

ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»  
Факультет автоматизації виробництва, інформаційних та управлінських  
технологій

Кафедра автоматизації, електро- та робототехнічних систем

«Допущено до захисту»  
Гарант ОПП

Артем РУХЛОВ

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавра

за підсумками виконання  
освітньо-професійної програми

«Інжиніринг електропостачання та електромеханічних систем у металургії  
та гірництві»

за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка (G3 Електрична інженерія)

**на тему «Реконструкція системи електропостачання  
металооброблювального підприємства»**

Керівник роботи

Наталія РУХЛОВА

*Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень та напрацювань.  
Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на  
відповідне джерело. Електронний та паперовий варіанти роботи є ідентичними.*

Здобувач

Юрій КАЧУРОВСЬКИЙ

Підсумкова оцінка за атестацію			
--------------------------------	--	--	--

Голова ЕК

Денис КОНОНЮК

Запоріжжя 2026



	ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет	автоматизації виробництва, інформаційних та управлінських технологій
Кафедра	автоматизації, електро- та робототехнічних систем
Ступінь вищої освіти	бакалавр
Спеціальність	141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (G3 Електрична інженерія)
ОПП	Інжиніринг електропостачання та електромеханічних систем у металургії та гірництві

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант ОПП

Артем РУХЛОВ

02.03.2026 р.

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ БАКАЛАВРА

Качуровського Юрія Івановича

(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

1. Тема роботи Реконструкція системи електропостачання металооброблювального підприємства

керівник роботи Рухлова Наталія Юріївна, доцент, кандидат технічних наук,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом Університету від 23.02.2026 р. №41/23.02.2026

2. Термін подання роботи 12.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи Навчальна література, державні стандарти щодо проєктування систем електропостачання промислових підприємств, методична література з спеціальних дисциплін та дипломування, науково-дослідницькі роботи, літературні джерела, технологічні інструкції, результати власних експериментів та досліджень тощо

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань) Анотація. Зміст. Вступ. 1. Аналіз предметної області (літературний огляд, технологічний процес, недоліки існуючої системи електропостачання, постановка задачі щодо покращення структури системи електропостачання підприємства). 2. Спеціальний розділ (2.1. Визначення електричних навантажень. 2.2. Визначення нової конфігурації схеми електропостачання підприємства. 2.3 Вибір основного електрообладнання. 3. Економічне обґрунтування запропонованих заходів. 4. Безпека праці у предметній області. Висновки. Перелік використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного (демонстраційного) матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): План підприємства з розташуванням елементів існуючої системи електропостачання. Однолінійна схема електропостачання підприємства до та після реконструкції. Результати впроваджених рішень (найменування та характеристики нового обладнання).

6. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи, що стосуються їх.

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта
Аналіз предметної області	доц. Рухлова Н.Ю.
Спеціальний розділ	доц. Рухлова Н.Ю.
Економічне обґрунтування запропонованих заходів	доц. Рухлова Н.Ю.
Безпека праці у предметній області	доц. Рухлова Н.Ю.

7. Дата видачі завдання 24.02.2026

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи
1	Розділ 1. Аналіз предметної області	20.03.2026
2	Розділ 2. Спеціальний розділ	01.05.2026
3	Розділ 3. Економічне обґрунтування запропонованих заходів	15.05.2026
4	Розділ 4. Безпека праці у предметній області	29.05.2026
5	Висновки, перелік посилань, вступ, зміст, реферат	05.06.2026
6	Подання завершеної роботи. Перевірка на академічний плагіат	12.06.2026
7	Остаточне оформлення роботи та графічного (презентаційного) матеріалу	18.06.2026
8	Рецензування завершеної роботи. Захист	19.06.2026

Здобувач

Юрій КАЧУРОВСЬКИЙ

Керівник роботи

Наталія РУХЛОВА

## АНОТАЦІЯ

Качуровський Юрій Іванович. Реконструкція системи електропостачання метало оброблювального підприємства . 85 сторінок машинописного тексту, 23 рисунків, 8 таблиць, 30 джерело. - Кваліфікаційна праця на правах рукопису.

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (G3 Електрична інженерія). ОПП «Інжиніринг електропостачання та електромеханічних систем у металургії та гірництві». ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», Запоріжжя, 2026.

Об'єкт дослідження: процес електропостачання метало оброблювального підприємства з різко змінним навантаженням від віддаленої комплектної трансформаторної підстанції (КТП) 0,4 кВ.

Предмет дослідження: режими роботи, параметри якості електроенергії та топологія електричних мереж 10/0,4 кВ.

Мета роботи: підвищення надійності та якості електроенергії шляхом розробки проєкту реконструкції системи електропостачання з впровадженням принципу глибокого введення напруги 10 кВ.

У першому розділі проаналізовано технологічний процес та виявлено критичні недоліки існуючої схеми живлення напругою 0,4 кВ на відстані 250 м (втрати напруги сягають  $-11,45\%$  при пуску кранових механізмів).

У другому розділі розраховано електричні навантаження ( $S_{\Sigma} = 292$  кВА), обґрунтовано вибір двох трансформаторів ТМГ-250/10/0,4, автоматичних вимикачів Schneider Electric ComPact NSX та установки УКРМ 75 кВАр. Математично доведено, що прокладання кабелю 10 кВ до власної КТП у центрі навантажень забезпечує нормативні відхилення напруги  $+1,41$ .

У третьому розділі виконано техніко-економічне обґрунтування: будівництво власної КТП є капітально дешевшим (економія CAPEX 189 тис. грн) та забезпечує щорічну економію експлуатаційних витрат (OPEX) 273,3 тис. грн. Чиста теперішня вартість (NPV) проєкту становить  $\sim 1,9$  млн грн.

У четвертому розділі розроблено комплекс заходів з електробезпеки (система TN-S), охорони праці при будівництві та захисту обладнання від атмосферних перенапруг (ОПН-10).

**СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ГЛИБОКЕ ВВЕДЕННЯ НАПРУГИ, ЦЕНТР ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, КОМПЛЕКТНА ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, SCHNEIDER ELECTRIC, ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ, СЕЛЕКТИВНІСТЬ ЗАХИСТУ.**

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	6
1 АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ.....	9
1.1 Літературний огляд та аналіз сучасних підходів до проектування внутрішньо цехових електричних мереж .....	9
1.2 Технологічний процес та характеристика підприємства .....	12
1.3 Аналіз недоліків існуючої системи електропостачання.....	16
1.4 Постановка задачі та обґрунтування варіантів реконструкції системи електропостачання.....	21
2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ .....	24
2.1 Визначення електричних навантажень.....	24
2.2 Визначення нової конфігурації схеми електропостачання .....	30
2.3 Вибір основного електрообладнання.....	37
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання та вибір захисту.....	46
2.5 Перевірка відхилень напруги .....	56
3 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ ЗАХОДІВ .....	63
3.1 Капітальні витрати (CAPEX).....	63
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат (OPEX) .....	66
3.3 Розрахунок інтегральних показників ефективності інвестицій.....	70
4 БЕЗПЕКА ПРАЦІ У ПРЕДМЕТНІЙ ОБЛАСТІ.....	73
4.1 Аналіз виробничих небезпек та шкідливих факторів при експлуатації та реконструкції системи електропостачання .....	73
4.2 Організаційні та технічні заходи з електробезпеки в електроустановках напругою до 1000 В та вище 1000 В.....	75
4.3 Вимоги безпеки при виконанні будівельно-монтажних робіт під час прокладання кабельних ліній 10 кВ та монтажу КТП.....	77
4.4 Заходи з пожежної безпеки та захисту від атмосферних перенапруг об'єктів СЕП .....	79
ВИСНОВКИ .....	81
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	83



## ВСТУП


Ефективність та безперервність технологічних процесів на металооброблювальних підприємствах жорстко лімітуються надійністю систем електропостачання (СЕР) та якістю електроенергії на затискачах електроприймачів. Специфікою таких об'єктів є наявність потужних кранових механізмів, що працюють у повторно-короткочасному режимі (ПВ = 40...60%), та зварювального обладнання, яке генерує пікові струми та не симетрію навантаження. У наслідок історичної реструктуризації промислових майданчиків та фрагментації інженерної інфраструктури на практиці часто виникають інженерно необґрунтовані ситуації: живлення розрахункових навантажень порядку 300 кВА здійснюється від суміжних трансформаторних підстанцій напругою 0,4 кВ на відстані, що значно перевищують нормативні радіуси дії цехових мереж (100–150 м).

Передача активної та реактивної потужності на низькій напрузі магістральними кабельними лініями довжиною 250 м і більше призводить до катастрофічного зростання втрат напруги ( $\Delta U$ ). Згідно з вимогами ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ 9324:2025, відхилення напруги не повинні перевищувати  $\pm 5\%$  у нормальному режимі. Однак під час прямих пусків кранових електродвигунів імпульсні просадки напруги на довгих лініях 0,4 кВ сягають 10–15%, що викликає квадратичне падіння обертового моменту ( $M \sim U^2$ ), «зависання» вантажів, перегрів ізоляції та відпадання контакторів кіл керування. Крім того, відсутність власної трансформації 10/0,4 кВ змушує підприємство оплачувати технологічні втрати холостого ходу та короткого замикання в силових трансформаторах сторонніх субспоживачів, генеруючи значні фінансові збитки та організаційні ризики. Вирішення цієї проблеми вимагає кардинальної реконструкції СЕР на основі принципу «глибокого введення» високої напруги (10 кВ) безпосередньо до центрів електричних навантажень (ЦЕН) з використанням сучасних мікропроцесорних засобів захисту та компенсації реактивної потужності. Саме ці обставини обумовлюють високу інженерну та економічну актуальність даної кваліфікаційної роботи.

Мета роботи полягає у підвищенні надійності, забезпеченні нормативної якості електроенергії та енергоефективності металооброблювального підприємства шляхом розробки проекту реконструкції системи електропостачання з відмовою від послуг суміжного субспоживача, впровадженням принципу глибокого введення напруги 10 кВ та будівництвом власної КТП 10/0,4 кВ у центрі електричних навантажень.

Для досягнення поставленої мети сформульовано та вирішено такі завдання:

- провести аналіз предметної області, технологічного процесу та виявити критичні інженерні недоліки існуючої схеми живлення напругою 0,4 кВ на відстані 250 м;


- 
- виконати розрахунок електричних навантажень модифікованим статистичним методом та аналітично визначити координати ЦЕН для оптимального розміщення джерела живлення;
  - здійснити вибір основного електрообладнання (силових трансформаторів ТМГ, автоматичних вимикачів Schneider Electric ComPact NSX, установок УКРМ) та математично порівняти дві альтернативні топології реконструкції мережі;
  - дослідити режими роботи та довести перевагу передачі потужності на стороні 10 кВ шляхом розрахунку відхилень напруги, струмів короткого замикання та побудови карти селективності захисту;
  - виконати техніко-економічне обґрунтування (CAPEX/OPEX) запропонованих заходів з розрахунком інтегральних показників ефективності інвестицій;
  - сформулювати комплекс організаційно-технічних заходів з електробезпеки та охорони праці при експлуатації та будівництві об'єктів СЕП.

