне відділення	148.0	130.24	7.7	155.70	130.24	202.98
9.	Компресорна	45.0	33.75	16.33	61.33	33.75	70.0
10.	Насосна	262.5	196.9	6.27	268.77	196.9	336.17
11.	Лабораторія	60.0	52.8	22.32	82.32	52.8	97.8
12.	Ремонтно-механічний цех	184.7	163.4	13.8	198.50	163.4	257.12
	Територія заводу			9.68	9.68	12.88	16.12
	Всього	6521.5	<b>3206.3</b>	<b>191.97</b>	<b>4348.17</b>	<b>3382.57</b>	<b>5516.57</b>
Споживачі електроенергії 10 кВ							
	Компресорна (СД)				1350.0	0	1350.0
	Насосна (СД)				1200.0	0	1200.0
	<b>Всього</b>				1550.0		1550.0
	<b>Всього по заводу</b>				<b>6898.98</b>	<b>3382.57</b>	<b>8066.57</b>

Для прийняття рішень щодо забезпечення надійності системи електропостачання заводу забезпеченням балансу реактивної потужності необхідно визначити активні та реактивні потужності на всіх рівнях напруги [11, 13, 14].

Визначаємо сумарні розрахункові активні та реактивні потужності на ланках 10кВ ГПП (головна понижувальна підстанція) з виразів [13]:

$$P_{p\Sigma} = \left( \sum P_p^H + \sum P_p^S \right) \cdot K_{pm(a)} + P_{po} + \Delta P_T + \Delta P_{\text{Л}}; \quad (2.4)$$

$$Q_{p\Sigma} = \left( \sum Q_p^H + \sum Q_p^S \right) \cdot K_{pm(p)} + Q_{po} + \Delta Q_T, \quad (2.5)$$

де  $K_{pm}$  – коефіцієнт рівномірності максимумів навантаження групи електроспоживачів; в нашому випадку приймаємо  $K_{pm(p)} = 0.9$  для реактивної потужності та –  $K_{pm(a)} = 0.95$  для активної потужності [13].

Визначаємо втрати потужності в цехових трансформаторах (ЦТ) за формулами [13]:

$$\Delta P_T = 0.02 \cdot S_p^H; \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_T = 0.1 \cdot S_p^H; \quad (2.7)$$

$$\Delta P_{\text{Л}} = 0.03 \cdot S_p^H. \quad (2.8)$$

Загальна потужність заводу на шинах 10кВ буде становити [13]:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{\left( P_{p\Sigma} \right)^2 + \left( Q_{p\Sigma} \right)^2}. \quad (2.9)$$

Проводимо розрахунки на стороні НН (низька напруга) при  $S_p^H = 5516.57$  кВА (табл. 2.2) за формулами 2.4-2.9:

$$\Delta P_T = 0.02 \cdot S_p^H = 0.02 \cdot 5516.57 = 110.33 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0.1 \cdot S_p^H = 0.1 \cdot 5516.57 = 551.66 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{\text{Л}} = 0.03 \cdot S_p^H = 0.03 \cdot 5516.57 = 165.49.$$

Згідно з розрахунковими даними в таблиці 2.2:

$$\sum P_p^H = 3971.5 \text{ кВт}; \quad \sum P_p^S = 2550.0 \text{ кВт}; \quad P_{po} = 191.97 \text{ кВт};$$

$$\sum Q_p^H = 3206.31 \text{ кВт}; \quad \sum Q_p^S = 0 \text{ кВт}; \quad P_{po} = 12.88 \text{ кВт}.$$

Отримуємо:

$$P_{p\Sigma} = (3971.5 + 2550.0) \cdot 0.95 + 191.97 + 110.33 + 165.49 = 6663.22 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = (3206.31 + 0) \cdot 0.9 + 12.88 + 551.66.33 = 3450.2 \text{ кВт}.$$

Загальна потужність заводу на шинах 10кВ становить;

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(6663.22)^2 + (3450.2)^2} = 7503.49 \text{ кВА}.$$

На стороні ВН трансформаторів ГПП розрахункову повну потужність визначаємо за формулою [13]:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{\left(\sum P_{p\Sigma} + \Delta P_{ГПП}\right)^2 + \left(Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{ГПП} - Q_{КП}\right)^2}, \quad (2.9)$$

де  $Q_{КП}$  – компенсована реактивна потужність, кВАр.

Активні та реактивні втрати на ГПП становлять (формули 2.6. – 2.7.):

$$\Delta P_{ГПП} = 0.02 \cdot S_{p\Sigma} = 0.02 \cdot 7503.49 = 150.1 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{ГПП} = 0.1 \cdot S_{p\Sigma} = 0.1 \cdot 7503.49 = 750.35 \text{ кВАр}.$$

В електричній мережі на напругу при максимальних активних навантаженнях знаходимо з виразу [13]:

$$Q_m = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0.24 \cdot 6663.22 = 1599.17 \text{ кВАр}.$$

Визначаємо потужність пристроїв компенсації реактивної потужності (КП) з виразу:

$$Q_{КП} = Q_{p\Sigma} - Q_m = 3450.2 - 1599.17 = 1851.03 \text{ кВАр}.$$

Отже:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(6663.22 + 150.1)^2 + (3450.2 + 750.35 - 1851.03)^2} = 7207.05 \text{ кВА}.$$

## 2.2 Визначення кількості та потужності цехових трансформаторних підстанцій

Для визначення номінальної кількості трансформаторів використовуємо отримані значення розрахункової потужності заводу.

Визначаємо питому густину навантаження заводу за формулою [14];

$$\delta = \frac{S_p^H}{F_u} = \frac{5516.57}{60545} = 0.09 \text{ кВА/м}^2, \quad (2.10)$$

де  $F_u$  – площа всіх цехів (згідно генплану),  $\text{м}^2$ ;

$S_p^H$  – загальна розрахункова потужність заводу на напрузі до  $1000\text{В}$ ,  $\text{м}^2$ .

Згідно отриманого значення отримаємо раціональне значення потужності трансформаторів в цеху -  $630\text{кВА}$  [14].

Визначаємо мінімальне число трансформаторів, які необхідно встановити на заводі згідно формули [14]:

$$N_{\min} = \frac{\sum P_p}{K_3 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{4348.17}{0.7 \cdot 630} \approx 10,$$

де  $\sum P_p$  – сума розрахункових активних навантажень на ланках до  $1000\text{В}$  з врахуванням освітлювального навантаження,  $\text{кВт}$ ;

$K_3$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів при номінальному режимі роботи, приймаємо:  $K_3 = 0.7$ ;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність одного трансформатора,  $\text{кВА}$ .

Визначаємо активне навантаження, що приходить на один трансформатор із виразу [14]:

$$P_1 = \frac{\sum P_p}{N} = \frac{4348.17}{10} = 434.8 \text{ кВт}.$$

Тобто, число трансформаторів які необхідно встановити в цехах визначаємо за формулою [14]:

$$N_i = \frac{P_p + P_{po}}{P_1}. \quad (2.11)$$

Результати розрахунків числа трансформаторів в цеху зводимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3. – Необхідна кількість трансформаторів в цехах потужністю 630кВА.

№ з/г.п.	Назва цеху, відділення	$P_p + P_{po}$	$N_{цт}$
1	Механічний цех	646.33	1.48
2	Термічний цех	735.21	1.69
3	Заготівельний цех	200.33	0.46
4	Інструментальний цех	1063.60	2.44
5	Ковальський цех	346.10	0.79
6	Котельня	313.20	0.72
7	Електричний цех	267.10	0.61
8	Експериментальне відділення	155.70	0.35
9	Компресорна	61.33	0.14
10	Насосна	268.77	0.61
11	Лабораторія	82.32	0.19
12	Ремонтно-механічний цех	198.50	0.45

Як показали розрахунки, встановлена кількість трансформаторних КТП на заводі з  $S_{н.тп} = 630\text{кВА}$  забезпечує номінальний коефіцієнт завантаження. Кількість трансформаторів є мінімальною, але для забезпечення надійної системи електропостачання споживачів II категорії є мінімально достатньою.

### **2.3 Розрахунок реактивної потужності, що вимагає компенсації на всіх ланках напруги та встановлення БК**

Одним із методів підвищення надійності системи електропостачання підприємства та зниження втрат є забезпечення балансу реактивної потужності [1, 15]. Як показали попередні розрахунки реактивної потужності мережі та обладнання цехів із виробництва запасних частин для сільськогосподарської техніки.

Визначаємо значення максимальної реактивної потужності [16], яка передається з мережі 10кВ в мережу 0.4кВ при збільшенні числа ЦТ у відповідності з формулою [15]:

$$Q_1 = Q_1^{630};$$

$$Q_1^{630} = \sqrt{(N_{\min} \cdot K_3 \cdot S_{н.мп})^2 - \sum P_p^2} = \sqrt{(10 \cdot 0.7 \cdot 630)^2 - 4348.17^2} = 735.88 \text{кВАр}$$

Визначаємо максимальну реактивну потужність, яка передається з мережі на напрузі 35кВ при максимальних активних навантаженнях за формулою [15]:

$$Q_m = \alpha \cdot \sum P_p = 0.24 \cdot 4348.17 = 1043.56 \text{кВАр} = 1.04 \text{МВАр}.$$

Аналіз балансу на шинах ГПП:

$$Q_{\Sigma P} = 3450.2 \text{кВАр} > Q_m = 1043.56 \text{кВАр}.$$

Висновок: Реактивної потужності яка передається від мережі є недостатньо. Необхідно встановити додаткові джерела: блоки конденсаторів (БК) або синхронні двигуни (СД) (присутні на території підприємства).

В відділенні «Компресорна» встановлений синхронний двигун на напругу 10кВ типу СТД – 2000, який можна використати для компенсації реактивної потужності.

Максимальне значення реактивної потужності, яку можливо отримати від СД становить [15]:

$$Q_{СД} = \frac{\alpha_m \cdot P_{ном} \cdot tg \varphi_{ном}}{\eta_{ном}} = \frac{1.23 \cdot 2000 \cdot 0.484}{0.96} = 1240.25 \text{кВАр} = 1.24 \text{МВАр}.$$

Баланс реактивної потужності на ланках 10кВ та 0.4кВ становить (рисунок 2.1):

$$Q_m + Q_{СД} = 2.28 \text{МВАр} < Q_1 + Q_{р.ВН} = 1.94 \text{МВАр}.$$

Розглянемо **2 варіанти** встановлення батареї конденсаторів на сторонах 10кВ та 0.4кВ.



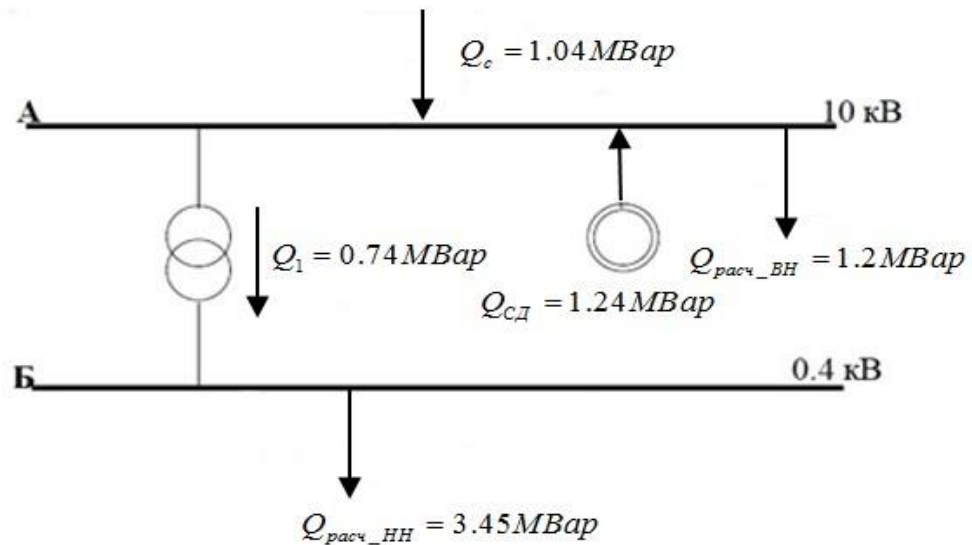


Рисунок 2.1 – Схема балансу реактивної потужності в точках А і Б.

**Варіант 1. Встановлення КБ на стороні 0,4 кВ.**

$$Q_m = 1.04 \text{ MVar}; \quad Q_1 = 0.74 \text{ MVar}; \quad Q_{\Sigma P} = 3.45 \text{ MVar}; \quad Q_{p.ВН} = 1.2 \text{ MVar}.$$

Отже:  $Q_{\text{сд}} = Q_{p.ВН} + Q_1 - Q_m = 1.2 + 0.74 - 1.04 = 0.9 \text{ MVar}$ , тоді,

$$Q_{\text{БК.НН}} = Q_{\Sigma P} - Q_1 = 3.45 - 0.74 = 2.75 \text{ MVar} \text{ (рисунок 2.2)}$$

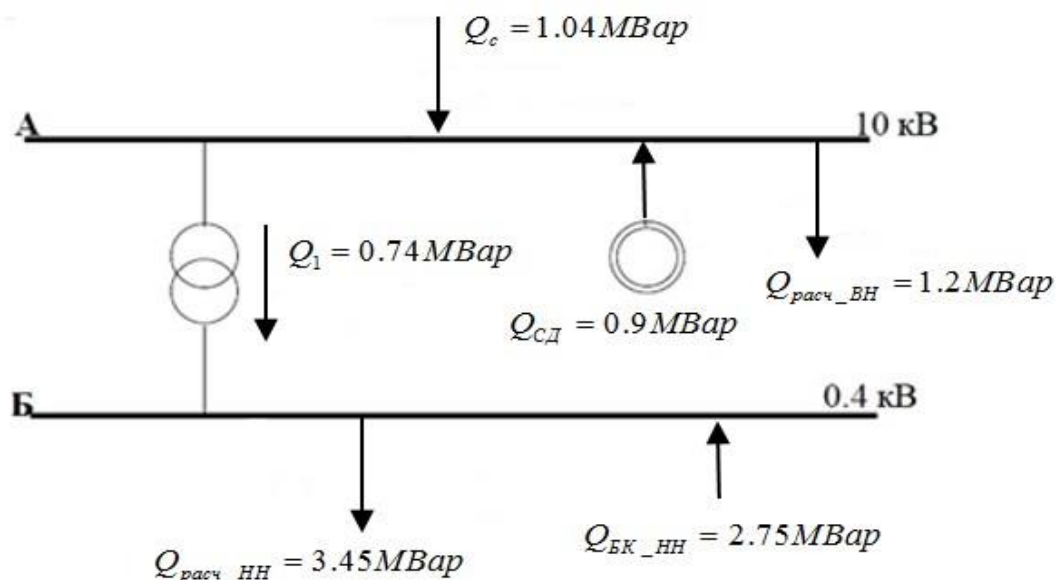


Рисунок 2.2 – Схема балансу реактивної потужності для варіанту 1.