Об'єкт дослідження – процес електропостачання металооброблювального підприємства з різкозмінним та несиметричним навантаженням, що живиться від віддаленої комплектної трансформаторної підстанції (КТП) напругою 0,4 кВ.

Предмет дослідження – топологія електричних мереж 10/0,4 кВ, параметри якості електроенергії та режими роботи цехового електрообладнання за умови впровадження принципу глибокого введення напруги.

Методи дослідження. У роботі застосовано модифікований статистичний метод розрахунку електричних навантажень з урахуванням коефіцієнтів використання та повторюваності режимів, аналітичні методи визначення ЦЕН, теорію електричних кіл (метод іменованих одиниць) для розрахунку струмів КЗ та відхилень напруги, а також методи динамічного техніко-економічного аналізу інвестиційних проєктів (розрахунок NPV, CAPEX, OPEX).

Елементи наукової та інженерної новизни одержаних результатів: – вперше для умов реструктуризованих промислових майданчиків з фрагментованою інфраструктурою виконано порівняльний інженерний аналіз топологій передачі потужності ~292 кВА на дистанцію 250 м, математично доведено технічну неприйнятність використання магістральних ліній 0,4 кВ (сумарні просадки сягають –11,45% при пуску кранів) та обґрунтовано параметри власної КТП 10/0,4 кВ; – удосконалено схему інтеграції сучасних автоматичних вимикачів з електронними розчеплювачами (Micrologic 5.3E) та системи АВР від наявної ДГУ 265 кВА, що забезпечує абсолютну селективність захисту та безпечне резервування споживачів I та II категорій без ризику зустрічного включення в мережу суміжного підприємства.



Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що розроблений комплекс інженерних рішень щодо модернізації СЕП готовий до безпосереднього впровадження. Реалізація запропонованого Варіанту 2 (будівництво КТП біля ЦЕН з прокладанням кабелю ААШвУ 10 кВ) дозволяє повністю ліквідувати організаційну залежність від ПП «Метал», забезпечити відхилення напруги в межах +1,41% (згідно з ДСТУ EN 50160:2014), заощадити 189 тис. грн капітальних витрат (CAPEX) та отримати щорічну економію експлуатаційних витрат (OPEX) на рівні 273,3 тис. грн за рахунок ліквідації втрат у довгих магістралях та виключення оплати холостого ходу чужого трансформатора. Чиста теперішня вартість (NPV) проекту за 20 років становить близько 1,9 млн грн.

# 1 АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ

## 1.1 Літературний огляд та аналіз сучасних підходів до проєктування внутрішньо цехових електричних мереж

Проєктування систем електропостачання (СЕП) промислових підприємств металургійного та машинобудівного профілю базується на принципах забезпечення надійності, якості електроенергії та економічної ефективності, що регламентовано ДСТУ 9324:2025 [3] та Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [1]. Ключовим етапом інжинірингу СЕП є вибір раціональної напруги живлення та конфігурації розподільної мережі, що визначається просторовим розташуванням електроприймачів (ЕП), їхньою потужністю та режимами роботи.

Сучасна парадигма побудови СЕП передбачає принцип «глибокого введення» високої напруги (6–10 кВ) безпосередньо до центрів електричних навантажень (ЦЕН) [5, 8]. Це дозволяє мінімізувати кількість ступенів трансформації, знизити втрати активної та реактивної потужності в мережах низької напруги (0,4 кВ) та зменшити перерізи провідникового матеріалу. Проте на практиці, особливо на підприємствах, що зазнали реструктуризації або територіального поділу, часто виникають ситуації, коли живлення здійснюється від суміжних трансформаторних підстанцій (ТП) напругою 0,4 кВ на значні відстані (200–300 м).

Передача значних обсягів активної потужності на низькій напрузі (0,4 кВ) на відстані понад 100–150 м є технічно неефективною та критично обмеженою законами електротехніки. Згідно з дослідженнями [11, 13], основною проблемою таких мереж є катастрофічне падіння напруги ( $\Delta U$ ) та високі втрати активної потужності ( $\Delta P$ ), які пропорційні квадрату розрахункового струму ( $I_p^2$ ) та активному опору лінії ( $R$ ). Для кабельних ліній 0,4 кВ великого перерізу активний опір є малим, але реактивний опір ( $X$ ) та довжина лінії ( $L$ ) призводять до значних втрат напруги, що описується формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I_p * L * (r_0 * \cos\varphi + x_0 * \sin\varphi)$$

де  $r_0, x_0$  - питомі опори кабельної лінії.

Особливу небезпеку становить живлення від віддалених ТП 0,4 кВ електроприймачів, що працюють у повторно-короткочасному режимі (ПВ), зокрема мостових та козлових кранів. Як зазначено в роботі В. В. Савченка [12], при пуску кранових електродвигунів виникають пікові струми ( $I_{\text{пик}}$ ), які в 5–7 разів перевищують номінальні. Протікання таких струмів по довгій лінії 0,4 кВ викликає імпульсні просадки напруги, що можуть досягати 15–25%. Згідно з ДСТУ EN 50160:2014 [2] та ПУЕ [1], допустимі відхилення напруги на затискачах електродвигунів та апаратів їхнього керування становлять від -5% до +10% у нормальному режимі.

Механічні характеристики асинхронного двигуна при різних значеннях напруги живлення зображено на рисунку 1.1.

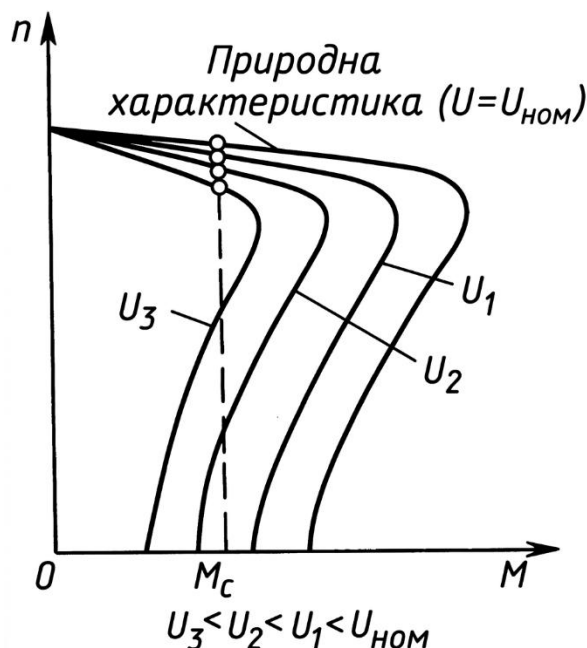


Рисунок 1.1 – Механічні характеристики асинхронного двигуна при різних значеннях напруги живлення

Падіння напруги на затискачах асинхронного двигуна (АД) призводить до квадратичного зниження його обертового моменту ( $M \sim U^2$ ). Зниження напруги на 15% викликає падіння моменту на 28%, що для кранових механізмів загрожує зривом технологічного процесу, «зависанням» вантажів, перегрівом обмоток статора та ротора, а також відпаданням контакторів у колах керування, що унеможлиблює безпечну експлуатацію підймальних механізмів [9]. Крім того, згідно з [11], збільшення перерізу кабельної лінії 0,4 кВ для компенсації втрат напруги швидко досягає технічного та економічного абсурду: для передачі потужності 200–300 кВт на відстань 250 м може знадобитися прокладка кількох паралельних кабелів перерізом 240 мм<sup>2</sup>, що вимагає величезних капітальних витрат (CAPEX) на кабельну продукцію та кабельні конструкції.

Ще одним критичним аспектом є проблема компенсації реактивної потужності (КРП). Промислові підприємства з великою часткою асинхронного електроприводу та зварювального обладнання споживають значну кількість реактивної потужності, що завантажує трансформатори та лінії, знижуючи коефіцієнт потужності ( $\cos\phi$ ) системи. Згідно з Кодексом систем розподілу [4] та сучасними підходами до енергоефективності [10], компенсація реактивної потужності має здійснюватися за принципом локальності – встановленням комплектних конденсаторних установок (ККУ) безпосередньо на шинах 0,4 кВ цехових ТП або біля потужних індуктивних споживачів (рис.1.2).

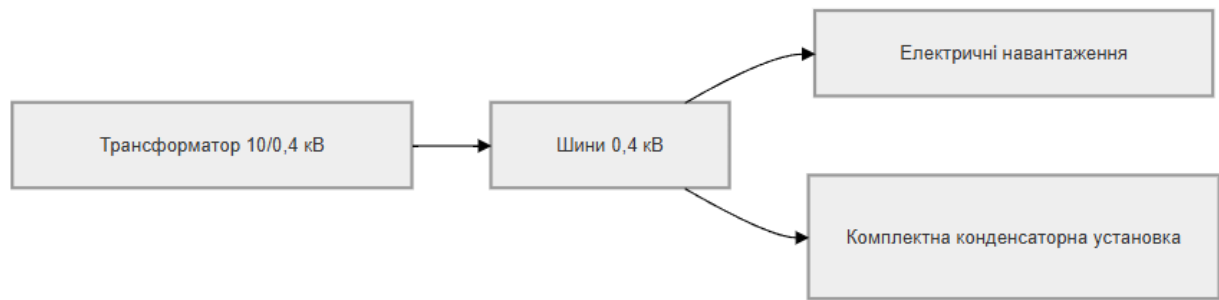


Рисунок 1.2 – Блок-схема оптимального розміщення засобів компенсації реактивної потужності у внутрішньо цеховій мережі

Локальна компенсація дозволяє розвантажити живильні кабелі та трансформатори від перетікань реактивної енергії, зменшити втрати активної потужності

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * R$$

та покращити статичну стійкість вузлів навантаження. Однак за умови живлення від віддаленої чужої ТП 0,4 кВ, встановлення ККУ на боці споживача не вирішує проблеми втрат у самій магістральній лінії 0,4 кВ, оскільки реактивний струм все одно протікає через лічильник субспоживача та його трансформатор, що створює додаткові фінансові ризики та непрозорість комерційного обліку.

Аналіз міжнародного досвіду, зокрема стандарту IEEE Std 141 (IEEE Red Book) [13], підтверджує, що для промислових об'єктів з розосередженими навантаженнями та потужними крановими механізмами єдиним прийнятним рішенням є організація власних цехових трансформаторних підстанцій (КТП) 10/0,4 кВ, розміщених у безпосередній близькості до ЦЕН. Це забезпечує глибоке введення напруги 10 кВ, мінімізує довжину низьковольтних мереж до 30–50 м, гарантує якість електроенергії на затискачах ЕП та забезпечує незалежний комерційний облік на боці високої напруги (10 кВ).

Таким чином, проведений літературний огляд дозволяє зробити висновок, що існуючі підходи до проектування СЕП категорично не рекомендують передачу розрахункових потужностей металобробних та складських підприємств на напрузі 0,4 кВ на відстані 250 м і більше. Вирішення проблеми залежності від суміжного субспоживача та забезпечення належної якості електроенергії для кранового обладнання вимагає розробки проекту реконструкції із переведенням живлення на високу сторону (10 кВ) та будівництвом власної КТП, що буде детально обґрунтовано у спеціальному розділі даної роботи.

## 1.2 Технологічний процес та характеристика підприємства

Досліджуваний об'єкт розташований у промисловій зоні м. Тернопіль та функціонує на виробничих потужностях колишнього заводу залізобетонних конструкцій (ЖБК). Унаслідок реструктуризації та зміни форм власності, єдиний територіально-виробничий комплекс було поділено на декілька незалежних суб'єктів господарювання, що зумовило фрагментацію інженерної інфраструктури, зокрема систем електропостачання. На теперішній час підприємство спеціалізується на складській логістиці, зберіганні металопрокату, його первинній металообробці та виконанні ремонтно-відновлювальних робіт.

Технологічний процес підприємства характеризується нерівномірністю графіків електричних навантажень, наявністю потужних електроприймачів (ЕП), що працюють у повторно-короткочасному режимі (ПВ), та значною територіальною розосередженістю споживачів. За функціональним призначенням та режимами роботи всі ЕП підприємства доцільно класифікувати на такі основні групи: кранове (підймальне) обладнання, устаткування ремонтно-механічної дільниці, освітлювальні та побутові навантаження, а також системи гарантованого (аварійного) живлення.

Основа технологічного парку становить вантажопідймальне обладнання, яке забезпечує навантажувально-розвантажувальні роботи на складах, відкритих майданчиках та залізничних коліях. Номенклатура та паспортні параметри кранового обладнання наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Зведені дані щодо підйимального обладнання підприємства

№ з/п	Найменування обладнання	Вантажопідйомність, т	Встановлена потужність (сума двигунів), кВт	Кількість, шт.
1	Мостовий кран № 1, № 2	10	22,2 (15+5+2,2)	2
2	Мостовий кран № 3, № 4	16	39,1 (26+9+4,1)	2
3	Козловий кран № 5	12,5	33,0 (22+7,5+3,5)	1
4	Мостовий кран № 6	20	26,5 (17+5,5+4)	1
5	Кран-балка № 7	5	12,8	1

Мостові та козлові крани підприємства як основні електроприймачі з повторно-короткочасним режимом роботи зображено на рисунку 1.3.



Рисунок 1.3 - Мостові та козлові крани підприємства як основні електроприймачі з повторно-короткочасним режимом роботи


Специфікою роботи кранових електроприймачів є повторно-короткочасний режим ( $P_B = 40\ldots 60\%$ ), що супроводжується частими пусками, реверсами та гальмуваннями. Це генерує значні пікові струми ( $I_{\text{пик}}$ ), які в 5–7 разів перевищують номінальні значення, та спричиняє імпульсні просадки напруги в мережі, що вимагає особливої уваги під час вибору перерізів кабельних ліній та апаратів захисту [12].

Ремонтно-механічна дільниця (цех Служби технічного забезпечення) призначена для ремонту технологічного обладнання, виготовлення нестандартних виробів та поточного обслуговування інфраструктури. До складу дільниці входять: токарні верстати (2 од.), свердлильні верстати (2 од.), заточувальні верстати (2 од.), стаціонарні кутарізаційні машини (3 од.), компресорна установка та зварювальні пости (3 трансформатори ручного та автоматичного зварювання). Наявність однофазних зварювальних трансформаторів створює додаткову проблему несиметрії навантаження по фазах мережі 0,4 кВ, що потребує подальшого приведення до еквівалентної трифазної потужності на етапі розрахунку навантажень згідно з методикою [5].

Ремонтно-механічна дільниця (цех Служби технічного забезпечення) призначена для ремонту технологічного обладнання, виготовлення нестандартних металоконструкцій та поточного обслуговування інфраструктури підприємства. Дільниця оснащена широким спектром стаціонарного та мобільного обладнання.

Основу парку металообробного обладнання становлять 9 одиниць стаціонарних верстатів, сумарна встановлена потужність яких становить рівно 80 кВт. З інженерної точки зору, обладнання має різні енергетичні характеристики залежно від призначення та габаритів:

Токарні верстати (2 од.) – важке обладнання для обточки валів та великогабаритних деталей, потужністю по 15,0 кВт кожен (сумарно 30,0 кВт);



Стаціонарні кутарізальні (гільйотинні) машини (3 од.) – для різання листового металу та профілю, потужністю по 12,0 кВт кожна (сумарно 36,0 кВт);

Свердлильні станки (2 од.) – для свердління та розточування отворів, потужністю по 4,0 кВт кожен (сумарно 8,0 кВт);

Заточувальні верстати (2 од.) – для заточування інструменту, потужністю по 3,0 кВт кожен (сумарно 6,0 кВт).

Усі стаціонарні верстати мають трифазне підключення на лінійну напругу 380 В та середній коефіцієнт потужності  $\cos\phi = 0,50$ , що характерно для асинхронних двигунів з редукторами без систем компенсації.

Окрім металообробних верстатів, на дільниці експлуатуються:

Зварювальне обладнання (3 пости): два трансформатори ручного дугового зварювання (по 25 кВА) та один трансформатор автоматичного зварювання (40 кВА). Це специфічні споживачі, що підключаються на лінійну напругу 380 В (дві фази), працюють у повторно-короткочасному режимі (ПВ = 60%) та створюють значну несиметрію навантаження по фазах.

Компресорне обладнання (4 агрегати): забезпечує стисненим повітрям пневмоінструмент та випробувальні стенди. (Це обладнання інтегровано в загальну групу «Компресори, вентиляція, насоси» сумарною потужністю 120 кВт, що розрахована в Розділі 2).

Ручний електроінструмент (кутові шліфувальні машини, дрилі, інвертори) та освітлення самої майстерні. Через епізодичний характер роботи, малу одиничну потужність та живлення від однофазної мережі 220 В через групові щитки освітлення (ЩО), це навантаження не враховується в силовій групі верстатів, а інтегровано в загальний баланс освітлювальних та побутових споживачів підприємства

Згідно з генеральним планом підприємства (рис. 1.4) та інвентаризаційними даними, загальна площа освітлюваних приміщень та відкритих майданчиків (склади металопрокату, виробничі прольоти, стоянки автотранспорту, залізничні вітки та адмінбудівлі) становить близько 6000 м<sup>2</sup>. На підприємстві проведено часткову модернізацію системи освітлення із впровадженням сучасних LED-світильників, що дозволяє прийняти середню питому потужність освітлення на рівні  $w = 12$  Вт/м<sup>2</sup>.

Освітлювальні та побутові навантаження охоплюють:

- зовнішнє та внутрішнє освітлення складських приміщень, стоянок вантажного автотранспорту, залізничних віток, гаражів та оглядової вишки;
- адміністративно-побутовий корпус (офіс): освітлення, серверна кімната, системи клімат-контролю та вентиляції захисної споруди (бомбосховища);

- побутові приміщення для персоналу: електричні бойлери, системи опалення роздягалень та приміщень для прийому їжі. Ця група споживачів характеризується тривалим режимом роботи та високими вимогами до

якості напруги (відхилення не більше  $\pm 5\%$  згідно з ДСТУ EN 50160:2014 [2]).

## СМЦ Тернопіль – Карта підключення електроенергії




Рисунок 1.4 – План підприємства

Для забезпечення надійності електропостачання об'єктів життєзабезпечення (серверна, система відеоспостереження, аварійне освітлення) на підприємстві передбачено автономні джерела електричної енергії – дизель-генераторні установки (ДГУ). Загальна встановлена потужність основної ДГУ становить 265 кВА (для силових потреб та критичної інфраструктури), а також передбачено локальні ДГУ потужністю 10 кВА та 7 кВА (для резервування ІТ-інфраструктури та систем безпеки).

Аналіз технологічного процесу та характеристик електроприймачів дозволяє зробити висновок, що підприємство належить до об'єктів з різкозмінним, несиметричним та нелінійним характером навантаження. Територіальна розосередженість потужних кранових механізмів на площі у кілька гектарів робить задачу вибору раціональної напруги живлення та конфігурації внутрішньозаводської мережі критично важливою для забезпечення якості електроенергії та мінімізації втрат.

Таким чином, зібрані вихідні дані щодо встановлених потужностей, режимів роботи (ПВ) та просторового розташування споживачів формують необхідну базу для застосування модифікованого статистичного методу



розрахунку електричних навантажень та визначення Центру Електричних Навантажень (ЦЕН), що буде детально реалізовано у наступному розділі.

### 1.3 Аналіз недоліків існуючої системи електропостачання

Існуюча система електропостачання (СЕР) досліджуваного металообробного підприємства сформувалася історично внаслідок реструктуризації колишнього заводу залізобетонних конструкцій (ЗБК) та поділу його інженерної інфраструктури між кількома незалежними суб'єктами господарювання. На теперішній час живлення основних технологічних споживачів підприємства (мостових та козлових кранів, ремонтно-механічної дільниці) здійснюється напругою 0,4 кВ від комплектної трансформаторної підстанції (КТП), що перебуває у власності суміжного підприємства-субспоживача (ПП «Метал»). Відстань від шин 0,4 кВ трансформатора ПП «Метал» до умовного центру електричних навантажень (ЦЕН) нашого підприємства становить 250 метрів.

Подібна архітектура СЕР є інженерно необґрунтованою та має низку критичних технічних, економічних і організаційних недоліків, які унеможливають її подальшу експлуатацію без глибокої модернізації.

Першим і найбільш вагомим технічним недоліком є передача значних обсягів електричної потужності на низькій напрузі (0,4 кВ) на відстань 250 м. Згідно з вимогами ДСТУ 9324:2025 [3] та принципами проектування внутрішньоцехових мереж, економічно та технічно обґрунтований радіус дії мереж 0,4 кВ для силових навантажень обмежується 100–150 метрами. Перевищення цього ліміту призводить до катастрофічного зростання активних втрат потужності ( $\Delta P = 3 \cdot I_2^2 \cdot R$ ) та падіння напруги ( $\Delta U$ ) у кабельних лініях, що описується виразом:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (1.1)$$

Особливо гостро ця проблема проявляється під час роботи кранового обладнання, яке функціонує в повторно-короткочасному режимі (ПВ = 40...60%). Пускові струми кранових електродвигунів, що в 5–7 разів перевищують номінальні значення [12], викликають імпульсні просадки напруги на довгому магістральному кабелі 0,4 кВ. Зниження напруги на затискачах асинхронних двигунів призводить до квадратичного падіння їхнього обертового моменту ( $M \sim U^2$ ). Просадка напруги на 15% створює прямі передумови для зриву технологічного процесу, «зависання» вантажів, перегріву обмоток статора та відпадання контакторів у колах керування, що унеможливує безпечну експлуатацію підймальних механізмів згідно з ДСТУ EN 50160:2014 [2]. Спроба компенсувати втрати напруги шляхом збільшення перерізу кабелю 0,4 кВ на дистанції 250 м швидко досягає технічного абсурду: знадобиться прокладка 2-3 паралельних кабелів перерізом 240 мм<sup>2</sup>, що вимагає колосальних капітальних витрат на кабельну продукцію.

Однолінійна схема живлення складів №1, 2 на напрузі 0,4 кВ відображена на рисунку 1.5.