До встановлення приймаємо 27 конденсаторних батарейних установок типу *УКРМ 0.4–100/4–10* з чотирма ступенями регулювання (10+20+30+40), із сумарною встановленою потужністю 2700кВАр.

Згідно довідкових даних: питомі втрати активної потужності становлять:  $\Delta P_{БК} = 4.5 \text{ кВт} / \text{МВАр}$ ; питома вартість батареї:  $K_y = 10.5 \text{ у.о.} / \text{кВАр}$ .

Розраховуємо затрати на встановлення в умовних одиницях (у.о.) за виразом [14]:

$$Z_{БК.НН} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК.НН} + Z_2 \cdot Q_{БК.НН}^2, \quad (2.12)$$

де  $Z_0$  – складова постійних затрат, які не залежать від генерованої потужності, у.о./кВАр;

$Z_1$  – питомі затрати на 1 кВАр генерованої потужності, у.о./кВАр;

$Z_2$  – питомі затрати на 1 кВАр<sup>2</sup> генерованої потужності, у.о./кВАр<sup>2</sup>.

Для БК на стороні низької напруги:  $Z_0 = 0$ ,  $Z_2 = 0$ .

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left( \frac{U_{БК}^*}{U^*} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0.223 \cdot 10.5 \cdot \left( \frac{1}{1} \right) + 85 \cdot 4.5 \cdot 10^{-3} = 2.725 \text{ у.о.} / \text{кВАр},$$

де  $E$  – сума річних відрахувань від величини капітальних вкладень, приймаємо:  $E = 0.223$ ;

$U^*$  – відносна величина напруги мережі в місці встановлення БК,  $U^* = 1$ ;

$U_{БК}^*$  – відношення номінальної напруги БК до номінальної напруги мережі;

згідно даних [14],  $U_{БК}^* = 1$  для БК на напругу 0.4кВ (для напруги 6(10)кВ –  $U_{БК}^* = 1.05$ );

$C_0 = 85 \text{ у.о.} / \text{кВт}$  – питома вартість втрат активної потужності, [14].

Отже:  $Z_{БК.НН} = Z_1 \cdot Q_{БК.НН} = 2.725 \cdot 2750 = 7493.75 \text{ у.о.}$

Визначаємо затрати на реактивну потужність, яка генерується СД:

$Q_{СД} = 900 \text{ кВАр}$ ;  $Q_{СД.ном} = P_{ном} \cdot \text{tg} \varphi_{ном} = 2000 \cdot 0.484 = 968 \text{ кВАр}$ .

$Z_0 = 0$  – двигуни використовуються в технологічному процесі.

$$Z_1 = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{CD,ном}} = 85 \cdot \frac{5.37}{968} = 0.472 \text{ у.о. / кВАр};$$

$$Z_2 = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_{CD,ном}^2} = 85 \cdot \frac{6.8}{968^2} = 0.0006 \text{ у.о. / кВАр},$$

де  $D_1, D_2$  – коефіцієнти, що визначаються технічними параметрами синхронного двигуна [16].

Згідно 2.12 сумарні приведені затрати на генерування потужності СД становлять:

$$Z_{CD} = Z_1 \cdot Q_{CD} + Z_2 \cdot Q_{CD}^2 = 0.472 \cdot 900 + 0.0006 \cdot 900^2 = 910.8 \text{ у.о.}$$

Загальні приведені затрати за першим варіантом становлять:

$$Z^1 = Z_{БК.НН} + Z_{CD} = 7493.75 + 910.8 = 8404.55 \text{ у.о.}$$

## Варіант 2. Встановлення КБ на сторонах 0.4 кВ та 10 кВ.

В цьому випадку збільшуємо кількість встановлених ЦТ на один (11 трансформаторів). Визначаємо величину за трат на встановлення однієї КТП потужністю 630кВА за формулою:

$$Z_{TP} = E \cdot K_{TP} = 0.223 \cdot 11600 = 2586.8 \text{ у.о.},$$

де  $K_{TP}$  – умовна вартість КТП, згідно з довідковими даними [14].

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\min} \cdot K_3 \cdot S_{н.тр})^2 - \sum P_p^2} = \sqrt{(11 \cdot 0.7 \cdot 630)^2 - 4348.17^2} = 2.15 \text{ МВАр};$$

$$Q_m = 1.04 \text{ МВАр}; Q_{CD} = 1.24 \text{ МВАр}; Q_{р.ВН} = 1.2 \text{ МВАр}; Q_{р.НН} = 3.45 \text{ МВАр}.$$

Тоді:  $Q_{БК.ВН} = Q_1 + Q_{р.ВН} - Q_m - Q_{CD} = 2.15 + 1.2 - 1.04 - 1.24 = 1.07 \text{ МВАр}$ , тоді,

$$Q_{БК.НН} = Q_{\Sigma P} - Q_1 = 3.45 - 2.15 = 1.3 \text{ кВАр (рисунок 2.3)}.$$

Для компенсації реактивної потужності на стороні ВН встановлюємо КБ **УКРМ – 10,5 – 1050 – (7х150) УЗ** в кількості 7 штук на загальну реактивну потужність 1050 кВАр.

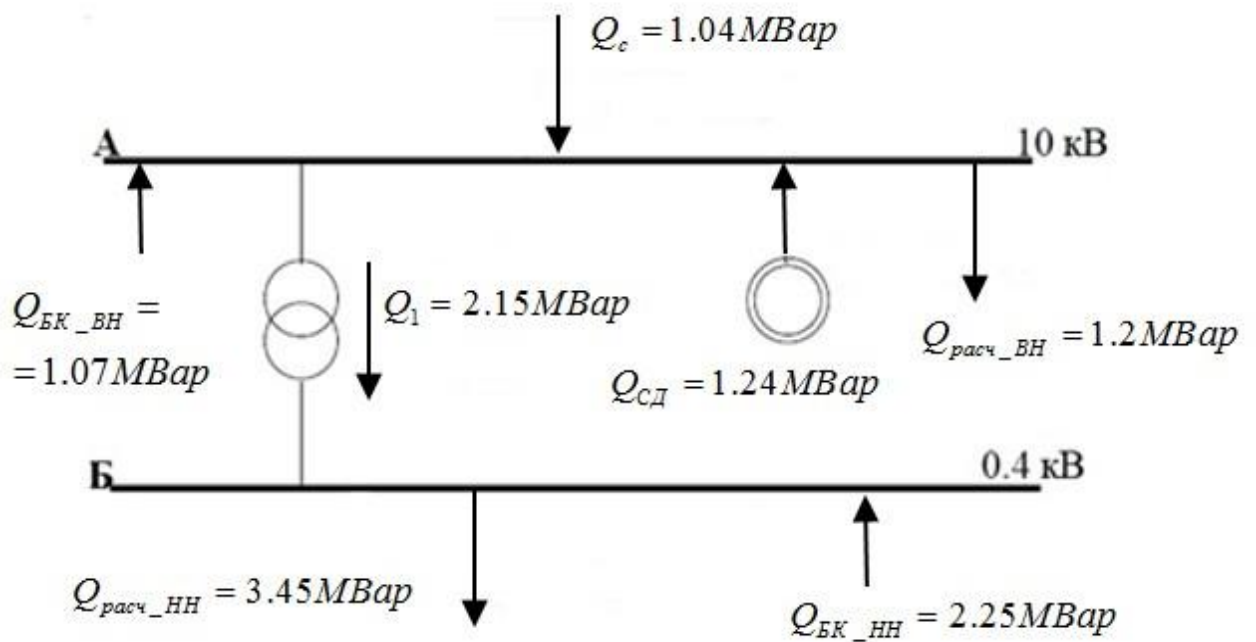


Рисунок 2.3 – Схема балансу реактивної потужності для варіанту 2.

Згідно довідкових даних: питомі втрати активної потужності становлять:  
 $\Delta P_{БК} = 2.5 \text{ кВт} / \text{МВАр}$ ; питома вартість батареї:  $K_y = 3.7 \text{ у.о.} / \text{кВАр}$ .

Розраховуємо затрати на встановлення БК за формулою 2.12 виду:

$$Z_{БК.ВН} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК.ВН} + Z_2 \cdot Q_{БК.ВН}^2$$

Для БК на стороні високої напруги:  $Z_2 = 0$ ;

$$Z_0 = E \cdot (K_{\text{вм}} + 2 \cdot K_{\text{ТН}}) = 0.223 \cdot (1900 + 2 \cdot 800) = 781 \text{ у.о.}$$

де  $K_{\text{вм}} = 1900 \text{ у.о.}$  – умовна вартість високовольтного вимикача;

$K_{\text{ТН}}$  – умовна вартість трансформатора напруги, згідно з довідковими даними [14].

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left( \frac{U_{БК}^*}{U^*} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0.223 \cdot 3.7 \cdot \left( \frac{1.05}{1} \right) + 85 \cdot 2.5 \cdot 10^{-3} = 1.08 \text{ у.о.} / \text{кВАр};$$

$$Z_{БК.ВН} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК.ВН} = 781 + 1.08 \cdot 1070 = 1936.6 \text{ у.о.}$$

На стороні низької напруги встановлюємо конденсаторні батареї типу *УКРМ 0.4–100/4–10* з чотирма ступенями регулювання (10+20+30+40) в кількості 13 штук, із сумарною потужністю  $1300 \text{кВАр}$ .

Згідно довідкових даних: питомі втрати активної потужності становлять:  $\Delta P_{БК} = 4.5 \text{кВт} / \text{МВАр}$ ; питома вартість батареї:  $K_y = 8 \text{у.о.} / \text{кВАр}$ .

Розраховуємо затрати на встановлення в умовних одиницях (у.о.) за виразом 2.12.

Для БК на стороні низької напруги:  $Z_0 = 0$ ,  $Z_2 = 0$ .

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left( \frac{U_{БК}^*}{U^*} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0.223 \cdot 8 \cdot \left( \frac{1}{1} \right) + 85 \cdot 4.5 \cdot 10^{-3} = 2.167 \text{у.о.} / \text{кВАр}$$

$$Z_{БК.НН} = Z_1 \cdot Q_{БК.НН} = 2.167 \cdot 1300 = 2817.1 \text{у.о.}$$

Визначаємо затрати на реактивну потужність, яка генерується СД:

$$Q_{СД} = 1240 \text{кВАр}; Q_{СД.ном} = P_{ном} \cdot \text{tg} \varphi_{ном} = 2000 \cdot 0.484 = 968 \text{кВАр}.$$

$Z_0 = 0$  – двигуни використовуються в технологічному процесі.

$$Z_1 = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{СД.ном}} = 85 \cdot \frac{5.37}{968} = 0.472 \text{у.о.} / \text{кВАр};$$

$$Z_2 = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_{СД.ном}^2} = 85 \cdot \frac{6.8}{968^2} = 0.0006 \text{у.о.} / \text{кВАр}.$$

Згідно 2.12 сумарні приведені затрати на генерування потужності СД становлять:

$$Z_{СД} = Z_1 \cdot Q_{СД} + Z_2 \cdot Q_{СД}^2 = 0.472 \cdot 1240 + 0.0006 \cdot 1240^2 = 1507.84 \text{у.о.}$$

Загальні приведені затрати за другим варіантом становлять:

$$Z^2 = Z_{БК.ВН} + Z_{СД} + Z_{БК.НН} + Z_{ТР} = 1936.6 + 1507.84 + 2817.1 + 2586.8 = 8848.34 \text{у.о.}$$

За проведеним техніко-економічним аналізом вибираємо варіант 1.

У всіх цехах встановлюємо трансформатори: *ТМ – 630/10/0.4 кВ*, навантаження цехів, що розміщені поряд – об'єднуємо (таблиці 2.4., 2.5)., трансформатори ЦТ з'єднуємо за радіальною схемою (рисунок 2.4).

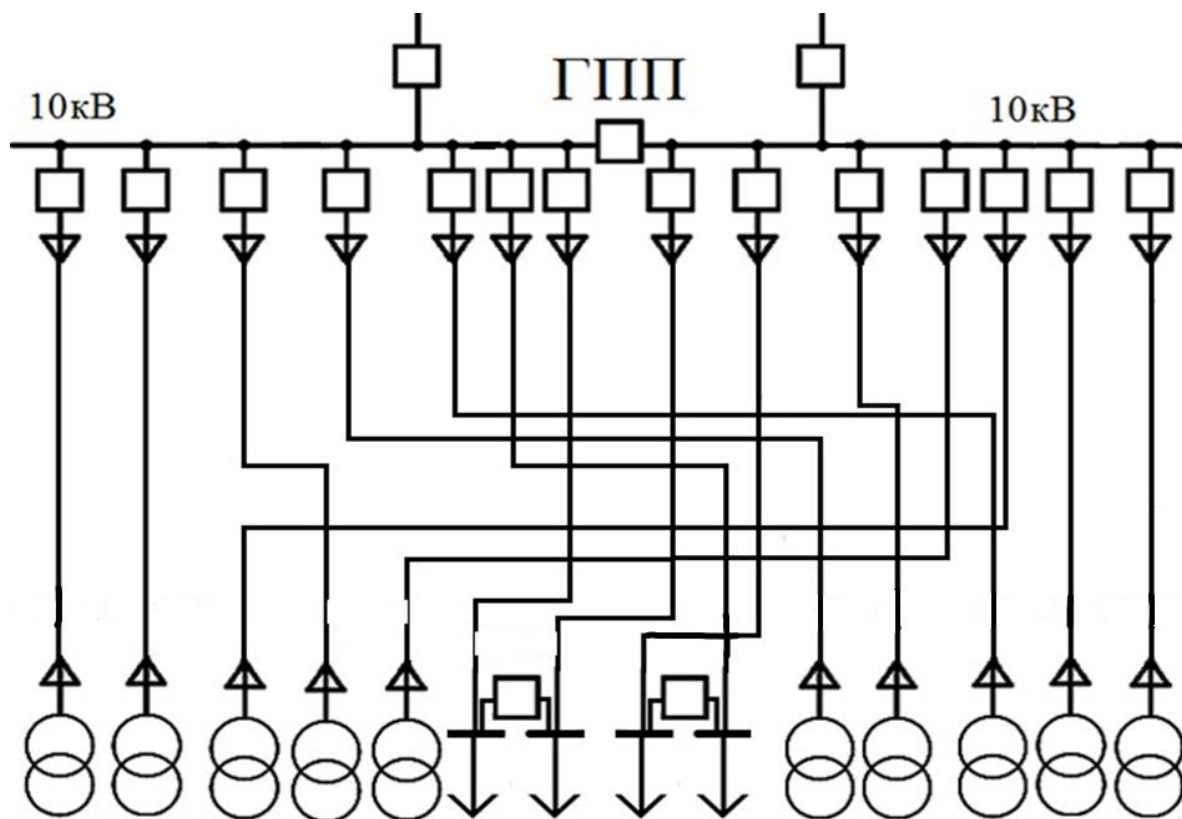


Рисунок 2.4 – Структурна схема розподілення цехових трансформаторів.

Таблиця 2.4 – Параметри цехових трансформаторів

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-630/10	630	10	0.4	5.5	8.5	1.56	2.0	Y - Y <sub>0</sub> -11

Для підвищення надійності та зниження втрат на ланках встановлюємо БК на секційних шинах (СШ) трансформаторних підстанцій на ланках 0.4кВ згідно проведених розрахунків.

Розраховуємо максимально можливу реактивну потужність, яка передається через ТП в мережу напругою до 1кВ згідно формули [15]:

Таблиця 2.5 – Розподіл навантаження за цехами заводу

Назва ТП	Споживачі	Місце розміщення на генплані	$P_p, кВт$	Кількість та потужність трансформаторів
ТП-1.1	Цех 4, 3, 9	Цех 14	445.21	1×630 кВА
ТП-1.2	Цех 4	Цех 3	880	2×630 кВА
ТП-2	Цех 8, 10, 11, 12	Цех 8	705.31	2×630 кВА
ТП-3	Цех 5, 6, 7	Цех 9	926.41	2×630 кВА
ТП-4.1	Цех 1, 2	Цех 11	940.55	2×630 кВА
ТП-4.2	Цех 1	Цех 15	441	1×630 кВА

$$Q_{\max} = \sqrt{(n \cdot \beta \cdot S_{\text{ном.тр}})^2 - \sum P_p^2}, \quad (2.13)$$

де  $n$  – число трансформаторів на ТП;

$\beta$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів, враховуючи II категорію споживачів при номінальному навантаженні приймаємо,  $\beta = 0.7$ ;

$S_{\text{ном.тр}}$  – номінальна потужність трансформаторів на ТП;

$\sum P_p$  – активне розрахункове навантаження на шина 0.4кВ ТП.

Для прикладу, для трансформаторів ТП1.1:

$$Q_{\phi} = \sum Q_p - \sum Q_{БК} = 322.38 - 300 = 22.38 \text{ кВАр};$$

$$\beta_1 = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_{\phi})^2}}{n \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{\sqrt{(420)^2 + (22.38)^2}}{1 \cdot 630} = 0.67.$$

Розрахунки зводимо в таблицю 2.6.

Розраховуємо втрати активної та реактивної потужності в трансформаторах за виразами [3]:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{xx} \cdot n + \Delta P_{кз} \cdot n \cdot \beta^2;$$

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q_{xx} \cdot n + \Delta Q_{кз} \cdot n \cdot \beta^2; \quad \Delta Q_{кз} = \frac{U_{кз} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{100}; \quad \Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{100}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку встановлення БК

№ з/п	Назва споживача	Вибране ДП	$Q_{\max}$ кВАр	$Q_{\phi}$ кВАр	$Q_p$ кВАр	Батареї	$Q_{БК}$ кВАр
1	Механічний цех	1×630 від 2	42.1	22.38	322.38	3×УКРМ 0.4–100/4–10	300
2	Термічний цех	2×630	129.27	83.71	783.71	7×УКРМ 0.4–100/4–10	700
3	Заготівельний цех	від 4.1	–	–	–	–	–
4	Інструментальний цех	(1) 1×630	43.19	0.04	300.04	3×УКРМ 0.4–100/4–10	300
		(2) 2×630	59.36	47.21	647.21	6×УКРМ 0.4–100/4–10	600
5	Ковальський цех	від 6	–	–	–	–	–
6	Котельня	2×630	105.49	73.04	773.04	7×УКРМ 0.4–100/4–10	700
7	Електричний цех	від 6	–	–	–	–	–
8	Експериментальне відділення	від 10	–	–	–	–	–
9	Компресорна	від 4.1	–	–	–	–	–
10	Насосна	2×630	20.23	43.32	543.31	5×УКРМ 0.4–100/4–10	500
11	Лабораторія	від 10	–	–	–	–	–
12	Ремонтно-механічний цех	від 10	–	–	–	–	–
<b>Всього:</b>		10×630	399.64	267.7	3206.3	31×УКРМ 0.4–100/4–10	3100

Таблиця 2.7 – Розрахунок втрат потужності на ЦТ заводу

№ ТП	Цеха	$S_{\text{ном.тп}}$ кВА	$n$	$\beta$	$\Delta P_{TP}$ кВт	$\Delta Q_{xx}$ кВАр	$\Delta Q_{кз}$ кВАр	$\Delta Q_{TP}$ кВАр	$\Delta S_{TP}$ кВА
ТП1.1	1	630	1	0.67	5.37	12.6	34.65	28.15	28.66
ТП1.2	1, 2	630	2	0.77	13.19	12.6	34.65	66.29	67.59
ТП2	8, 10, 11, 12	630	2	0.56	8.45	12.6	34.65	46.93	47.68
ТП3	5, 6, 7	630	2	0.71	11.69	12.6	34.65	60.13	61.26
ТП4.1	4	630	2	0.7	11.45	12.6	34.65	59.16	60.25
ТП4.2	3, 4, 9	630	1	0.71	5.86	12.6	34.65	30.07	30.64
			10		56.01			290.73	296.08

## 2.4 Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП



Електропостачання заводу з виробництва запасних частин до сільськогосподарської техніки проводиться двома повітряними лініями (ПЛ) електропередачі на напрузі 35 кВ. Споживачі заводу в більшості відносяться до II категорії, тому на ГПП встановлено два трансформатора ТМН – 6300/35/10 кВ. На стороні високої напруги 35 кВ застосовано з двох блоків з неавтоматичною перемичкою та вимикачами. На стороні на напрузі 10 кВ система шин секціоновано вакуумними вимикачами.

Згідно отриманих розрахункових значень потужності на сторонах ВН (35 кВ) та НН (10 кВ) проводимо перевірку відповідності встановлених трансформаторів.

Визначаємо повну потужність трансформатора на ГПП [14]:

$$S_{mp} = \frac{S_{p.ГПП}}{N_{mp} \cdot \beta_{mp}}, \quad (2.14)$$

де  $S_{p.ГПП}$  – розрахункова загальна потужність заводу на стороні ВН трансформаторів ГПП;

$N_{mp}$  – число трансформаторів на ТП;

$\beta_{mp}$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів ГПП, приймаємо:  $\beta_{mp} = 0.7$ , так як більшість споживачів відносяться до II категорії за надійністю електропостачання:

$$S_{mp} = \frac{7202.05}{2 \cdot 0.7} = 5144.32 \text{ кВА}.$$

Отримане значення розрахункової повної потужності трансформатора заокруглюємо до найближчого значення в більшу сторону [13]. Проведені розрахунки відносять до номінального режиму роботи. В після аварійному режимі роботи необхідно перевірити можливість одного трансформатора забезпечити роботу (допустиме перевантаження до 40 %) [13]:

$$S_{p.ГПП} = 7207.05 \text{ кВА} < 1.4 \cdot S_{ном.тр} = 1.4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВА}.$$

Умова виконуються. Технічні дані трансформатора ГПП подані в таблиці 2.8 а прийнята схема підстанції ГПП на рис.2.5.

Таблиця 2.8 – Параметри цехових трансформаторів

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

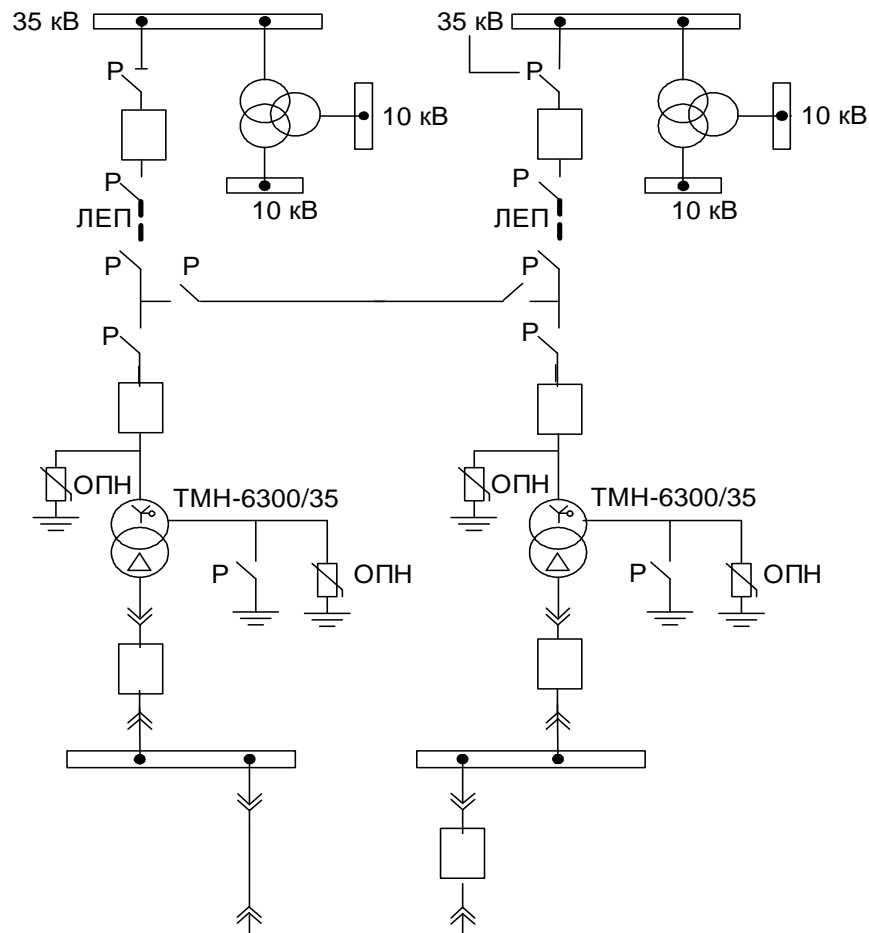


Рисунок 2.5 – Схема підстанції ГПП.

## 2.5 Перевірка перерізу лінії, що живить ГПП

На стороні 35 кВ система електропостачання здійснюється ПЛ двох ланцюговим проводом АС. Перевірку проводу відповідним розрахунковим значенням потужності здійснюємо за економічною густиною струму [17].

Визначаємо значення розрахункового струму на одну лінію при номінальному режимі роботи [17], отримуємо:

$$I_p = \frac{S_{p.ГПП}^{BH}}{n_{лін.} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7207.05}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 59.44 \text{ А},$$

а для після аварійного або ремонтного режимів маємо [17]:

$$I_p = \frac{S_{p.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7207.05}{\sqrt{3} \cdot 35} = 118.89 \text{ А}$$

Для не ізолюваної лінії з алюмінію у відповідності із [13] приймаємо економічну густину струму:  $j_{ек} = 1.1 \text{ А} / \text{мм}^2$ .

Визначаємо економічно доцільний переріз проводів із виразу [17]:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{59.44}{1.1} = 54.04 \text{ мм}^2. \quad (2.15)$$

Вибираємо в якості ПЛ провід марки АС – 70 з допустимим значенням струму  $I_{дон} = 265 \text{ А}$ .