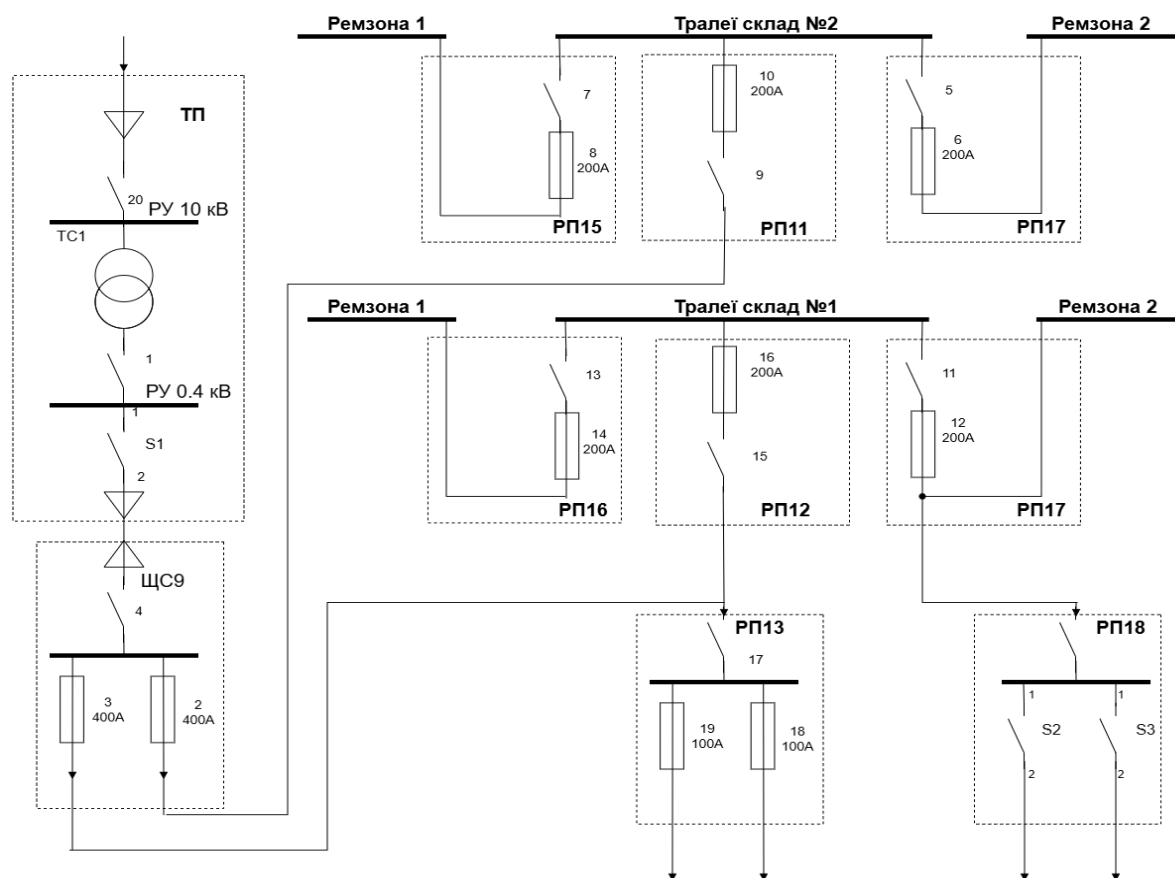


Рисунок 1.5 – Однолінійна схема живлення складів №1, 2 на напрузі 0,4 кВ

Другим критичним недоліком є відсутність прозорого комерційного обліку та фінансові збитки. Згідно з Актом розмежування балансової належності, точка комерційного обліку підприємства винесена на сторону 10 кВ (розподільний пункт РП-15)(рис. 1.6). При цьому підприємство фактично споживає енергію на стороні 0,4 кВ через мережі ПП «Метал». Це означає, що за лічильником на стороні 10 кВ підприємство змушене оплачувати не лише власне корисне споживання, але й:

- 1) технологічні втрати холостого ходу ( $\Delta P_{xx}$ ) та короткого замикання ( $\Delta P_{кз}$ ) у силовому трансформаторі сусіда;
- 2) наднормативні теплові втрати в довгих магістральних кабелях 0,4 кВ (довжиною 250 м), що прямують до нашого ЦЕН. Відсутність власного трансформатора 10/0,4 кВ унеможлиблює встановлення лічильників безпосередньо на шинах 0,4 кВ, що генерує щомісячні фінансові збитки

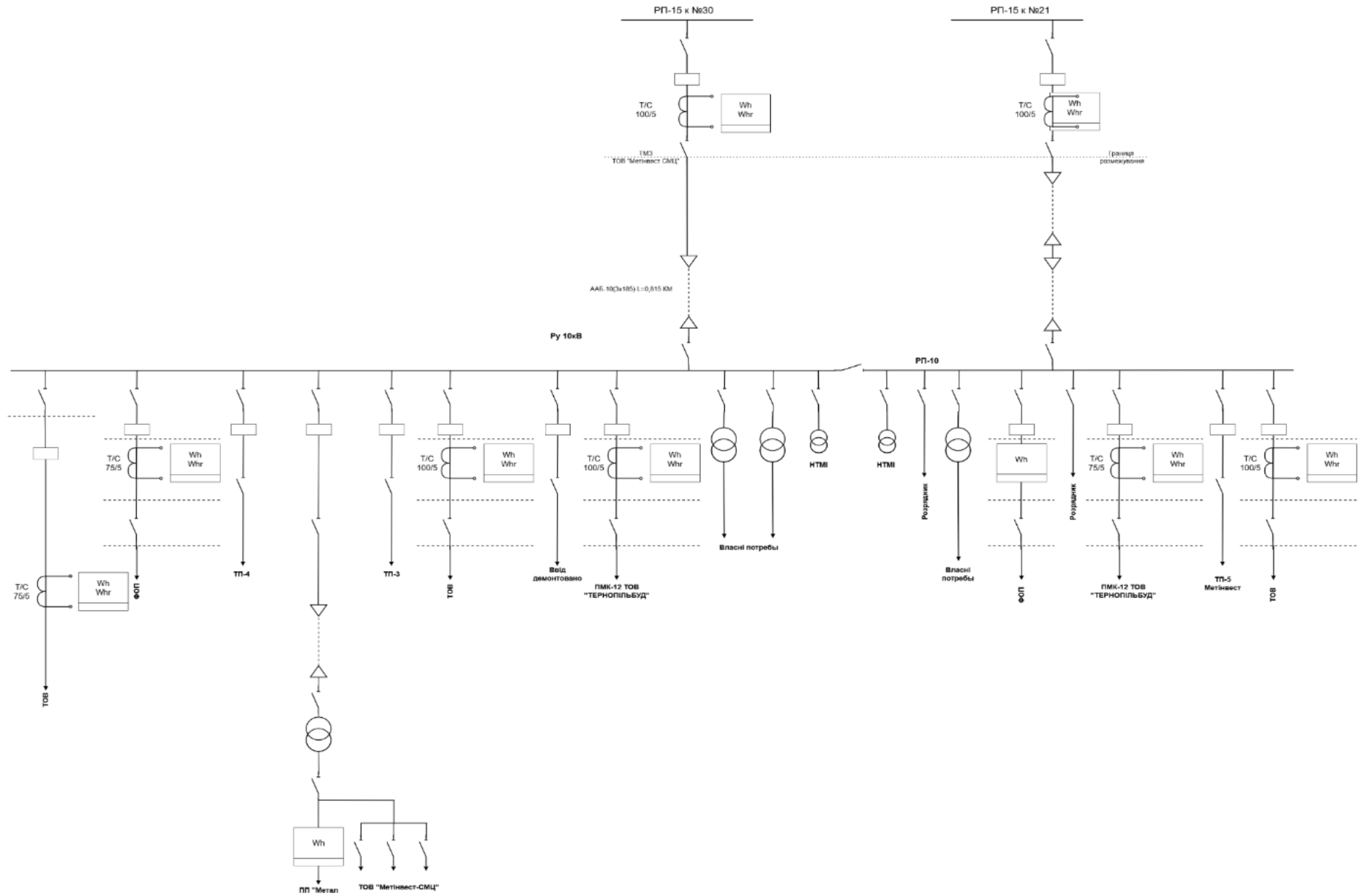


Рисунок 1.6 – Однолінійна схема розташування приладів комерційного обліку на РП-15

Третім аспектом є високий рівень організаційно-правових ризиків. Живлення від чужої ТП ставить підприємство в повну енергетичну залежність від приватного власника. Існує реальна загроза несанкціонованого або аварійного відключення через внутрішні проблеми на підстанції ПП «Метал», несвоєчасне проходження ними планово-попереджувальних ремонтів (ППР) або односторонню зміну комерційних умов (рис. 1.7).



Рисунок 1.7 - Існуюча трансформаторна підстанція ПП «Метал», від якої здійснюється живлення підприємства на напрузі 0,4 кВ

Четвертим недоліком є обмеженість можливостей для інтеграції систем гарантованого живлення. На підприємстві експлуатується дизель-генераторна установка (ДГУ) потужністю 265 кВА для резервування критичної інфраструктури. Проте за існуючої схеми підключення до чужої мережі 0,4 кВ, організація коректної схеми автоматичного введення резерву (АВР) є потенційно небезпечною. Існує ризик зустрічного включення (подачі напруги від нашої ДГУ в знеструмлену мережу 0,4 кВ сусіда), що створює пряму загрозу електротравматизму для ремонтного персоналу ПП «Метал» і вимагає складних і дорогих систем електричного та механічного блокування [1].

Інженерна передумова для кардинальної реконструкції: Аналіз інфраструктури підприємства виявив ключовий інженерний ресурс, який наразі не використовується. На території досліджуваного підприємства вже існує власний розподільний пункт РУ-10 кВ (рис. 1.8), до якого підведено кабельні лінії 10 кВ від РП-15 (де здійснюється справедливий комерційний облік). Більше того, суміжно з РУ-10 кВ (безпосередньо через стіну) розташоване вільне приміщення, габарити якого дозволяють розмістити силовий трансформатор 10/0,4 кВ та необхідну комутаційну і захисну апаратуру.