Здійснюємо перевірку [17]:

– за допустимим струмовим навантаженням (після аварійний, ремонтний, відключення однієї лінії):

$$I_{роз} \leq I_{дон}; \quad 1.3 \cdot I_{дон} \geq I_{роз},$$

де 1.3 – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії; отримуємо:

$$1.3 \cdot I_{дон} = 1.3 \cdot 265 = 344.5 \text{ А} > I_{p, \max} = 118.89 \text{ А}. \text{ Умова виконана.}$$

– за умовою механічної міцності: у відповідності з умовою [13] на ПЛ вище 1кВ допустиме застосування проводу з перерізом не меншим  $25 \text{ мм}^2$  із сталю алюмінію:

$F_{роз} = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{\min} = 25 \text{ мм}^2$ ; умова виконується.

– за допустимою втратою напруги:

$$L_{\text{доп}} = \ell_{\Delta U(1\%)} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 \geq L, \quad (2.16)$$

де  $\ell_{\Delta U(1\%)}$  – довжина ЛЕП при повному навантаженні на 1% втрат напруги, км;

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

$k_3 = I_{\text{доп}}/I_p$  – значення коефіцієнта завантаження лінії;

$L$  – фактична довжина лінії, км;

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

Довжина ланки  $\ell_{\Delta U(1\%)} = 1.65 \text{ км}$  при повному навантаженні. Отримуємо:

– для нормального режиму:

$$L_{\text{доп}} = \ell_{\Delta U(1\%)} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 = 1.65 \cdot 5 \cdot \frac{265}{59.44} = 36.78 \text{ км};$$

$L_{\text{доп}} = 36.78 \text{ км} > L = 10 \text{ км}$ ; умова виконується.

– для після аварійного режиму:

$$L_{\text{доп}} = \ell_{\Delta U(1\%)} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 = 1.65 \cdot 10 \cdot \frac{265}{118.89} = 36.78 \text{ км};$$

$L_{\text{доп}} = 36.78 \text{ км} > L = 10 \text{ км}$ ; умова виконується.

Висновок: на стороні 35 кВ доцільне встановлення забезпечення електропостачання проводом АС – 70/11 – двох ланцюгова повітряна ЛЕП виконана на двох ланцюгових опорах з металічною конструкцією.

## 2.6 Розрахунок розподільної мережі 10 кВ

Ланки ліній вище 1 кВ суттєво впливають на забезпечення надійності системи електропостачання внутрішньозаводської мережі заводу. Схема розподільної мережі подана на рисунку 2.4.

Кабельні лінії (КЛ) 10 кВ мережі ЦТ переважно вибирають за економічною густиною струму (формула 2.15) та виконанням умов для перевірки допустимості значень параметрів.

Здійсимо розрахунок та вибір КЛ1 з перевіркою перерізу для живлення ТП1.1 (10 кВ) від шини ГПП:

Визначаємо значення розрахункового струму КЛ1:

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

де,  $n_{лін.}$  – число ліній.

Для КЛ на високу напругу з паперовою ізоляцією та алюмінієвими проводами у відповідності із [13] приймаємо економічну густина струму:

$$j_{ек} = 1.14 \text{ А / мм}^2.$$

Згідно формули 2.15 отримуємо економічну густина струму:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{36.42}{1.4} = 26.01 \text{ мм}^2,$$

Найближче значення перерізу КЛ:  $F = 35 \text{ мм}^2$ ,  $I_{дон} = 105 \text{ А}$  [17].

Здійснюємо перевірку вибраного перерізу щодо виконання умов:

– за нагрівом максимальним струмом та струмом у після аварійному режимі.

Допустимий струм КЛ  $I_{дон}$ , згідно нормованого значення перерізу, повинен забезпечувати нагрівання при максимальному розрахунковому струмі за виразом [17]:

$$I_{дон} = \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2}, \quad (2.17)$$

де,  $K_1, K_2$  – коефіцієнти впливу температури навколишнього середовища та поряд прокладених КЛ, згідно [17].

Згідно прийнятих умов [13]:  $K_1 = 1$ ,  $K_2 = 0.9$ . Отже:

$$I_{\text{доп}} = 105 \text{ A} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2} = \frac{36.42}{1 \cdot 0.9} = 40.46 \text{ A}.$$

Умова виконується.

– за нагрівом від виділеного тепла при роботі в після аварійному режимі з перевантаженням за умовою [17]:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = \frac{I_{\text{н.ав}}}{K_1 \cdot K_2}, \quad (2.18)$$

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

$K_{\text{пер}}$  – кратність перевантаження, приймаємо  $K_{\text{пер}} = 1.3$  [13].

Струм КЛ в після аварійному режимі дорівнює подвійному струму при нормальному режимі роботи, тому:

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

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = 1.3 \cdot 105 = 136.5 \text{ A} \geq \frac{I_{\text{н.ав}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{72.83}{1 \cdot 1 = 0.9} = 80.92.48 \text{ A}.$$

Умова виконується.

вибираємо кабель:  $AAШВ - 2(3 \times 35)$ , спосіб прокладання – в кабельному каналі [10].

– за нагріванням від короткочасного виділення тепла струмом КЗ – фактор термічної стійкості.

Перевірка провідників на термічну стійкість при КЗ полягає у визначенні їх температури нагріву до моменту відключення КЗ та порівняння цієї температури із гранично допустимою температурою нагріву при КЗ. Провідник задовольняє умову термічної стійкості, якщо температура нагріву провідника на момент відключення КЗ вбирається у його гранично допустиму температуру нагрівання [17].

Цей етап перевірки проводимо після розрахунків струмів КЗ. Для інших кабелів розрахунок провадиться аналогічно. Зведемо дані щодо попереднього вибору кабелів внутрішньозаводської мережі до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Розрахунок вибору КЛ цехової мережі заводу

Номер лінії	Призначення лінії	Кількість ліній	Розрахункове навантаження на 1 кабель		Довжина лінії	Спосіб прокладання	$F_{ек},$ $мм^2$	Допустиме навантаження на 1 кабель		Повірка за нагрівом		Марка кабелю, вибраного за допустимим нагрівом	$R_0,$ $Ом/км$	$X_0,$ $Ом/км$	$R,$ $Ом$	$X,$ $Ом$
			Ном. режим $I_p, A$	П. авар. режим $I_{н.ав}, A$				Ном. режим $I_{дон}, A$	П. ав. режим $1.2 \cdot I_{дон}, A$	$\frac{I_p}{K_1 \cdot K_2},$ $A$	$\frac{I_{н.ав}}{K_1 \cdot K_2},$ $A$					
КЛ-1	ГПП-ТП1.1	1	36.42	–	0.126	канал	26.01	105	–	36.42	–	ААШВ – 3×35	0.84	0.095	0.105	0.012
КЛ-2	ГПП-ТП1.2	2	36.42	72.83	0.141	канал	26.01	105	136.5	40.46	80.92	ААШВ – 2(3×35)	0.84	0.095	0.112	0.013
КЛ-3	ГПП-ТП2	2	36.42	72.83	0.052	канал	26.01	105	136.5	40.46	80.92	ААШВ – 2(3×35)	0.84	0.095	0.043	0.005
КЛ-4	ГПП-ТП3	2	36.42	72.83	0.089	канал	26.01	105	136.5	40.46	80.92	ААШВ – 2(3×35)	0.84	0.095	0.074	0.008
КЛ-5	ГПП-ТП4.1	2	36.42	72.83	0.044	канал	26.01	105	136.5	40.46	80.92	ААШВ – 2(3×35)	0.84	0.095	0.037	0.004
КЛ-6	ГПП-ТП4.2	1	36.42	–	0.074	канал	26.01	105	–	36.42	–	ААШВ – 3×35	0.84	0.095	0.062	0.007
КЛ-7	ГПП-РП9	2	78.03	156.07	0.044	канал	55.76	165	214.5	86.71	173.41	ААШВ – 2(3×70)	0.42	0.086	0.018	0.004
КЛ-8	ГПП-РП10	2	69.36	138.73	0.052	канал	49.55	135	175.5	77.07	154.14	ААШВ – 2(3×50)	0.59	0.09	0.03	0.004

## 2.7 Висновки до другого розділу

Для прийняття технічних заходів щодо забезпечення надійності проведені розрахунки потужності заводу на основі методу коефіцієнта використання, яка становить  $8067 \text{ кВА}$  з врахуванням високовольтного навантаження та освітлення.

Проведені розрахунки щодо визначення оптимального числа цехових трансформаторів при оптимальній потужності та вибрано трансформатори типу  $ТМ - 630 - 10 / 0.4 \text{ кВ}$ .

Запропоновано радіальну та магістральну схеми системи електропостачання заводу з рівномірним розподіленням навантаження за цеховими трансформаторами з врахуванням категорії надійності електроспоживачів.

Проведені заходи щодо компенсації реактивної потужності. Після проведення техніко-економічного розрахунку було прийнято рішення щодо встановлення конденсаторних батарей на стороні  $0,4 \text{ кВ}$  типу  $УКРМ 0.4 - 100$ .

На основі розрахунків було проведено вибір трансформаторів ГПП типу  $ТМН 6300 / 35 / 10 \text{ кВ}$ .

Систему електропостачання заводу запропоновано виконати двох ланцюговою повітряною лінією  $35 \text{ кВ}$  марки  $АС - 70$ . Електропостачання цехових ТП проводимо кабельними лініями напругою  $10 \text{ кВ}$  марки  $АШв$  перерізами  $35 \text{ мм}^2$ . Для електропостачання РП обрано кабельні лінії марки  $АШв 3 \times 70$ .

Проведені попередні розрахунки перерізів кабельних ліній  $0,4 \text{ кВ}$  та  $10 \text{ кВ}$  дозволить провести вибір захисного устаткування.



### 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Необхідність знаходження струмів короткого замикання (КЗ) полягає в тому, щоб правильно підібрати струмопровідні частини електричних установок та всіх електричних апаратів. Необхідно визначити найбільший струм КЗ, який проходить через електричні апарати та струмопровідні частини, щоб унеможливити їх руйнування [18].

Першим етапом розрахунку струмів КЗ є складання спрощеної однолінійної схеми електроустановки. У цій схемі необхідно враховувати всі трансформатори, джерела живлення, повітряні та кабельні лінії електропередачі. Джерелами живлення є генератори та підстанції енергосистеми.

Проводитимемо розрахунок струмів короткого замикання для ділянки розподільчої мережі 10кВ ГПП – ТП1.1. Складаємо розрахункову схему та схему заміщення для даної ділянки (рис.3.1).

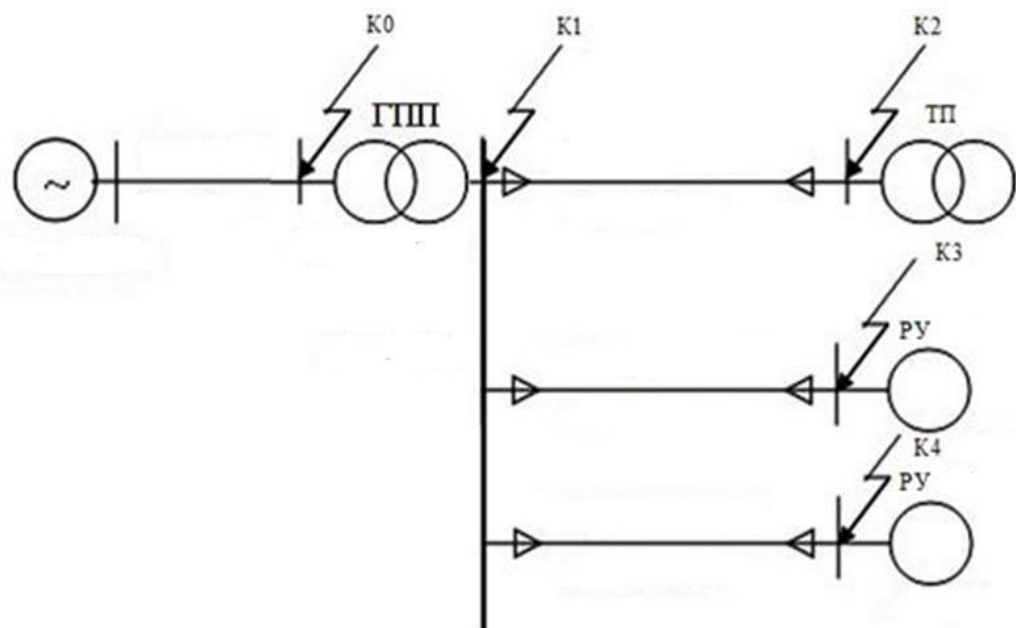


Рисунок 3.1 – Розрахункова однолінійна схема мережі для розрахунку струмів КЗ.

Розрахунок струмів КЗ проводимо у відносних одиницях. Розрахункові дані приводимо до базисної потужності та базисної напруги. Базова напруга на 5% перевищує номінальну. Приймаємо:  $U_{\delta 1} = 37 \text{ кВ}$ ,  $U_{\delta 2} = 10,5 \text{ кВ}$  виходячи із стандартного ряду базисної напруги, згідно [18].

Приймаємо  $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$  за значення базисної потужності.

Будемо приймати  $S_m = \infty$  за потужність джерела енергії в якому:  $x_m = 0$  – значення індуктивного опору джерела.

1. Визначаємо опори для ПЛ 35кВ за відповідними формулами [19]:

$$r_{ел} = \frac{r_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = \frac{0.422 \cdot 15 \cdot 100}{37^2} = 0.462 \text{ у.о.};$$

$$x_{ел} = \frac{x_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = \frac{0.432 \cdot 15 \cdot 100}{37^2} = 0.473 \text{ у.о.},$$

де  $\ell = 15 \text{ км}$  – довжина повітряної ЛЕП;

$U_{\delta 1}$  – напруга базисного ступеня трансформації, кВ;

$r_0 = 0.422 \text{ Ом / км}$  – активний опір проводу марки АС – 70. Згідно [19];

$x_0 = 0.432 \text{ Ом / км}$  – індуктивний опір проводу марки АС – 70. Згідно [19].

2. Визначаємо індуктивний опір для трансформатора ГПП  $U_{\delta 1}$  [19]:

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

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

$U_{кз} = 7.5\%$  – напруга КЗ трансформатора ГПП.

Значенням активного опору трансформатора ГПП нехтуємо.

3. Визначаємо опори кабельної лінії КЛ – 1, що відповідно рівні:

$$r_{КЛ-1} = \frac{r_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.84 \cdot 0.126 \cdot 100}{10.5^2} = 0.096 \text{ у.о.};$$

$$x_{КЛ-1} = \frac{x_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.095 \cdot 0.126 \cdot 100}{10.5^2} = 0.011 \text{ у.о.},$$

де  $\ell = 0.126 \text{ км}$  – довжина кабельної ЛЕП;

$U_{\delta 2}$  – напруга базисного ступеня трансформації,  $\text{кВ}$ ;

$r_0 = 0.84 \text{ Ом} / \text{км}$  – активний опір проводу марки *ААШв*  $3 \times 35$ . Згідно [19];

$x_0 = 0.095 \text{ Ом} / \text{км}$  – індуктивний опір проводу марки *ААШв*  $3 \times 35$ . Згідно [19].

4. Визначаємо опори кабельної лінії *КЛ* – 7, що відповідно рівні:

$$r_{\text{КЛ-7}} = \frac{r_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.42 \cdot 0.044 \cdot 100}{10.5^2} = 0.017 \text{ у.о.};$$

$$x_{\text{КЛ-7}} = \frac{x_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.086 \cdot 0.044 \cdot 100}{10.5^2} = 0.003 \text{ у.о.},$$

де  $\ell = 0.044 \text{ км}$  – довжина кабельної ЛЕП;

$U_{\delta 2}$  – напруга базисного ступеня трансформації,  $\text{кВ}$ ;

$r_0 = 0.42 \text{ Ом} / \text{км}$  – активний опір проводу марки *ААШв*  $3 \times 70$ . Згідно [19];

$x_0 = 0.086 \text{ Ом} / \text{км}$  – індуктивний опір проводу марки *ААШв*  $3 \times 70$ . Згідно [19].

4. Визначаємо опори кабельної лінії *КЛ* – 8, що відповідно рівні:

$$r_{\text{КЛ-8}} = \frac{r_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.59 \cdot 0.052 \cdot 100}{10.5^2} = 0.028 \text{ у.о.};$$

$$x_{\text{КЛ-8}} = \frac{x_0 \cdot \ell \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 2}^2} = \frac{0.09 \cdot 0.052 \cdot 100}{10.5^2} = 0.004 \text{ у.о.},$$

де  $\ell = 0.052 \text{ км}$  – довжина кабельної ЛЕП;

$U_{\delta 2}$  – напруга базисного ступеня трансформації,  $\text{кВ}$ ;

$r_0 = 0.59 \text{ Ом} / \text{км}$  – активний опір проводу марки *ААШв*  $3 \times 50$ . Згідно [19];

$x_0 = 0.09 \text{ Ом} / \text{км}$  – індуктивний опір проводу марки *ААШв*  $3 \times 50$ . Згідно [19].

Будуємо схему заміщення згідно розрахункової схеми. На схемі показуємо точки для розрахунків струмів КЗ та розраховані опори всіх елементів схеми.

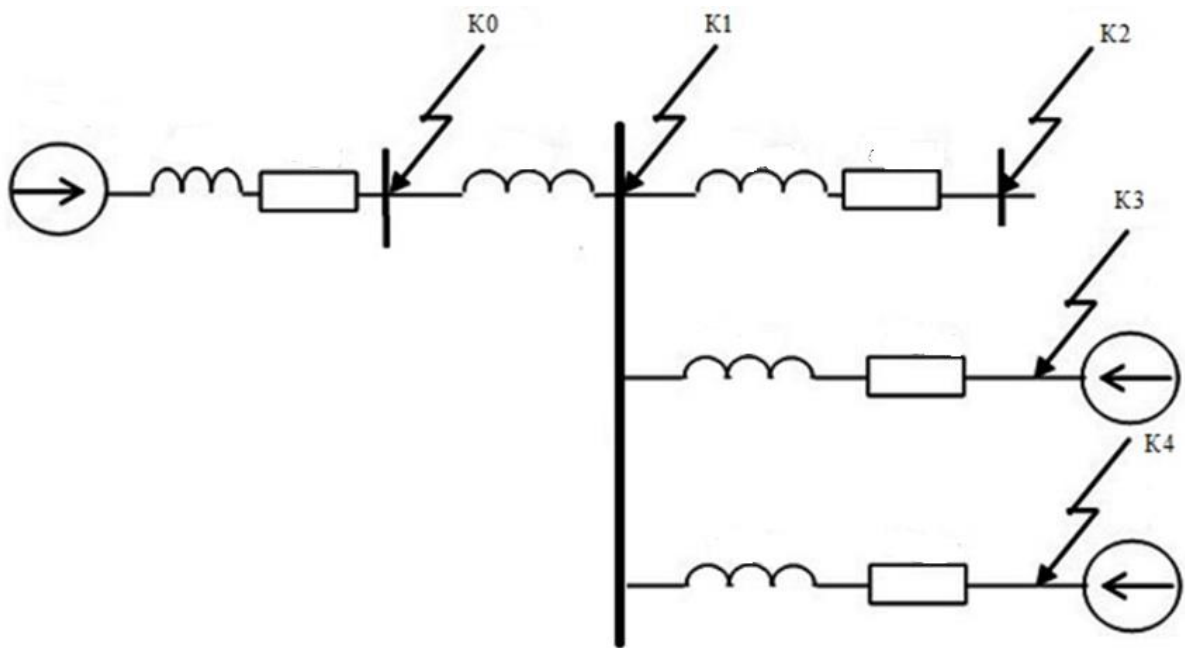


Рисунок 3.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ.

В нашому випадку на трансформаторі ГПП встановлена мережа з ізолюваною нейтраллю. Для мережі середньої напруги (10кВ) значення однофазного струму КЗ є невелике й цей режим є не аварійним. Величина струму однофазного КЗ визначається ємністю лінії. За розрахованим струмом трифазного КЗ, можна визначити струм двофазного КЗ у відповідності до формули [18]:  $I_{КЗ}^{(2)} = (\sqrt{3}/2) \cdot I_{КЗ}^{(3)}$ . Тобто, розрахунки однофазного та двофазного КЗ для мережі середньої напруги не проводимо.

Значення струму трифазного КЗ визначаємо у відповідності з виразом:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}}, \quad (3.1)$$

де  $Z_{рез}$  – результуючий опір до точки КЗ, Ом.

1. Визначаємо базисний струм КЗ при заданій ступені трансформації в системі відносних одиниць з виразу [18]:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}. \quad (3.2)$$

2. Визначаємо значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{Z_{рез}}. \quad (3.3)$$

3. Визначаємо максимальне значення струму КЗ (ударний струм КЗ через півперіоду (0.01с) після початку КЗ) за виразом [18]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (3.4)$$

де  $k_{y\delta}$  – ударний коефіцієнт струму КЗ, приймаємо згідно [19].

Проведемо розрахунки для контрольних точок. Для точки К0:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1.56 \text{ кА};$$

$$Z_{рез} = \sqrt{(r_{nl})^2 + (x_{nl})^2} = \sqrt{0.462^2 + 0.473^2} = 0.661 \text{ у.о.};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез}} = \frac{1.56}{0.661} = 2.36 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 0.8 \cdot 2.36 = 2.67 \text{ кА}.$$

Для точки К1:

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

$$Z_{рез} = \sqrt{(r_{nl})^2 + (x_{nl} + x_{mp})^2} = \sqrt{0.017^2 + (0.003 + 1.19)^2} = 1.193 \text{ у.о.};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез}} = \frac{5.499}{1.193} = 4.61 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.93 \cdot 4.61 = 12.59 \text{ кА}.$$

Для точки К2:

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

$$\begin{aligned} Z_{рез} &= \sqrt{(r_{nl} + r_{КЛ-1})^2 + (x_{nl} + x_{mp} + x_{КЛ-1})^2} = \\ &= \sqrt{(0.462 + 0.473)^2 + (0.096 + 1.19 + 0.011)^2} = 1.599 \text{ у.о.}; \end{aligned}$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез}} = \frac{5.499}{1.599} = 3.439 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 3.439 = 4.863 \text{ кА}.$$

Як видно з отриманих результатів розрахункове значення струму КЗ в точці К1 є більшою в порівнянні з точкою К2. Тому необхідно проводити перевірку високовольтних ліній [18] від ГПП до ЦТ за струмами КЗ точки К1.

Для точки К3:

Враховуємо додаткову потужність в місці К3 від РПІ – 9. При розрахунках використовуємо метод накладання [18], враховуючи, що напруга системи та синхронного двигуна (СД) співпадають за фазою.

Струм КЗ від системи:

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

$$Z_{рез} = \sqrt{(r_{nl} + r_{КЛ-7})^2 + (x_{nl} + x_{mp} + x_{КЛ-7})^2} = \\ = \sqrt{(0.462 + 0.017)^2 + (0.473 + 1.19 + 0.003)^2} = 1.733 \text{ у.о.};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез}} = \frac{5.499}{1.733} = 3.173 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.42 \cdot 3.173 = 6.37 \text{ кА}.$$

Значення струму КЗ від СД:

Номинальний струм СД 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 КЗ від СД:

$$I_{кз.СД} = \frac{E'' \cdot I_{н.СД}}{x''} = \frac{1.1 \cdot 133.8}{0.2} = 0.736 \text{ кА};$$

де  $E'' = 1.1 \text{ у.о.}$  – зверх перехідна ЕРС СД;

$x'' = 0.2 \text{ у.о.}$  – зверх перехідний індуктивний опір СД.

$$i_{y\delta.CД} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta.CД} \cdot I_{кз.CД} = \sqrt{2} \cdot 1.82 \cdot 0.736 = 1.894 \text{ кА}.$$

Сумарний струм КЗ в точці КЗ:

$$I_{кз\Sigma}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} + I_{кз.CД} = 3.173 + 0.736 = 3.909 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = i_{y\delta} + i_{y\delta.CД} = 6.37 + 1.894 = 8.264 \text{ кА}.$$

Значення струму КЗ в точці КЗ є більшим у порівнянні з точкою К2. Звідси випливає, що перевірку кабельної лінії КЛ-7 на стійкість до струмів КЗ проводимо за струмом КЗ в точці КЗ.

Для точки К4:

Враховуємо додаткову потужність в місці К4 від РП-10. Використовуємо метод накладання [18], в якій, напруга системи та асинхронного двигуна (АД) співпадають за фазою.

Струм К4 від системи:

Струм КЗ від системи:

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

$$\begin{aligned} Z_{рез} &= \sqrt{(r_{nl} + r_{КЛ-8})^2 + (x_{nl} + x_{mp} + x_{КЛ-8})^2} = \\ &= \sqrt{(0.462 + 0.028)^2 + (0.473 + 1.19 + 0.004)^2} = 1.738 \text{ у.о.}; \end{aligned}$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез}} = \frac{5.499}{1.738} = 3.164 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.42 \cdot 3.164 = 6.354 \text{ кА}.$$

Значення струму КЗ від АД:

Номинальний струм АД становить [15]:

$$I_{н.АД} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.78 \cdot 0.65} = 205.22 \text{ кА}.$$

Струм КЗ від АД:

$$I_{кз.АД} = \frac{E'' \cdot I_{н.АД}}{x''} = \frac{0.9 \cdot 205.22}{0.2} = 0.923 \text{ кА};$$

де  $E'' = 0.9$  у.о. – зверх перехідна ЕРС АД;

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

$$i_{y\delta.AД} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta.AД} \cdot I_{кз.AД} = \sqrt{2} \cdot 1.82 \cdot 0.923 = 2.91 \text{ кА}.$$

Сумарний струм КЗ в точці К4:

$$I_{кз\Sigma}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} + I_{кз.AД} = 3.164 + 0.923 = 4.087 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} = i_{y\delta} + i_{y\delta.AД} = 6.354 + 2.91 = 9.264 \text{ кА}.$$

Зведена таблиця значень струмів КЗ:

Розрахункові точки		К0	К1	К2	К3	К4
Струми КЗ кА	$I_{кз}^{(3)}$	2.36	4.61	3.439	2.565	4.086
	$i_{y\delta}$	2.67	12.59	4.863	5.567	9.264

Прийняті попередні значення перерізів кабельних ліній (таблиця 2.9) перевіряємо на термічну стійкість за отриманими значеннями струмів КЗ, при КЗ на початку лінії.

Як приклад, проведемо вибір перерізу КЛІ – 1 від ГППІ до ТП – 1.1 при  $I_{кз}^{(3)} = 4.61$  кА за формулою [18]:

$$B_K = \left( I_{кз}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{np} + T_a), \quad (3.5)$$

де  $t_{np}$  – час перехідного процесу, с:

$$t_{np} = t_{pз.min} + \Delta t_c + t_{відкл}, \quad (3.6)$$

де  $t_{pз.min}$  – мінімальний час дії РЗ,  $t_{pз.min} = 0,01$  с;

$t_{відкл}$  – час відключення вимикача,  $t_{відкл} = 0.14$  с;

$\Delta t_c$  – час спрацювання системи на збурення,  $\Delta t_c = 0.3$  с;

$T_a$  – постійна часу затухання аперіодичної складової [19]:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} = \frac{1.674}{314.159 \cdot 0.558} = 0,009 \text{ с};$$

$$t_{np} = t_{pз.min} + \Delta t_c + t_{відкл} = 0.01 + 0.3 + 0.14 = 0.45 \text{ с};$$



$$B_K = \left(I_{\text{кз}}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{\text{нр}} + T_a) = 4.61^2 \cdot (0.45 + 0.009) = 9.76 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$$

Визначасмо значення термічного коефіцієнта  $C_T$ , згідно довідкових даних [19]:  $C_T = A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$ . Мінімальний переріз  $KL-1$  становить [19]:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{9.76 \cdot 10^6}}{90} = 34.7 \text{ мм}^2.$$

Прийнятий до встановлення кабель для даної ділянки мережі марки  $ААШВ-3 \times 35$  проходить перевірку на термічну стійкість при короткому замиканні на початку лінії.