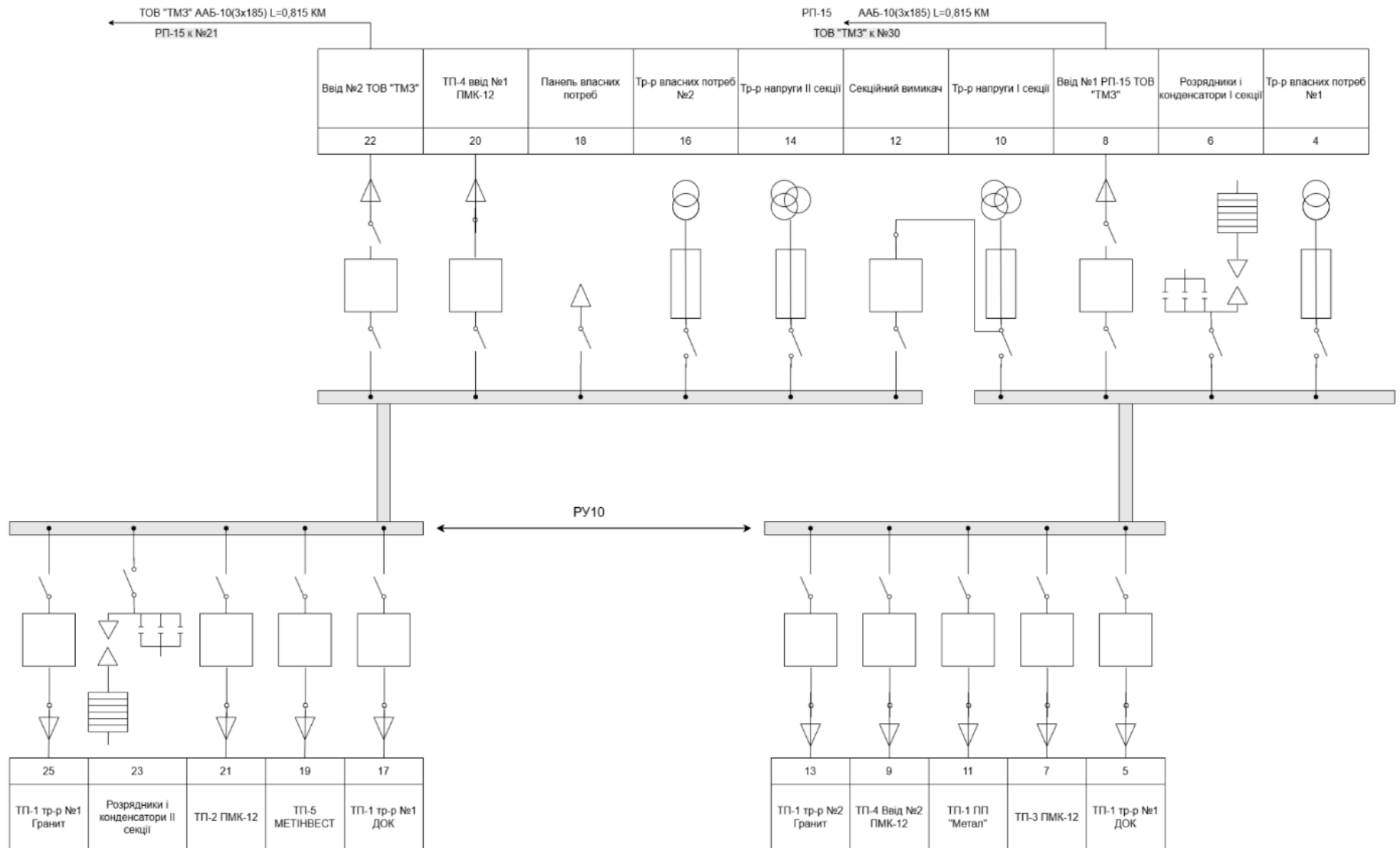



Рисунок 1.8 – Однолінійна схема РУ-10кВ та РП-10 з трансформаторами Т-2 (1000 кВА) та межею розмежування з ПП "Метал"



Це створює об'єктивну технічну можливість для повної відмови від послуг субспоживача ПП «Метал» та організації власної незалежної СЕП. Однак, враховуючи, що центр електричних навантажень (ЦЕН) підприємства територіально віддалений від РУ-10 кВ на відстань 250 метрів, перед проєктувальником постає принципове інженерне питання: яким чином передати потужність ~292 кВА від власного РУ-10 кВ до споживачів?

Трансформувати напругу безпосередньо біля РУ-10 (у суміжній кімнаті) і передавати потужність по низькій стороні (0,4 кВ) на 250 м, чи прокласти високовольтний кабель (10 кВ) на ті самі 250 м і здійснити трансформацію безпосередньо в ЦЕН? Вирішення цієї дилеми та математичне порівняння двох альтернативних топологій становить основу спеціального розділу даної роботи.

#### **1.4 Постановка задачі та обґрунтування варіантів реконструкції системи електропостачання**

На підставі проведеного в підрозділах 1.1–1.3 аналізу предметної області, технологічного процесу та існуючої схеми електропостачання металообробного підприємства, сформовано чітке розуміння інженерної проблеми. Поточна архітектура мережі, що базується на отриманні електроенергії на стороні 0,4 кВ від трансформаторної підстанції (ТП) суміжного субспоживача (ПП «Метал»), є технічно недосконалою, економічно збитковою та організаційно вразливою.

З огляду на наявність на території підприємства розподільного пункту РУ-10 кВ, до якого вже підведено кабельні лінії від РП-15 (де здійснюється комерційний облік на стороні 10 кВ), а також існування вільного приміщення за стіною РУ-10, виникає об'єктивна передумова для кардинальної модернізації системи електропостачання (СЕП).

Однолінійна схема електропостачання РУ-10кВ та РП-10 ТОВ "МЕТІНВЕСТ-СМЦ" відображена на рисунку 1.9.

Головною метою кваліфікаційної роботи є розробка проєкту реконструкції СЕП підприємства для забезпечення належної якості електроенергії (згідно з ДСТУ EN 50160:2014 [2]), підвищення надійності живлення кранового обладнання та інших споживачів, а також забезпечення прозорого комерційного обліку.

Для досягнення поставленої мети та виконання вимог ДСТУ 9324:2025 [3] щодо глибокого введення високої напруги до центрів електричних навантажень (ЦЕН), у рамках спеціального розділу даної роботи необхідно розробити, розрахувати та порівняти два принципові варіанти схеми електропостачання:

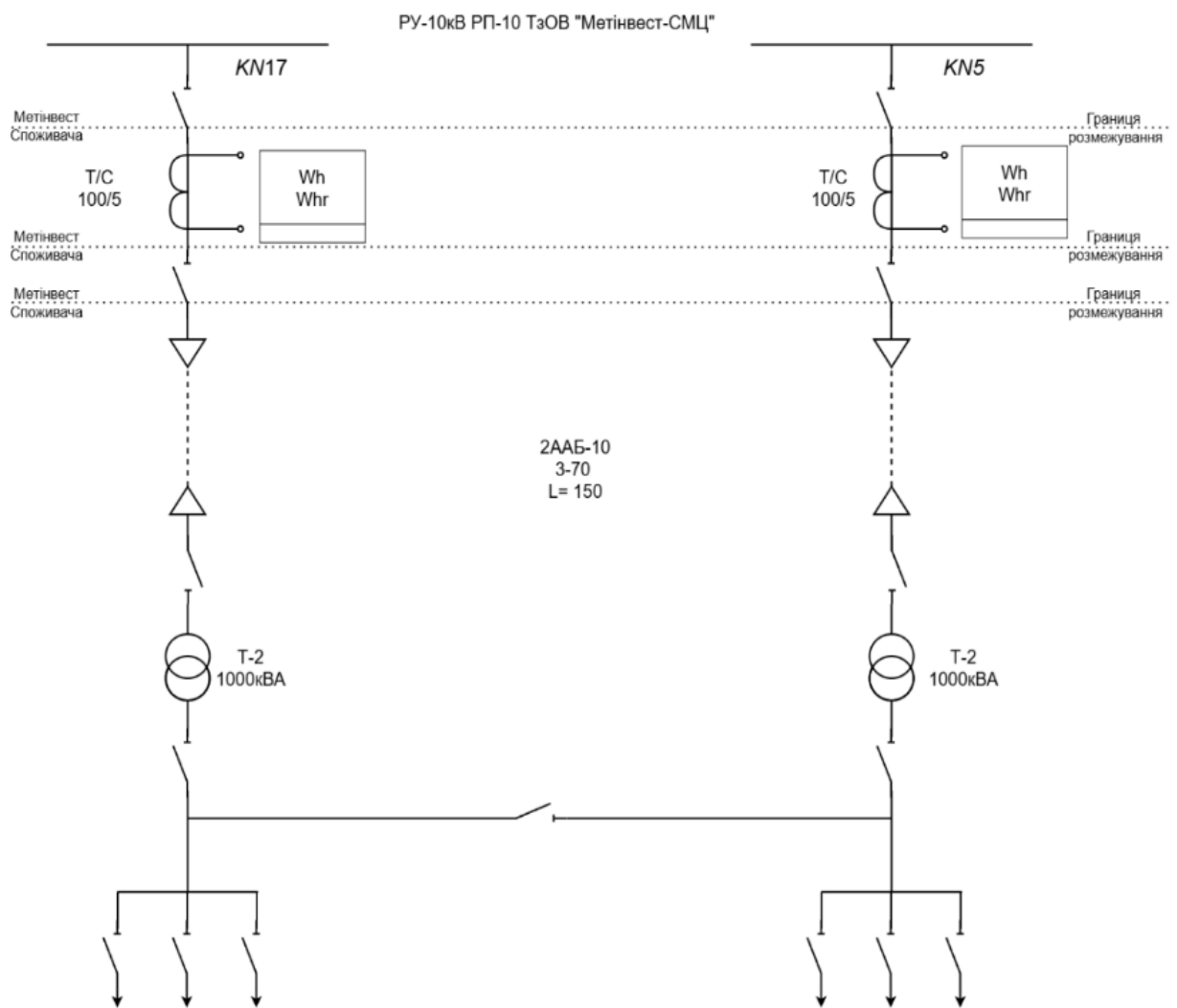



Рисунок 1.9 – Однолінійна схема електропостачання РУ-10кВ та РП-10 ТОВ "МЕТІНВЕСТ-СМЦ"

Варіант 1: Трансформування 10/0,4 кВ біля РУ-10 з передачею потужності на стороні 0,4 кВ на відстань 250 м.

Цей варіант передбачає встановлення силового трансформатора 10/0,4 кВ безпосередньо у приміщенні, суміжному з РУ-10 кВ (через стіну), з подальшим прокладанням магістральної кабельної лінії напругою 0,4 кВ довжиною 250 метрів до головного розподільчого щита (ГРЩ) підприємства, що розташований біля ЦЕН. Фактично, це спроба зберегти принцип передачі потужності на низькій напрузі, використовуючи наявні площі біля точки введення високої напруги. Основні інженерні завдання для Варіанту 1:

- 1) вибір потужності та типу силового трансформатора 10/0,4 кВ для встановлення у суміжному з РУ-10 приміщенні, а також вибір комутаційної та захисної апаратури на стороні 0,4 кВ;
- 2) розрахунок перерізу магістрального кабелю 0,4 кВ довжиною 250 м за умовою допустимого нагріву з обов'язковою перевіркою на критичні



втрати напруги ( $\Delta U$ ) та втрати активної потужності ( $\Delta P$ ) з урахуванням пікових пускових струмів кранів;

3) оцінка техніко-економічної доцільності передачі потужності на низькій напрузі на таку відстань.

Варіант 2: Передача потужності на стороні 10 кВ на відстань 250 м з трансформуванням безпосередньо біля центру навантажень.

Цей варіант реалізує принцип «глибокого введення» високої напруги. Від РУ-10 кВ прокладається високовольтна кабельна лінія 10 кВ довжиною 250 метрів до нового приміщення, розташованого безпосередньо біля ЦЕН. У цьому приміщенні проектується та будується власна комплектна трансформаторна підстанція (КТП) 10/0,4 кВ з обраним силовим трансформатором. Від шин 0,4 кВ нової КТП електроенергія розподіляється по коротких внутрішньоцехових лініях до споживачів. Основні інженерні завдання для Варіанту 2:

1) розрахунок та вибір високовольтного кабелю 10 кВ довжиною 250 м (переріз, втрати напруги, термічна стійкість);

2) проектування нової КТП 10/0,4 кВ на віддаленій площадці біля ЦЕН, вибір трансформатора, комутаційної апаратури 10 кВ та 0,4 кВ;

3) інтеграція системи автоматичного введення резерву (АВР) та встановлення комплектних конденсаторних установок (ККУ) на шинах нової КТП;

4) оцінка капітальних витрат (CAPEX) на будівництво нової підстанції та прокладання високовольтного кабелю.