Проведемо перевірку  $KL-1$  щодо втрати напруги: відносні втрати не повинні перевищують у мережі ВН 10% для після аварійних режимів роботи.

Відносні втрати розраховуємо за формулою [15]:

$$\Delta U_{\text{KL}} = \frac{P \cdot r_0 \cdot \ell + Q \cdot x_0 \cdot \ell}{10 \cdot U_n^2} = \frac{420 \cdot 0.84 \cdot 0.126 + 22.38 \cdot 0.095 \cdot 0.126}{10 \cdot 10^2} = 0.045\%.$$

Визначені значення мінімальних перерізів за термічною стійкістю при КЗ для інших ділянок та втрати напруги представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Підсумок перевірки на термічну стійкість при КЗ КЛ 10 кВ та втрати напруги

Номер лінії	Призначення лінії	Кількість ліній	Марка та переріз кабелю,	Довжина лінії, $L$ , км	Мінімальний переріз за термічною стійкістю при КЗ, $\text{мм}^2$	$\Delta U_{\text{KL}}, \%$
КЛ-1	ГПП-ТП1.1	1	$ААШВ-3 \times 35$	0.126	34.7	26.01
КЛ-2	ГПП-ТП1.2	2	$ААШВ-2(3 \times 35)$	0.141	34.3	26.01
КЛ-3	ГПП-ТП2	2	$ААШВ-2(3 \times 35)$	0.052	34.7	26.01
КЛ-4	ГПП-ТП3	2	$ААШВ-2(3 \times 35)$	0.089	34.55	26.01
КЛ-5	ГПП-ТП4.1	2	$ААШВ-2(3 \times 35)$	0.044	34.73	26.01
КЛ-6	ГПП-ТП4.2	1	$ААШВ-3 \times 35$	0.074	34.61	26.01
КЛ-7	ГПП-РП9	2	$ААШВ-2(3 \times 70)$	0.044	34.76	55.76
КЛ-8	ГПП-РП10	2	$ААШВ-2(3 \times 50)$	0.052	34.72	49.55

### 3.2 Вибір обладнання ГПП

Для забезпечення безперебійної та надійної роботи системи електропостачання заводу з виробництва запасних частин для сільськогосподарської техніки необхідно здійснити перевірку отриманих розрахункових значень параметрів щодо допустимих значень та провести вибір обладнання.

Високовольтне обладнання підбираємо згідно схеми ГПП (рисунок 2.5).

Попередньо для вибору обладнання знаходимо [15].

1. Струми в ланках електропостачання при нормальному режимі:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103.92 \text{ А.}$$

2. Струми в ланках електропостачання при аварійному режимі:

$$I_{п.ав} = 2 \cdot I_{ном.ВН} = 2 \cdot 103.92 = 207.84 \text{ А.}$$

3. Струм трифазного КЗ та ударний струм КЗ на стороні ВН ГПП становить:  $I_{кз}^{(3)} = 2.36 \text{ кА}; i_{уд} = 2.67 \text{ кА.}$

4. Струм трифазного КЗ та ударний струм КЗ на стороні НН ГПП становить:  $I_{кз}^{(3)} = 4.61 \text{ кА}; i_{уд} = 12.59 \text{ кА.}$

5. Номінальний струм трансформатора ГПП на стороні НН становить:

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363.73 \text{ А.}$$

В якості розподільного пристрою (РП) 10кВ вибираємо комплектний розподільний пристрій КРП–10кВ (К–63) [20], яка включає окрему шафу з трансформатором власних потреб (ТВП) випускається кліматичного виконання УХЛ1. КРП призначена для роботи всередині будівлі з кліматичним виконанням УЗ та ТЗ.

КРП мають подання у вигляді камер [20], які забезпечені елементами для їх стикування в РП. До складу камери входять: у верхній частині – відсік СШ,

лінійний відсік та відсік виїзного елемента. Шафи релейного захисту та автоматики (РЗА) розташовуються у верхній частині камер разом з обладнанням сигналізації та керування.

Конструктивне виконання камери має можливість підключати не більше 4 КЛ із перерізом  $3 \times 240 \text{ мм}^2$  та розраховані на струм до  $1 \text{ кВ}$ .

Розподільний пристрій також включає:

- вакуумні вимикачі приєднань  $BB / TEL - 10 - 12,5 - 630 \text{ УХЛ}2$ ;
- ввідні вакуумні вимикачі  $BB / TEL - 10 - 16 - 800 \text{ УХЛ}2$ ;
- секційний вакуумний вимикач  $BB / TEL - 10 - 12,5 - 630 \text{ УХЛ}2$ ;
- трансформатор напруги  $НАМІТ - 102 \text{ УХЛ}2$ ;
- трансформатор струму  $ТЛК - 10 \text{ У}3$ ;
- трансформатор власних потреб  $ТСКС - 145 / 10 \text{ У}3$ ;
- обмежувач перенапруги типу  $ОПНп - 10 \text{ УХЛ}2$ ;
- розрядники вентильні типу  $РВО - 10 \text{ У}1$ .

### Вибір високовольтних вимикачів (Q1, Q2).

Вимикачі вибираємо за номінальною напругою та струмом; місцем встановлення; конструктивним виконанням. Згідно [20], вибираємо вимикач  $ВМУЭ - 35Б - 25 / 1000 \text{ УХЛ}1$ . Розраховуємо термічну стійкість (3.5–3.6):

$$B_K = \left( I_{кз}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{pz} + t_{відкл} + T_a) = 2.36^2 \cdot (0.1 + 0.075 + 0.09) = 1.48 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблиця 3.2 – Умови перевірки вимикача

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		
$I_{ав} = 103,92 \text{ А}$	$I_{ав} < I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$I_{н.в} = 2,36 \text{ кА}$	$I_{K1} \leq I_{дин}$	$I_{ном.відк} = 25 \text{ кА}$
$i_{уд} = 2,67 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 64 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 1,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вимикач *ВМУЭ – 35Б – 25 / 1000УХЛ1* проходить перевірку.

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

Роз'єднувачі вибираємо за напругою; тривалому струмові; роду пристрою та конструкцією.

Вибір проводимо за струмом лінії:

- QS1 – QS2 – в після аварійному режимі;
- QS3 – QS8 – в номінальному режимі;
- QS1 – QS2 – за здатністю на відключення.

Згідно [20] вибираємо роз'єднувач *РДЗ – 1 – 35 / 1000 – УХЛ1* (горизонтального-поворотного типу, зовнішнє встановлення).

Розраховуємо термічну стійкість (3.5–3.6):

$$B_K = I_{кз}^2 \cdot 4 = 2.36^2 \cdot 4 = 22.28 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблиця 3.3 – Умови перевірки роз'єднувача

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
QS1 – QS2: $I_{ав} = 207,84 \text{ А}$ QS3 – QS8: $I_{ав} = 103,92 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$i_{уд} = 2,67 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 63 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 28,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний роз'єднувач *РДЗ – 1 – 35 / 1000 – УХЛ1* проходить перевірку.

### **Вибір трансформаторів напруги (TV1, TV2).**

Вибір трансформаторів напруги проводимо: за напругою; за схемою з'єднання обмоток та їх конструкції; за вторинним навантаженням при заданому класі точності.

На високу напругу  $35\text{кВ}$  приймаємо до встановлення вимірювальні трансформатори напруги *НАЛІ – СЕЩ – 35 – IV – 0,5 – 150 УХЛ1*.

### **Вибір запобіжників (FU1, FU2).**

Для захисту *TV 35кВ* вибираємо запобіжники *ПКН 001 – 35 ХЛ1*, які не вимагають перевірки [16, 19].

### **Вибір обмежувачів перенапруги (FV1-FV6).**

Обмежувачі перенапруги вибираємо за місцем установки; за призначенням; за заданим значенням необхідного рівня обмеження перенапруги. При виборі також враховуємо схему електричної мережі та з'єднань (наприклад, спосіб заземлення нейтралі найбільшої робочої напруги мережі і т.д.) [16, 19].

За спрощеною методикою при розрахунку обладнання ГПП [16, 19]:

На напругу  $35\text{кВ}$  (*FV1 – FV4*) приймаємо: *ОПН – П1 – 35 / 40,5 / 10 / 2 УХЛ 1*.

На напругу  $10\text{кВ}$  (*FV5 – FV6*) приймаємо *ОПН – П1 – 10 / 12 / 10 / 2 УХЛ 1*.

### **Вибір трансформаторів струму (TA1, TA2).**

Для вимірювання струму на стороні ВН трансформатора ГПП встановлюються трансформатори струму типу ТВТ, вбудованого типу встановлення [16].

Марку вибираємо за номінальним струмом обмотки ВН трансформатора ГПП – *ТМН – 6300 / 35 – У1* використовуючи залежність [20]:

$$I_{\text{ном.ТТ}} \geq I_{\text{ном.ВН}} = 103,92 \text{ А}.$$

Отже, на стороні ВН трансформатора ГПП вибираємо трансформатори струму *ТВТ35 – 1 – 200 / 5* з номінальним струмом  $I_{1,\text{ном}} = 200 \text{ А}$ .

Вибране обладнання, встановлене на стороні ВН трансформатора ГПП, зводимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Обладнання ГПП

Позначення	Назва	Тип
$Q1, Q2$	Вимикачі мало масляні	$ВМУЭ-35Б-25/1000УХЛ1$
$QS1-Q10$	Роз'єднувачі	$РДЗ-1-35/1000-УХЛ1$
$TV1, TV2$	Трансформатори напруги	$НАЛ1-СЕЩ-35-IV-0,5-150 УХЛ1$
$FU1, FU2$	Запобіжники	$ПКН 001-35 ХЛ1$
$FV1-FV2$	Обмежувачі перенапруги	$ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ 1$
$FV5-FV6$	Обмежувачі перенапруги	$ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ 1$
$TA1, TA2$	Трансформатори струму	$ТВТ35-1-200/5$

### 3.3 Вибір обладнання на стороні 10 кВ

#### Вибір вимикачів.

На ввідних комірках КРП до встановлення вибираємо вимикачі  $ВВЭ-10-20/630 УЗ$ .

Визначаємо значення теплового імпульсу (3.5, 3.6):

$$B_k = 4.61^2 \cdot (1 + 0.05 + 0.02) = 22.74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблиця 3.5 – Умови вибору вимикачів

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 205.8 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{nt} = 3.439 \text{ кА}$	$I_{nt} < I_{ном}$	$I_{н.відкл.} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 4.863 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_k = 22.74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер} \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Такого ж типу вимикачі встановлюємо на відхідних лініях.

### Вибір автоматів та запобіжників.

На трансформаторах  $KТП - 630/10/0,4$  встановлюємо:

- ввідний автомат –  $ВА55 - 43$ ,
- секційний автомат –  $ВА55 - 41$ .

Для захисту  $KТП$  використаємо запобіжники  $ПКТ - 102$ .

Струм плавкої вставки визначаємо за формулою [20]:

$$I_{пл.вст} = \frac{S_p \cdot 1,4}{N \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5}, \quad (3.7)$$

де  $S_p$  – розрахункове сумарне навантаження  $ТП$ ;

$N$  – кількість трансформаторів на  $ТП$ .

Для  $ТП1$ :

$$\text{Отримуємо: } I_{пл.вст} = \frac{556.51 \cdot 1,4}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 42,84 \text{ А.}$$

Результати розрахунків для інших  $ТП$  заносимо в таблицю 3.6.

Розрахунковий струм ввідного автомату становить [20]:

$$I_{р.авт.} = \frac{S_p}{N \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (3.8)$$

$$\text{Для } ТП1.1 \text{ отримуємо: } I_{р.авт.} = \frac{556.51}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 803,25 \text{ А.}$$

Значення струмів ввідних автоматів представлено в таблиці 3.6.

Значення струму секційного вимикача отримуємо за формулою [20]:

$$I_{р.авт} = \frac{556.51 \cdot 0.7}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 562,27 \text{ А.}$$

Значення струмів секційних автоматів представлено в таблиці 3.6.

### Вибір шин на ланках 10 кВ.

Збірні шини знаходяться на  $РІІ$ . Вибір проводимо за допустимим струмом із визначенням робочого струму [20]:

$$I = \frac{S_{тр} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,223 \text{ А.} \quad (3.9)$$

Із [20] вибираємо: збірні шини: алюміній; переріз  $S = 80 \times 6 \text{ мм}^2$ ;  
 $I_{\text{дон}} = 1150 \text{ А}$ .

Таблиця 3.6 – Вибір вставок обладнання захисту

№ ТП	$S_p, \text{кВА}$	$N_{\text{тр}}$	$I_{\text{пл.вст.}}, \text{А}$	$I_{\text{пл.вст.}}^{\text{НОМ}}, \text{А}$	Ввідний автомат		Секційний автомат	
					$I_{\text{р.авт.}}, \text{А}$	$I_{\text{авт.}}^{\text{НОМ}}, \text{А}$	$I_{\text{р.авт.}}, \text{А}$	$I_{\text{авт.}}^{\text{НОМ}}, \text{А}$
ТП1.1	556.51	1	42.84	50	803.25	1600	562.27	1000
ТП1.2	1100.0	2	42.34	50	793.85	1600	555.7	1000
ТП2	881.63	2	33.93	50	636.26	1600	445.38	1000
ТП3	1158.0	2	44.57	50	835.71	1600	585.0	1000
ТП4.1	1175.68	2	45.25	50	848.47	1600	593.93	1000
ТП4.2	551.25	1	42.43	50	795.66	1600	556.96	1000

Максимальні зусилля виникають при трифазному КЗ, тому здійснюємо перевірку електродинамічної стійкості за ударним струмом на ГПП:  
 $i_y = 12,59 \text{ кА}$ .