Алгоритм порівняння варіантів.

Для об'єктивного вибору оптимального рішення необхідно вирішити такі взаємопов'язані задачі:

1) виконати детальний розрахунок електричних навантажень модифікованим статистичним методом (розділ 2.1);

2) визначити координати ЦЕН для оптимального розміщення проєктної щитової (розділ 2.2);

3) здійснити вибір основного електрообладнання для обох варіантів (трансформатори, кабелі 0,4 кВ та 10 кВ, апарати захисту);

4) критичний етап: розрахувати та порівняти втрати напруги ( $\Delta U$ ) та потужності ( $\Delta P$ ) у магістральних лініях довжиною 250 м для напруг 0,4 кВ (Варіант 1) та 10 кВ (Варіант 2). Це стане головним математичним доказом технічної переваги одного з варіантів;

5) Виконати порівняльне техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) обох варіантів з розрахунком капітальних (CAPEX) та експлуатаційних (OPEX) витрат, а також терміну окупності.

Таким чином, сформульована постановка задачі визначає чіткий алгоритм проектування у спеціальному розділі, спрямований на пошук інженерно та економічно обґрунтованого шляху виходу підприємства з енергетичної залежності.

## 2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Визначення електричних навантажень

Точне визначення електричних навантажень є фундаментальним етапом проектування системи електропостачання (СЕП), оскільки від достовірності отриманих результатів залежить вибір потужності трансформаторів, перерізів кабельних ліній, параметрів захисної апаратури та засобів компенсації реактивної потужності. Розрахунок виконується відповідно до вимог ДСТУ 9324:2025 [3] та з використанням модифікованого статистичного методу, алгоритм якого детально описано в [19].

Вихідні дані для розрахунку сформовані на основі аналізу технологічного процесу підприємства (підрозділ 1.2) та паспортних характеристик електрообладнання. Специфікою об'єкта є наявність потужних підймальних механізмів, що працюють у повторно-короткочасному режимі (ПВ), та однофазного зварювального обладнання, що викликає несиметрію навантаження. Дизель-генераторні установки (ДГУ) потужністю 265 кВА, 10 кВА та 7 кВА розглядаються як автономні джерела аварійного живлення і в розрахунок нормального режиму споживання від мережі не включаються.

#### 2.1.1 Приведення потужностей електроприймачів до розрахункових умов

Для коректного застосування статистичного методу необхідно привести паспортні потужності електроприймачів (ЕП) із нестандартними режимами роботи до тривалого режиму (ТВ = 100%).

Кранове обладнання (ПВ = 40%).

Згідно з формулою (2.13) [19], приведена активна потужність для ЕП, що працюють у повторно-короткочасному режимі, визначається як:

$$P_{100} = P_{\text{пасп}} * \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (2.1)$$

Мостовий кран №1, №2 (10 т):


$$P_{\text{пасп}} = 22,2 \text{ кВт}$$

$$P_{100} = 22,2 * \sqrt{0,4} = 22,2 * 0,6325 = 14,04 \text{ кВт}$$

Для двох кранів:  $2 * 14,04 = 28,08 \text{ кВт}$

Мостовий кран №3, №4 (16 т):

$$P_{\text{пасп}} = 39,1 \text{ кВт}$$


$$P_{100} = 39,1 * \sqrt{0,4} = 39,1 * 0,6325 = 24,73 \text{ кВт}$$

Для двох кранів:  $2 * 24,73 = 49,46 \text{ кВт}$

Козловий кран №5 (12,5 т):

$$P_{\text{пасп}} = 33,0 \text{ кВт}$$

$$P_{100} = 33,0 * \sqrt{0,4} = 33,0 * 0,6325 = 20,87 \text{ кВт}$$

Мостовий кран №6 (20 т):

$$P_{\text{пасп}} = 26,5 \text{ кВт}$$

$$P_{100} = 26,5 * \sqrt{0,4} = 26,5 * 0,6325 = 16,76 \text{ кВт}$$

Кран-балка №7 (5 т, ПВ = 25%):

$$P_{\text{пасп}} = 12,8 \text{ кВт}$$

$$P_{100} = 12,8 * \sqrt{0,25} = 12,8 * 0,5 = 6,40 \text{ кВт}$$

Сумарна приведена потужність кранового обладнання:

$$\sum P_{100} \text{ крани} = 28,08 + 49,46 + 20,87 + 16,76 + 6,40 = 121,57 \text{ кВт}$$

Зварювальне обладнання (однофазне, ПВ = 60%). Однофазні Однофазні зварювальні трансформатори, увімкнені на лінійну напругу 380 В, приводяться до еквівалентного трифазного навантаження згідно з формулами [19].

Трансформатори ручного зварювання (2 шт):

$$S_{\text{пасп}} = 25 \text{ кВА}, \cos\varphi = 0,5, \text{ ПВ} = 0,6$$

Активна потужність одного апарату при ТВ = 100%:

$$P_{1\phi} = S_{\text{пасп}} * \cos\varphi * \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (2.2)$$

$$P_{1\phi} = 25 * 0,5 * \sqrt{0,6} = 25 * 0,5 * 0,7746 = 9,68 \text{ кВт}$$

Еквівалентна трифазна потужність при підключенні на лінійну напругу:

$$P_{\text{н(3ф)}} = \sqrt{3} * P_{1\phi} = 1,732 * 9,68 = 16,77 \text{ кВт}$$

Для двох трансформаторів:  $2 \cdot 16,77 = 33,54$  кВт  
Трансформатор автоматичного зварювання (1 шт):

$$S_{\text{пасп}} = 40 \text{ кВА}, \cos\varphi = 0,6, \text{ПВ} = 0,6$$

Активна потужність при ТВ = 100%:

$$P_{1\phi} = 40 \cdot 0,6 \cdot \sqrt{0,6} = 40 \cdot 0,6 \cdot 0,7746 = 18,59 \text{ кВт}$$

Еквівалентна трифазна потужність:

$$P_{\text{H}(3\phi)} = \sqrt{3} \cdot P_{1\phi} = 1,732 \cdot 18,59 = 32,20 \text{ кВт}$$

Сумарна приведена потужність зварювального обладнання:

$$\sum P_{100.\text{звар}} = 33,54 + 32,20 = 65,74 \text{ кВт}$$

### 2.1.2 Розрахунок середніх та максимальних навантажень

Для визначення розрахункових навантажень на шинах 0,4 кВ застосовується модифікований статистичний метод, алгоритм якого регламентовано ДСТУ 9324:2025 [3] та детально описано в [19]. Цей метод дозволяє врахувати стохастичну природу одночасного вмикання електроприймачів (ЕП) та їхні індивідуальні коефіцієнти використання ( $K_B$ ).

Вихідні дані для розрахунку сформовані на основі аналізу технологічного процесу (підрозділ 1.2) та результатів приведення потужностей до тривалого режиму (ТВ = 100%), виконаного у п. 2.1.1. Зокрема, сумарна приведена потужність кранового обладнання становить 121,57 кВт, а зварювального – 65,74 кВт.

Для повноти картини енергоспоживання металообробного підприємства до розрахунку включено групи ЕП тривалого режиму роботи: металорізальні верстати ремонтно-механічної дільниці (80 кВт), компресорне та насосне обладнання (120 кВт), а також адміністративно-побутові навантаження та серверна (50 кВт). Дизель-генераторні установки (ДГУ) потужністю 265 кВА, 10 кВА та 7 кВА є автономними джерелами аварійного живлення, тому в розрахунок нормального режиму споживання від зовнішньої мережі не включаються.

Середнє активне ( $P_{\text{ЗМ}}$ ) та реактивне ( $Q_{\text{ЗМ}}$ ) навантаження за найбільш завантажену зміну визначаються за формулами:

$$P_{\text{ЗМ}} = K_B \cdot \sum P_{\text{НОМ}}, \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{ЗМ}} = P_{\text{ЗМ}} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (2.4)$$

Результати розрахунку середніх навантажень за найбільш завантажену зміну ( $P_{зм}$ ,  $Q_{зм}$ ) зведено до табл. 2.1.

Груповий коефіцієнт використання  $K_{в.гр}$  визначено як відношення суми середніх навантажень до суми номінальних:

$$K_{в.гр} = 155,39/437,31 = 0,355 \approx 0,35$$

Таблиця 2.1 – Зведена таблиця розрахунку електричних навантажень 0,4 кВ

№ з/п	Найменування групи ЕП	К-сть (n)	$\sum P_{ном}$ , кВт	$K_{в}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_{зм}$ , кВт	$Q_{зм}$ , кВАр
1	Кранове обладнання (ПВ=40%)	7	121,57	0,15	0,50	1,73	18,24	31,55
2	Зварювальне обладнання (380В)	3	65,74	0,20	0,60	1,33	13,15	17,49
3	Металорізальні верстати (токарні 2х15кВт, гільйотини 3х12кВт, свердлильні 2х4кВт, заточувальні 2х3кВт)	9	80 кВт (сумарно)	0,15	0,50	1,73	12,00	20,76
4	Компресори, вентиляція, насоси	4	120,00	0,60	0,80	0,75	72,00	54,00
5	Офісні, побутові споживачі, серверна	-	50,00	0,80	0,95	0,33	40,00	13,20
<b>Разом (Силві ЕП)</b>		<b>23</b>	<b>437,31</b>	$K_{в.гр} = 0,35$	-	-	<b>155,39</b>	<b>137,00</b>

### 2.1.3 Визначення розрахункових максимумів (силове навантаження)

Для переходу від середніх змінних навантажень до розрахункових максимумів необхідно визначити ефективну (зведену) кількість електроприймачів ( $N_e$ ). Згідно з формулою [19]:

$$N_e = \frac{(\sum P_{ном})^2}{\sum (n_i * p_{ном.i}^2)}, \quad (2.5)$$

Сума квадратів номінальних потужностей окремих ЕП (з урахуванням приведених значень для кранів та зварювання, а також середніх значень для групи верстатів та компресорів) становить  $\sum p_{ном.i}^2 \approx 11250 \text{ кВт}^2$ .

$$N_e = (437,31)^2 / 11250 = 191240 / 11250 \approx 17,0$$

За значеннями  $N_e = 17$  та груповим коефіцієнтом використання  $K_{в.гр} = 0,35$  з таблиць визначаємо коефіцієнт розрахункової потужності  $K_p = 1,25$ .

Розрахункова активна та реактивна потужність силових ЕП визначається за формулами [19]:

$$P_{м.сил} = K_p * \sum P_{зм}, \quad (2.6)$$

$$P_{м.сил} = 1,25 * 155,39 = 194,24 \text{ кВт}$$

$$Q_{м.сил} = \sum Q_{зм}, \quad (2.7)$$

$$Q_{м.сил} = 137,00 \text{ кВАр}$$

Оскільки  $N_e > 10$ , коефіцієнт розрахункової реактивної потужності  $K_{pQ} \approx 1$ .