Розраховуємо зусилля між фазами при трифазному КЗ за виразом [20]:

$$F_{\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (3.10)$$

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

$$F_{\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot (12,59 \cdot 10^3)^2}{0,25} \cdot 10^{-7} = 109,8 \text{ Н / м}.$$

Момент опору на шині становить [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,  $h = 0,6 \text{ см}$ .

Звідси необхідна довжина шини [20]:

$$l = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot W}{F_{\phi}}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 70 \cdot 6,41}{109,8}} = 6,392 \text{ м},$$



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

Напруження в матеріалі буде [20]:

$$\sigma_p = \frac{F_\phi \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{109.8 \cdot 6.392^2}{10 \cdot 6.41} = 69.98 \text{ МПа}.$$

Допустиме зусилля між фазами становить [20]:

$$F_{\text{дон}} = \frac{10 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot W}{l^2} = \frac{10 \cdot 70 \cdot 6.41}{6.392^2} = 109.82 \text{ МПа}.$$

При перевірці електродинамічної стійкості шин необхідно виконання наступних умов [20]:

$$\sigma_p \leq \sigma_{\text{дон}}; \quad F_\phi \leq F_{\text{дон}}.$$

Вибрані шини задовольняють умовам:

$$\sigma_p = 69.8 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа};$$

$$F_\phi = 109.82 \text{ Н/м} < F_{\text{дон}} = 109.8 \text{ Н/м}.$$

### 3.4 Розрахунок струмів КЗ на ланках до 1000 В

Для оцінки отриманої надійності системи електропостачання заводу з виробництва запасних до сільськогосподарської техніки необхідно побудувати карту селективності дії апаратів захисту. Для цього необхідно провести розрахунки струмів КЗ в мережах 0.4 В.

У мережах до 1000 В особливостями розрахунку струмів КЗ є [18, 19]:

–  $S_{\text{сист}} = \infty$  – загальна потужність системи рівна нескінченності, тобто, на шинах ЦТ напруга незмінна при КЗ;

– враховуються активні та індуктивні опори до точки КЗ.

При розрахунках струмів КЗ враховуємо [18, 19]:

– опір силових трансформаторів, трансформаторів струму, автоматичних вимикачів, струмових котушок, провідників, реакторів.

– активні опори елементів короткозамкнених ланок;

- активні опори контактних з'єднань;
- значення параметрів асинхронних та синхронних електродвигунів.

Розрахунки проводимо в абсолютних одиницях. Напряга приймаємо вище 5% номінальної напруги мережі.

1. На першому етапі розраховуємо струми трифазного КЗ за формулами 3.3 та 3.4, де значення ударного коефіцієнта струму КЗ визначаємо за кривими затухання [18].

Будуємо спрощену однолінійну схему розрахунку струмів КЗ в мережі до 0.4 кВ, де враховуємо опори трансформаторів, повітряних ланок, кабельних ланок та джерел живлення (рисунок 3.3).

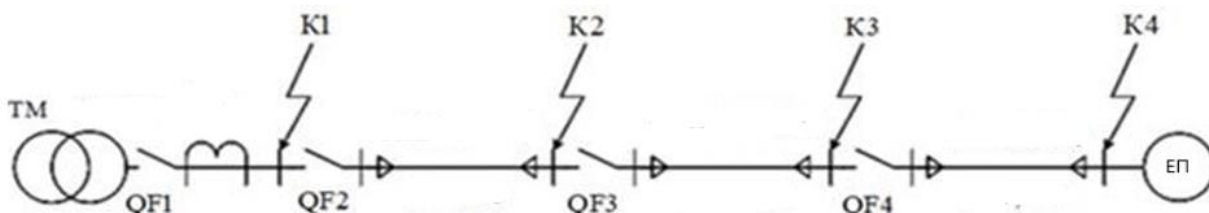


Рисунок 3.3. – Схема для розрахунку струмів КЗ для розподільної мережі.

Визначаємо всі опори для розрахунку струмів КЗ за схемою [16].

Опори трансформатора:  $R_{mp} = 3.1 \text{ мОм}$ ;  $X_{mp} = 3.1 \text{ мОм}$ .

Опори автоматичного вимикача QF1:

$$R_{QS1} = 0.09 \text{ мОм}; X_{QS1} = 0.09 \text{ мОм}; R_{kQS1} = 0.13 \text{ мОм}.$$

Опори автоматичного вимикача QF2:

$$R_{QS2} = 0.13 \text{ мОм}; X_{QS2} = 0.14 \text{ мОм}; R_{kQS2} = 0.27 \text{ мОм}.$$

Опори автоматичного вимикача QF3:

$$R_{QS3} = 0.25 \text{ мОм}; X_{QS3} = 0.27 \text{ мОм}; R_{kQS3} = 0.5 \text{ мОм}.$$

Опори автоматичного вимикача QF4:

$$R_{QS4} = 0.5 \text{ мОм}; X_{QS4} = 0.6 \text{ мОм}; R_{kQS4} = 0.65 \text{ мОм}.$$

Опори первинної обмотки ТС:  $R_{TC} = 0.07 \text{ мОм}$ ;  $X_{TC} = 0.05 \text{ мОм}$ .

Опори кабельної лінії  $KЛ1$ :

$$R_{KЛ1} = r_0 \cdot \ell = 0.08 \cdot 65 = 5.2 \text{ мОм}; X_{KЛ1} = x_0 \cdot \ell = 0.042 \cdot 65 = 2.73 \text{ мОм}.$$

Опори кабельної лінії  $KЛ2$ :

$$R_{KЛ2} = r_0 \cdot \ell = 0.12 \cdot 27 / 3 = 3.276 \text{ мОм};$$

$$X_{KЛ2} = x_0 \cdot \ell = 0.058 \cdot 27.3 = 1.58 \text{ мОм}.$$

Опори кабельної лінії  $KЛ3$ :

$$R_{KЛ3} = r_0 \cdot \ell = 0.42 \cdot 7.4 = 3.108 \text{ мОм}; X_{KЛ3} = x_0 \cdot \ell = 0.061 \cdot 7.4 = 0.45 \text{ мОм}.$$

Перехідні опори ступенів розподілення:  $R_{ПП.НН} = 15 \text{ мОм}; R_{ПР3} = 20 \text{ мОм}.$

Активні перехідні опори нерухомих контактних з'єднань:

$$R_{кKЛ1} = 0.005 \text{ мОм}; R_{кKЛ2} = 0.012 \text{ мОм}; R_{кKЛ3} = 0.029 \text{ мОм}.$$

Спростуємо схему заміщення (рис. 3.4), визначивши еквівалентні опори на ділянках схеми між точками КЗ.

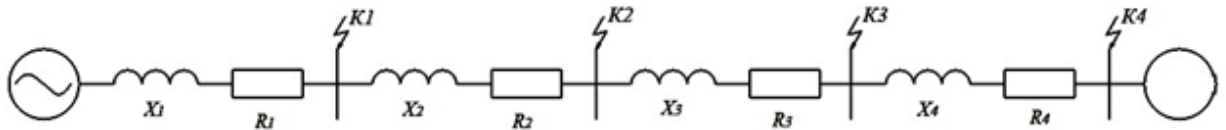


Рисунок 3.4. – Спрощена схема заміщення розподільної мережі.

$$R_1 = R_{mp} + R_{QF1} + R_{TC} + R_{кQF1} = 3.1 + 0.09 + 0.07 + 0.13 = 3.39 \text{ мОм};$$

$$X_1 = X_{mp} + X_{QF1} + R_{TC} = 13.6 + 0.09 + 0.05 = 13.74 \text{ мОм};$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{кQF2} + R_{кKЛ1} + R_{KЛ1} + R_{ПП.НН} = \\ = 0.13 + 0.27 + 0.005 + 5.2 + 15 = 20.605 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{KЛ1} = 0.14 + 2.73 = 2.87 \text{ мОм};$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{кQF3} + R_{кKЛ2} + R_{KЛ2} + R_{ПР3} = \\ = 0.25 + 0.5 + 0.012 + 3.276 + 20 = 24.038 \text{ мОм};$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{KЛ2} = 0.27 + 1.58 = 1.85 \text{ мОм};$$

$$R_4 = R_{QF4} + R_{кQF4} + R_{кKЛ3} + R_{KЛ3} = 0.5 + 0.65 + 0.029 + 3.108 = 4.287 \text{ мОм};$$

$$X_4 = X_{QF4} + X_{KL3} = 0.6 + 0.45 = 1.05 \text{ мОм}.$$

Проведемо розрахунок струму КЗ для точки К1:

$$Z_{K1} = \sqrt{(R_1)^2 + (X_1)^2} = \sqrt{3.39^2 + 13.74^2} = 14.15 \text{ мОм};$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14.15} = 16.32 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.43 \cdot 16.32 = 33 \text{ кА}.$$

Струми при двофазному КЗ знаходимо з формули:

$$I_{K3}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_{K3}^{(3)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot 16.32 = 14.13 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків струмів трифазного та двофазного КЗ для решта точок приведено в табл. 3.7.

2. На другому етапі визначаємо струми однофазних КЗ.

Струм однофазного КЗ визначаємо з виразу [18]:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\left(\frac{Z_{TP}^{(1)}}{3}\right) \cdot Z_{\phi-0}}, \quad (3.11)$$

де  $U_{\phi}$  – фазна напруга в точці КЗ, В;

$Z_{\phi-0}$  – результуючий опір петлі «фаза-нуль» до точки КЗ, Ом;

$Z_{TP}^{(1)}$  – результуючий опір трансформатора при однофазному КЗ, мОм.

До схеми заміщення додаємо опори нульових провідників.

Активні опори нульових проводів кабельних ліній отримують значення:

$$R_{0-KL1} = r_0 \cdot \ell = 0.08 \cdot 65/4 = 1.3 \text{ мОм};$$

$$R_{0-KL2} = r_0 \cdot \ell = 0.12 \cdot 27.3/4 = 0.82 \text{ мОм};$$

$$R_{0-KL3} = r_0 \cdot \ell = 0.42 \cdot 7.4/4 = 0.78 \text{ мОм}.$$

Змінюються також і значення індуктивних опорів КЛ:

$$X_{KL1} = x_0 \cdot \ell = 0.042 \cdot 65/4 = 0.68 \text{ мОм};$$

$$X_{KL2} = x_0 \cdot \ell = 0.058 \cdot 27.3/4 = 0.395 \text{ мОм};$$

$$X_{KL3} = x_0 \cdot \ell = 0.061 \cdot 7.4/4 = 0.112 \text{ мОм}.$$

Опір трансформатора:  $Z_{TP}^{(1)} = 129 \text{ мОм}$ .

Схема заміщення цехової мережі для проведення розрахунків щодо струмів однофазних КЗ не змінюється. Змінюються лише значення опорів елементів мережі:

$$R_1 = R_{QF1} + R_{TC} + R_{kQF1} = 0.09 + 0.07 + 0.13 = 0.29 \text{ мОм};$$

$$X_1 = X_{QF1} + R_{TC} = 0.09 + 0.05 = 0.14 \text{ мОм};$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{ккЛ1} + R_{0-кЛ1} + R_{0-кЛ1} + R_{ПИ.НН} = \\ = 0.13 + 0.27 + 0.005 + 5.2 + 1.3 + 15 = 21.905 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{кЛ1} = 0.14 + 0.68 = 0.82 \text{ мОм};$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{kQF3} + R_{ккЛ2} + R_{0-кЛ2} + R_{кЛ2} + R_{ПР3} = \\ = 0.25 + 0.5 + 0.012 + 3.276 + 0.82 + 20 = 24.858 \text{ мОм};$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{кЛ2} = 0.27 + 0.395 = 0.665 \text{ мОм};$$

$$R_4 = R_{QF4} + R_{kQF4} + R_{ккЛ3} + R_{кЛ3} + R_{0-кЛ3} = \\ = 0.5 + 0.65 + 0.029 + 0.45 + 0.78 = 2.409 \text{ мОм};$$

$$X_4 = X_{QF4} + X_{кЛ3} = 0.6 + 0.112 = 0.712 \text{ мОм}.$$

Проведемо розрахунок струму КЗ для точки К1:

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{(R_1)^2 + (X_1)^2} = \sqrt{0.29^2 + 0.14^2} = 0.32 \text{ мОм};$$

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\left(\frac{Z_{TP}^{(1)}}{3}\right) \cdot Z_{\phi-0}} = \frac{230}{(129/3) \cdot 0.32} = 5.31 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків струмів однофазного КЗ для решта точок приведено в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Зведена таблиця струмів КЗ

Розрахункові точки	К1	К2	К3	К4	
Струми КЗ кА	$I_{кз}^{(3)}$	5.31	3.53	2.55	2.49
	$I_{кз}^{(2)}$	14.13	6.85	3.88	3.58
	$I_{кз}^{(1)}$	16.32	7.92	4.49	4.14
	$i_{y0}$	33.0	8.08	6.33	5.84



### 3.5 Побудова карти селективності дії апаратів захисту

Побудову карти селективності проводимо за логарифмічною системою координат, яка підтверджує правильність вибору апаратів захисту. На карті селективності зображаємо:

- номінальний та пусковий струм ЕП;
- розрахунковий та піковий струм ВРП;
- розрахунковий та піковий струм РП;
- розрахунковий та піковий струм ТП;
- захисні характеристики апаратів захисту;
- розрахункові струми КЗ мережі 0.4 кВ.