Повна розрахункова потужність силових ЕП:

$$S_{м.сил} = \sqrt{P_{м.сил}^2 + Q_{м.сил}^2}, \quad (2.8)$$

$$S_{м.сил} = \sqrt{194,24^2 + 137^2} = 237,65 \text{ кВА}$$

#### 2.1.4 Освітлювальне навантаження

Розрахунок освітлення виконується за методом питомої потужності (формули 2.16–2.18 [19]). Загальна площа освітлюваних приміщень (цехи, склади металопрокату, відкриті майданчики, адмінбудівлі) становить  $F \approx 6000 \text{ м}^2$ . Прийнято сучасні LED-світильники з питомою потужністю  $w = 12 \text{ Вт/м}^2$ . Встановлена потужність освітлення:

$$P_{вст.осв} = \frac{F * w}{1000}, \quad (2.9)$$

$$P_{вст.осв} = \frac{6000 * 12}{1000} = 72 \text{ кВт}$$

Для розрахунку ЦЕН використовується середнє навантаження освітлення:

$$P_{см.осв} = P_{вст.осв} * K_B = 72 * 0,9 \approx 65 \text{ кВт}$$

З урахуванням коефіцієнта попиту для виробничих будівель ( $K_{п.о} = 0,95$ ):

$$P_{м.осв} = P_{вст.осв} * K_{п.о}, \quad (2.10)$$

$$P_{M.OCB} = 72 * 0,95 = 68,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{M.OCB} = P_{M.OCB} * \text{tg}\varphi, \quad (2.11)$$

$$Q_{M.OCB} = 68,4 * 0,33 = 22,57 \text{ кВАр (при } \cos\varphi = 0,95)$$

### 2.1.5 Сумарне розрахункове навантаження на шинах 0,4 кВ

Для визначення загального навантаження на вводах до головної розподільної щитової (ГРЩ) застосовується коефіцієнт суміщення максимумів силового та освітлювального навантаження  $K_{CM} = 0,95$ :

$$P_{\Sigma} = K_{CM} * (P_{M.CИЛ} + P_{M.OCB}), \quad (2.12)$$

$$P_{\Sigma} = 0,95 * (194,24 + 68,4) = 249,51 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = K_{CM} * (Q_{M.CИЛ} + Q_{M.OCB}), \quad (2.13)$$

$$Q_{\Sigma} = 0,95 * (137,00 + 22,57) = 151,59 \text{ кВАр}$$

Повна розрахункова потужність підприємства (до компенсації):

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (2.14)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{249,51^2 + 151,59^2} = 292,0 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм на шинах 0,4 кВ:

$$I_M = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}}, \quad (2.15)$$

$$I_M = \frac{292,0}{1,732 * 0,38} = 421,5 \text{ А}$$

Фактичний коефіцієнт потужності на вводі:

$$\cos\varphi_{\Sigma} = P_{\Sigma} / S_{\Sigma}, \quad (2.16)$$

$$\cos\varphi_{\Sigma} = 249,51 / 292 = 0,854$$

Отримане значення повної потужності  $S_{\Sigma} = 292 \text{ кВА}$  є інженерним фундаментом для вибору потужності силових трансформаторів власної КТП (Варіант 2). Низький фактичний  $\cos\varphi$  (0,854) вказує на необхідність встановлення конденсаторної установки (ККУ) на стороні 0,4 кВ. Наявність ДГУ 265 кВА підтверджує свою доцільність: у аварійному режимі (при

відключенні зовнішньої мережі) вона здатна покрити 265/292 ≈ 90% найбільш критичних навантажень підприємства, що повністю задовольняє вимоги надійності для об'єктів I та II категорії.

Структура сумарного розрахункового навантаження підприємства до компенсації, що ілюструє співвідношення активної ( $P_{\Sigma} = 249,51$  кВт) та реактивної ( $Q_{\Sigma} = 151,59$  кВАр) складових повної потужності, наведена на рисунку 2.1.

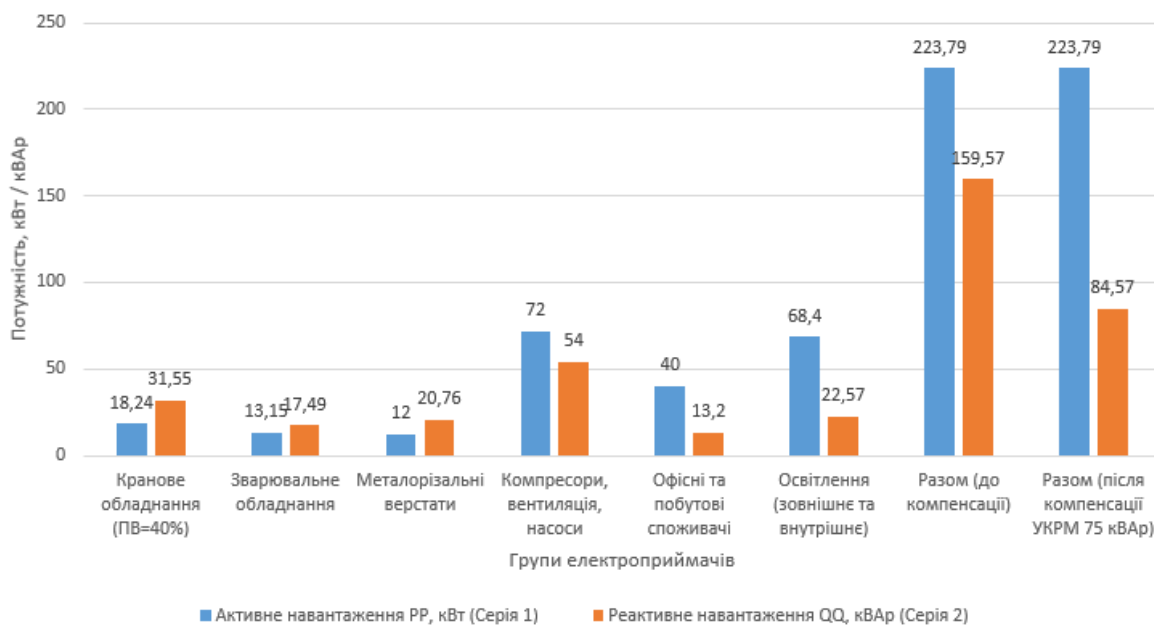


Рисунок 2.1 – Діаграма активних та реактивних навантажень підприємства

## 2.2 Визначення нової конфігурації схеми електропостачання

### 2.2.1 Визначення Центру Електричних Навантажень (ЦЕН)

Рациональне розміщення джерел живлення та розподільних пунктів на території підприємства є ключовим фактором мінімізації втрат електроенергії та витрат провідникового матеріалу. Згідно з вимогами ДСТУ 9324:2025 [3], трансформаторні підстанції необхідно розташовувати в Центрі Електричних Навантажень (ЦЕН) струмоприймачів, що забезпечує принцип «глибокого введення» високої напруги.

Для визначення координат ЦЕН ( $X_{\text{ц}}, Y_{\text{ц}}$ ) використовується аналітичний метод, що базується на картограмі навантажень та середніх активних потужностях окремих груп електроприймачів (ЕП) за найбільш завантажену зміну ( $P_{\text{зм}}$ ), які були визначені у підрозділі 2.1.2 (табл. 2.1).

Координати ЦЕН обчислюються за формулами [19]:

$$X_{\text{ц}} = \frac{\sum(P_{\text{зм}i} * X_i)}{\sum P_{\text{зм}i}}, \quad (2.17)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum(P_{зм,i} * Y_i)}{\sum P_{зм,i}}, \quad (2.18)$$

де  $X_i, Y_i$  – координати центру ваги  $i$ -ї групи ЕП на генеральному плані підприємства, м.

Загальний вигляд території підприємства з розташуванням основних споживачів електроенергії та початковими координатами для розрахунку ЦЕН наведено на рисунку 2.2.



Рисунок 2.2 - Загальний вигляд території підприємства з розташуванням основних споживачів електроенергії"

Початок системи координат (0,0) умовно прийнято у південно-західному куті території підприємства. Просторове розташування груп ЕП визначено на основі аналізу технологічного процесу (склади металопрокату, ремонтно-механічна дільниця, компресорна станція, адміністративно-побутовий корпус). Результати розрахунку зведено до табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Вихідні дані та розрахунок координат ЦЕН

№	Найменування групи ЕП	$P_{зм},$ кВт	$X_i, м$	$Y_i, м$	$P_{зм} * X_i$	$P_{зм} * Y_i$
1	Кранове обладнання (склади, ж/д гілки)	18,24	120	180	2188,8	3283,2
2	Зварювальне обладнання (ремонтний цех)	13,15	60	80	789,0	1052,0

Продовження таблиці 2.2

№	Найменування групи ЕП	$P_{зм},$ кВт	$X_i,$ м	$Y_i,$ м	$P_{зм} * X_i$	$P_{зм} * Y_i$
3	Металорізальні верстати	12,00	70	70	840,0	840,0
4	Компресори, насоси, вентиляція	72,00	90	100	6480,0	7200,0
5	Адмінпобутовий корпус (офіс, серверна)	40,00	220	40	8800,0	1600,0
6	Освітлення (зовнішнє та внутрішнє)	65,00	140	110	9100,0	7150,0
<b>Разом</b>	$\sum P_{зм} = 220,39$	-	-		$\sum = 28197,8$	$\sum = 21125,2$

Підставляючи значення з табл. 2.2 у формули (2.17) та (2.18), отримуємо:

$$X_{ц} = 28197,8 / 220,39 \approx 127,9 \text{ м}$$

$$Y_{ц} = 21125,2 / 220,39 \approx 95,9 \text{ м}$$

Розрахований ЦЕН знаходиться в точці з координатами  $X \approx 128 \text{ м}$ ,  $Y \approx 96 \text{ м}$ . Ця зона розташована в безпосередній близькості до компресорної станції та ремонтного цеху, де зосереджені найбільші стаціонарні навантаження. Аналіз генерального плану показує, що саме в цій зоні знаходиться існуючий розподільний пункт РУ-10 кВ та суміжне з ним вільне приміщення (колишня камера трансформатора власних потреб).

Розрахований ЦЕН знаходиться на відстані 250 метрів від існуючого РУ-10 кВ. Це створює інженерну дилему: розмістити трансформатори біля РУ-10 (Варіант 1) або прокласти високовольтний кабель на 250 м і розмістити КТП безпосередньо в зоні ЦЕН (Варіант 2)

Вигляд існуючого розподільного пункту РУ-10 кВ підприємства, від якого планується прокладання кабельної лінії до нової КТП, показано на рисунку 2.3.



Рисунок 2.3 – Існуючий розподільний пункт РУ-10 кВ підприємства

### **2.2.2 Розробка топології для двох варіантів схеми електропостачання**

Для вирішення проблеми енергетичної залежності від субспоживача (ПП «Метал») та забезпечення якості електроенергії згідно з ДСТУ EN 50160:2014 [2], у рамках спеціального розділу розглядаються два принципові варіанти конфігурації мережі. Обидва варіанти базуються на повній відмові від послуг стороннього підприємства та використанні власного розподільного пункту РУ-10 кВ, до якого вже підведено живлення від РП-15 (де здійснюється комерційний облік).