Карту селективності дії апаратів захисту будуємо з ланок захистів, починаючи від трансформаторної підстанції до найвіддаленішого споживача – вентилятор ремонтно-механічного цеху: ТП2 – ВРП – РР3 – ЕП28.

Дані для проведення побудови представлено в таблицях 3.8 та 3.9.

Таблиця 3.8 – Дані для побудови карти селективності дії апаратів захисту

	ТП4	ВРП	РР3	ЕП28	Струм КЗ в точках, кА			
$I_p, A$	957.19	371.6	249.0	–	16.32	7.92	4.49	4.14
$I_n, A$	1736.84	1151.3	1028.7	–				
$I_{ном}, A$	–	–	–	149.39				
$I_{пуск}, A$	–	–	–	746.99				

Таблиця 3.9 – Дані для побудови карти селективності дії апаратів захисту

Назва апарату захисту	Номінальний струм розчеплювача, А	Номінальний струм спрацювання вставки в зоні КЗ, А
ВА 55 – 43(ТП4)	1280.0	2650.0
ВА 51 – 29(РП)	500.0	2000.0
ВА 57 – 39(РР3)	400.0	1600.0
ВА 57 – 35(ЕП28)	250.0	1200.0

### 3.6 Висновки до третього розділу

Для забезпечення надійності роботи електричного обладнання було здійснено вибір апаратів захисту на основі розрахунків струмів КЗ на ланках 110кВ та 10кВ.

Результатом розрахунку струмів КЗ на ланках до 1000В здійснена побудова карти селективності дії апаратів захисту (автоматичних вимикачів).



## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Заходи безпеки при експлуатації електрообладнання

При експлуатації електрообладнання заводу з виробництва запасних частин до сільськогосподарської техніки необхідно дотримуватися заходів з охорони праці.

#### **Електробезпека.**

Основна умова забезпечення безпеки працівників підприємства – це виключення можливого дотику до струмоведучих частин. Для цього необхідно захищати всі струмопровідні елементи установок та використовувати захисні засоби, які поділяються на основні та додаткові [21].

Основні захисні засоби – засоби, які витримують робочу напругу та дозволяють виконувати роботи безпосередньо на струмопровідних частинах.

Додаткові захисні засоби – засоби, які не дозволяють виконувати роботи на струмопровідних частинах.

Оперативне обслуговування електроустановок передбачає періодичні та позачергові огляди електрообладнання, контроль та облік електроенергії, оперативні перемикання. Обслуговування електроустановок здійснюється інженерно-технічним, черговим та оперативним ремонтним персоналом. Обов'язки, закріплені за персоналом даної електроустановки, визначаються внутрішніми інструкціями [16, 21], в яких викладено конкретні заходи щодо електробезпеки та пожежної безпеки стосовно експлуатаційного персоналу.

Щоб уникнути ураження електричним струмом під час огляду діючих електричних установок (ЕУ), необхідно дотримуватися таких заходів безпеки. При огляді ЕУ напругою вище 1000 В однією особою не дозволяється проникати за огороження та входити до камер РП або ЗРП. Оглядати електроустаткування слід лише з порога камери або стоячи перед бар'єром.

При виявленні під час огляду випадкового замикання струмопровідних частин на землю, забороняється до відключення пошкодженої ділянки

наближатися до місця замикання менше 8 м на *РП* та 4 м у *ЗРП*, щоб уникнути ураження кроковим напруженням. Якщо необхідно наближення до місця КЗ, слід застосовувати засоби захисту (діелектричні боти, калоші). В ЕУ до 1000 В під час огляду електрообладнання забороняється виконувати будь-які роботи на цьому устаткуванні, за винятком роботи, які пов'язані із запобіганням аварії чи нещасному випадку. Також забороняється знімати огороження струмопровідних частин та наближатися до них на небезпечні відстані [21].

Зміна плавких вставок запобіжника, що згоріли, повинна виконуватися при знятій напрузі. Зміну плавких вставок закритих запобіжників допускається проводити під напругою, але при відключеному навантаженні. Ця робота виконується із застосуванням індивідуальних засобів захисту від ураження електричним струмом.

Оперативні перемикання на *РП* підстанції проводиться черговим або оперативним ремонтним персоналом за розпорядженням або за відома вищого чергового електротехнічного персоналу, відповідно до встановленого на підприємстві режиму роботи.

На *РП* вище 1000 В складні оперативні перемикання, які проводяться більш ніж на одному приєднанні, повинні виконуватися двома особами. Одній особі з числа чергового або оперативного персоналу дозволяється виконувати перемикання тільки в ЕУ, що обладнані блокуванням роз'єднувачів, що не допускають їх відключення під навантаженням.

При роботі поблизу струмопровідних частин, що знаходяться під напругою, необхідно забезпечити відповідне розташування працюючих по відношенню до струмоведучих частин, дотримуючись мінімальних відстаней до них. Неприпустима робота в зігнутому положенні, якщо при випрямленні відстань від будь-якої точки тіла до струмопровідних частин буде меншою за допустиме. У приміщеннях, особливо небезпечних щодо ураження електричним струмом людей, заборонено всі види робіт [21].

### **Шум і вібрація.**

В результаті досліджень [17, 18, 21, 22] встановлено, що шум і вібрація погіршують умови праці, шкідливо впливаючи на організм людини. При тривалому впливі шуму на організм людини відбуваються небажані явища: знижується гострота зору та слуху, підвищується кров'яний тиск, знижується увага. Сильний тривалий шум може бути причиною функціональних змін серцево-судинної та нервової систем.

Вібрації також несприятливо впливають на організм людини, вони можуть бути причиною функціональних розладів нервової та серцево-судинної систем, а також опорно-рухового апарату. Ці захворювання супроводжуються головними болями, запамороченням, підвищеною стомлюваністю. Тривала дія вібрації призводить до розвитку вібраційної хвороби, успішне лікування якої можливе тільки на ранній стадії її розвитку [21, 22].

Ефект впливу вібрацій на людину залежить від їх характеристик (амплітуда, частота, період). Загальні впливи пов'язані з резонансними коливаннями окремих частин тіла та внутрішніх органів. Наприклад, резонансна частота окремих частин тіла та внутрішніх органів (шлунок, органи черевної порожнини) дорівнює  $7-8 \text{ Гц}$ , резонансна частота очного яблука –  $80 \text{ Гц}$ . Коливання із зазначеними частотами на робочих місцях дуже небезпечні, оскільки можуть спричинити розриви та ушкодження органів людини [21].

А також одним з основних методів зменшення шуму на виробничих об'єктах є зниження шуму в його джерелах.

Методами зниження вібрації є [22]:

- зниження вібрації у джерелі її виникнення;
- конструктивні методи (гасіння вібрації, демпфірування вібрації – підбір певних видів матеріалів, віброізоляції);
- організаційні заходи;
- організація режиму праці та відпочинку;
- використання засобів індивідуального захисту (захист опорних поверхонь).

Пожежна безпека розглянута як елемент надзвичайних ситуацій.

#### **4.2. Оцінка стійкості роботи заводу за умов можливих надзвичайних ситуацій**

До факторів, що впливають на стійкість заводу, відносимо: район розташування, планування та забудова території, систему електропостачання, технологічні зв'язки, система управління, підготовленість до відновлення [22].

Необхідно відзначити, що великий вплив на стійку роботу всього комплексу мають монтажні роботи та своєчасне проведення профілактичних заходів.

В цілому завод добре захищений від надзвичайних ситуацій і при виникненні останніх здатний функціонувати (хоч і з меншою продуктивністю) здебільшого навіть за наявності пошкоджень.

Відповідно до категорії виробництва до приміщень пред'являються спеціальні протипожежні вимоги, виконання яких забезпечує запобігання поширенню пожежі за межі вогнища та можливість швидкої евакуації людей у разі пожежі [22].

Серед вимог: застосування конструкцій будівель з регламентованими межами вогнестійкості, застосування вогнезахисних матеріалів (фарба, ґрунтовка), обладнання установок автоматичного пожежогасіння та автоматичної пожежної безпеки [22].

Велике значення має питання евакуації людей із приміщень під час пожежі. При вимушеній евакуації людей всі двері та сходи можуть забезпечити швидку та безпечну евакуацію людей. Як евакуаційні служать виходи, що ведуть до сусідніх приміщень того ж поверху, забезпечені вищезазначеними виходами. Кількість евакуаційних виходів визначене розрахунками та становить два виходи з кожного цеху.

Найчастішими причинами виникнення пожеж є електричні дуги та іскри, неприпустимий перегрів провідників струмами КЗ та внаслідок перевантажень,

незадовільний стан контактів у місцях з'єднання проводів або приєднання до виводів електрообладнання. Можливі загоряння ізоляції проводів та обмоток електричних машин та трансформаторів внаслідок пошкодження ізоляції та перевантаження їх струмами [18].

Усі виробничі приміщення мають первинні засоби пожежогасіння для локалізації вогню та гасіння пожежі до прибуття викликаної на пожежу відомчої чи міської пожежної команди.

Виробництва категорій А та В обладнані системами автоматичного пожежогасіння, а також автоматичною пожежною сигналізацією.

Більшість відділень відноситься до пожежонебезпечних приміщень.

У цеху встановлені протипожежні щити та пожежні насоси. У зв'язку з тим, що в цеху багато електроустановок, цех обладнується вуглекислотними вогнегасниками. Ширина проходів у цеху між верстатами дорівнює близько двох з половиною метрів. У коридорах та на сходах повішені плани та плакати, на яких показані шляхи евакуації під час пожежі [22].

При перетині протипожежних перешкод різними виробничими комунікаціями зазори між комунікаціями та перешкодами зашпаровуємо наглухо будівельним розчином або мастикою з вогнетривких матеріалів на всю товщину перешкоди.

Легко займисті матеріали, такі як технічна олія зберігаються в металевих ємностях та відгороджені металевими щитами.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі запропоновані рішення щодо підвищення надійності системи електропостачання заводу виробництва запасних частин на основі діючих режимів електроспоживання.

1. Проведені розрахунки потужності підприємства в цілому та за відділеннями на основі методу коефіцієнта використання з врахуванням високовольтного навантаження та освітлення, для прийняття технічних заходів щодо забезпечення надійності.

2. На основі проведених розрахунків визначено оптимальне число цехових трансформаторів при забезпеченні оптимальної потужності та вибрано трансформатори типу *ТМ – 630 – 10 / 0.4 кВ*.

3. Запропоновано радіальну та магістральну схеми системи електропостачання заводу з рівномірним розподіленням навантаження за цеховими трансформаторами з врахуванням категорії надійності електроспоживачів.

4. На основі проведеного техніко-економічного розрахунку щодо компенсації реактивної потужності прийнято рішення встановлення конденсаторних пристроїв на стороні *0,4 кВ* типу *УКРМ 0.4 – 100*.

5. Для забезпечення надійності запропоновано систему електропостачання заводу виконати двох ланцюговою повітряною лінією *35 кВ* марки *АС – 70*; електропостачання цехових ТП виконуємо кабельними лініями напругою *10 кВ* марки *АШв* перерізами  $35 \text{ мм}^2$ ; електропостачання РП – кабельні лінії марки *АШв 3 × 70*.

6. Проведені розрахунки перерізів кабельних ліній *0,4 кВ* та *10 кВ* дозволили провести вибір захисного устаткування.

7. Для забезпечення надійності роботи електричного обладнання проведено вибір апаратів захисту на основі розрахунків струмів КЗ на ланках  $110\text{кВ}$  та  $10\text{кВ}$ .

8. На основі побудованої карти селективності дії апаратів захисту на ланках до  $1000\text{В}$  показано правильність вибору автоматичних вимикачів.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матесенко, 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. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач. Затверджено Заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду В. А. Дарчуком 18.02.1998 р.
4. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Диагностика поврежденных и методика обработки результатов измерений силовых трансформаторов при испытаниях и в эксплуатации /Электротехника, 1997.
5. Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: економіка енергетики. Режим доступу: [http://pidruchniki.com/73805/ekonomika/organizatsiyno-ekonomichni\\_zahodi\\_instrumenti\\_zabezpechennya\\_nadiynosti\\_elektropostachannya](http://pidruchniki.com/73805/ekonomika/organizatsiyno-ekonomichni_zahodi_instrumenti_zabezpechennya_nadiynosti_elektropostachannya).
6. 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.
7. Денисюк С.П. Оптимизация электропотребления для энергосбережения в системах с преобразователями / С.П. Денисюк // Пробл. энергосбережения. – 1989.–Вып. 2.– С. 49 – 52.



8. Шалин, А. И. О расчете показателей надёжности релейной защиты [Текст] / А. И. Шалин, А. С. Трофимов // Журнал НГТУ. – 2004. – С. 88–98.

9. 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.

10. 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.

11. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

12. Козинський В.А. Электрическое освещение и облучение / В.А. Козинський М.: Агропромиздат. 1991. – 342 с.

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

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

15. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии: Монография / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев. – М.: Проспект. – 2015. – 219 с.

16. 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.

17. Семчинов А. М. Токопроводы промышленных предприятий [Текст]: научное издание / А. М. Семчинов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, – 1982. – 208 с.

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

19. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения [Текст]: учебник для вузов / В. А. Андреев. – 2-е изд, перераб. и доп. – Москва : Высш. шк., 1985. – 391 с.

20. Дорошев К. И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6-220 кВ. [Текст] / К.И. Дорошев. – М.: Энергоатомиздат, – 1987. – 336 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. Бедрій Я. І. Безпека життєдіяльності. Навчальний посібник. / Я. І. Бедрій. – Кондор. – 2004. – 286 с. [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: ISBN978-966-351-196-2. Режим доступу: <https://pns.hneu.edu.ua> > [mod](#) > [resource](#) > [view](#).