Ключовою просторовою константою для математичного та технічного порівняння обох варіантів є відстань від РУ-10 кВ до умовного центру електричних навантажень (ЦЕН) підприємства, яка становить  $L = 250$  метрів. Саме спосіб подолання цієї дистанції визначає архітектуру кожної з топологій.

Високовольтні комірки, релейні та захисні (комутаційні) апарати існуючого РУ-10 кВ, до яких буде підключатися нова кабельна лінія, зображено на рисунку 2.4.



Рисунок 2.4 - Високовольтні комірки, релейні та захисні (комутаційні) апарати

Варіант 1: Трансформування 10/0,4 кВ біля РУ-10 з передачею потужності на стороні 0,4 кВ на відстань 250 м.

Цей варіант передбачає концентрацію трансформаторного та комутаційного обладнання безпосередньо в точці введення високої напруги.

Топологія 10 кВ та розміщення ТП: від вільної комірки існуючого РУ-10 кВ прокладається коротка перемичка до приміщення, що розташоване безпосередньо за стіною РУ-10 (колишня камера трансформатора власних потреб). У цьому суміжному приміщенні встановлюється силовий трансформатор 10/0,4 кВ та головний розподільчий щит (ГРЩ) 0,4 кВ з апаратами захисту.

Магістральна лінія 0,4 кВ: від шин 0,4 кВ встановленого трансформатора прокладається потужна магістральна кабельна лінія напругою 0,4 кВ. Траса проходить по кабельних естакадах та у траншеях до ЦЕН підприємства. Довжина цієї магістралі жорстко приймається рівною  $L = 250$  метрів.

Внутрішньозаводська мережа: по досягненню ЦЕН електроенергія розподіляється по радіально-магістральній схемі 0,4 кВ до кінцевих споживачів (тролейні шинопроводи для кранів, розподільчі пункти для верстатів).

Інженерна специфіка: фактично, цей варіант реалізує передачу всієї розрахункової потужності підприємства ( $S_{\Sigma} = 292$  кВА) на низькій напрузі на гранично велику для мереж 0,4 кВ відстань. Згідно з ДСТУ 9324:2025 [3], економічно обґрунтований радіус дії мереж 0,4 кВ обмежується 100–150 метрами. Передача потужності на 250 м вимагатиме вибору кабелів значного перерізу та створює ризик критичних падінь напруги ( $\Delta U$ ) під час

пуску кранових двигунів, що підлягає обов'язковій математичній перевірці у підрозділі 2.3.

Суміжне з РУ-10 кВ приміщення, яке розглядається для розміщення силових трансформаторів 10/0,4 кВ у Варіанті 1, показано на рисунку 2.5.



Рисунок 2.5 - Приміщення суміжне з РУ-10 кВ для розміщення трансформаторів 10/0,4 кВ (Варіант 1)"

Варіант 2: Передача потужності на стороні 10 кВ на відстань 250 м з трансформуванням безпосередньо біля ЦЕН.

Цей варіант реалізує класичний принцип «глибокого введення» високої напруги, адаптований під наявну інфраструктуру підприємства.

Магістральна лінія 10 кВ: від комірки РУ-10 кВ прокладається високовольтна кабельна лінія 10 кВ (наприклад, кабелем марки ААШВУ або АВВГ). Траса прямує безпосередньо до нового приміщення, розташованого в зоні ЦЕН. Довжина високовольтного кабелю становить  $L = 250$  метрів.

Розміщення КТП: у приміщенні біля ЦЕН проєктується та будується власна комплектна трансформаторна підстанція (КТП) 10/0,4 кВ. Тут встановлюється силовий трансформатор, комірки 10 кВ та ГРЩ 0,4 кВ.

Внутрішньозаводська мережа 0,4 кВ: від шин 0,4 кВ нової КТП прокладаються розподільні лінії до споживачів. Оскільки КТП розміщена безпосередньо в ЦЕН, максимальна довжина низьковольтних ділянок не перевищує 50–80 метрів.

Інженерна специфіка: передача потужності на високій напрузі (10 кВ) дозволяє зменшити струм у магістральному кабелі у 25 разів порівняно з

мережею 0,4 кВ. Це дає змогу використати кабель значно меншого перерізу для подолання дистанції у 250 метрів, мінімізувати втрати активної потужності ( $\Delta P$ ) та гарантувати відсутність просадок напруги при пускових режимах. Основним недоліком є необхідність капітального будівництва нової підстанції на віддаленій площадці.

Порівняльна характеристика топологій Для систематизації вихідних даних перед етапом вибору обладнання (підрозділ 2.3) параметри обох топологій зведено до табл. 2.2.

Таблиця 2.3 – Порівняльна характеристика топологій Варіанту 1 та Варіанту 2

Параметр топології	Варіант 1	Варіант 2
Точка трансформації 10/0,4 кВ	Суміжне приміщення з РУ-10 кВ	Нове приміщення біля ЦЕН
Напруга магістральної лінії (L = 250 м)	0,4 кВ	10 кВ
Розрахунковий струм магістралі	~ 421 А (до компенсації)	~ 17 А
Довжина внутрішньозаводських ліній 0,4 кВ	Короткі (від ЦЕН до ЕП)	Короткі (від ЦЕН до ЕП)
Основний інженерний ризик	Критичні втрати напруги ( $\Delta U$ ) на дистанції 250 м	Високі капітальні витрат на будівництво КТП


Подальший інженерний аналіз, що базується на цій топології, дозволить кількісно оцінити перерізи кабельних ліній, втрати напруги та капітальні витрати для остаточного вибору оптимального варіанта реконструкції.

### 2.2.3 Вибір конфігурації внутрішньоцехової мережі

Конфігурація цехової електричної мережі напругою 0,4 кВ формується на основі просторового розташування електроприймачів (ЕП) на генеральному плані підприємства, їхньої потужності, режимів роботи та вимог до надійності електропостачання. Топологія внутрішньоцехової мережі є ідентичною для обох варіантів реконструкції (Варіант 1 та Варіант 2) і відрізняється виключно точкою підключення головного розподільного щита (ГРЩ) – або від магістрального кабелю 0,4 кВ, або від шин власної КТП.

Згідно з вимогами ДСТУ 9324:2025 [3] та п. 2.3.8 [19], для підприємств із різнохарактерним навантаженням та територіальною розосередженістю споживачів застосовується змішана радіально-магістральна схема мережі 380/220 В із глухо заземленою нейтраллю (система TN-S). Такий підхід дозволяє оптимізувати витрати кабельної продукції та забезпечити селективність захисту.

Структура розподілу електроенергії проєктується за такими принципами:



1) кранове обладнання (мостові та козлові крани): живлення підіймальних механізмів, що переміщуються вздовж цехових та складських прольотів, здійснюється через тролейні шинопроводи (типу ШТ або ШТМ), прокладені під верхнім поясом ферм на рівні кранових шляхів. Це унеможлиблює використання гнучких кабелів, які є ненадійними в умовах постійного руху;

2) ремонтно-механічна дільниця (металорізальні верстати): шрупи стаціонарного обладнання, розташовані рядами, живляться від магістральних або розподільчих шинопроводів (ШРА), прокладених уздовж колон на висоті 2,5–3,5 м. Відгалуження до окремих верстатів виконуються короткими кабельними лініями або гнучкими зв'язками;

3) потужні стаціонарні споживачі (компресорна установка, зварювальні пости): гастосовується радіальна схема живлення окремими кабельними лініями від ГРЩ або від проміжних розподільних пунктів (РП-0,4). Для зварювального обладнання це критично важливо з метою мінімізації взаємовпливу та несиметрії напруг;

4) освітлювальні та побутові навантаження: виділені в окрему підсистему, що живиться від спеціалізованих щитків освітлення (ЩО) та автоматичних введів резерву (АВР) для серверної та систем безпеки, які підключені до дизель-генераторної установки (ДГУ) 265 кВА.

Застосування шинопроводів замість багатожильних кабелів для магістральних ділянок значно підвищує пожежну безпеку, спрощує монтаж та дозволяє легко модернізувати мережу при зміні технологічного планування цеху.

## **2.3 Вибір основного електрообладнання**

### **2.3.1 Вибір числа та потужності трансформаторів КТП (для Варіанту 2)**

Вибір числа та потужності силових трансформаторів є критичним етапом проєктування, що визначає надійність системи та рівень технічних втрат. Оскільки за новою концепцією реконструкції підприємство повністю відмовляється від послуг субспоживача (ПП «Метал») та організовує власну трансформацію 10/0,4 кВ, цей вибір є універсальним для обох варіантів (Варіант 1 та Варіант 2). Сумарне розрахункове навантаження підприємства залишається незмінним і становить  $S_{\Sigma} = 292$  кВА (згідно з розрахунками у підрозділі 2.1.5). Змінюється виключно топографічне розміщення трансформаторного вузла:

Для Варіанту 1: трансформатори встановлюються у приміщенні, суміжному з РУ-10 кВ (через стіну).

Для Варіанту 2: трансформатори встановлюються у новозбудованій КТП безпосередньо біля ЦЕН (на відстані 250 м від РУ-10).

Аналіз технологічного процесу (підрозділ 1.2) показує наявність споживачів I категорії (серверна, системи відеоспостереження, аварійне освітлення, кола керування кранами) та II категорії (ремонтно-механічна

дільниця, компресорна станція). Згідно з ПУЕ [1] та п. 2.3.5 [19], для забезпечення необхідного рівня надійності проєктується двотрансформаторна підстанція ( $N_T = 2$ ), що забезпечує взаємне резервування на стороні 0,4 кВ.

Визначення доцільної номінальної потужності одного трансформатора ( $S_{ном.Т}$ ) здійснюється за формулою [19]:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{\Sigma}}{N_T * \beta_{ном}}, \quad (2.19)$$

де  $\beta_{ном}$  - коефіцієнт завантаження в нормальному режимі. Для цехів з переважанням навантажень I та II категорій рекомендується приймати  $\beta_{ном} = 0,65 \dots 0,70$ . Приймаємо  $\beta_{ном} = 0,7$ .

$$S_{ном.Т} \geq \frac{292}{2 * 0,7} = 292 / 1,4 = 208,5 \text{ кВА}$$

За стандартною шкалою номінальних потужностей (160, 250, 380, 630 кВА) найближчим більшим значенням є 250 кВА.

Перевірка за умовою післяаварійного режиму: У разі аварійного відключення одного з трансформаторів, другий має прийняти на себе все навантаження підприємства (або його критичну частину до моменту запуску ДГУ). Коефіцієнт аварійного завантаження ( $\beta_{ав}$ ) становитиме:

$$\beta_{ав} = S_{\Sigma} / S_{ном.Т}, \quad (2.20)$$

$$\beta_{ав} = 292 / 250 = 1,168$$

Згідно з ДСТУ 3463-96 (Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів) [20], допустиме аварійне перевантаження трансформаторів становить до 1,4 від номінальної потужності протягом кількох годин. Оскільки  $1,168 \leq 1,4$ , умова виконується з запасом.

Для встановлення обираються сучасні герметичні масляні трансформатори типу ТМГ-250/10/0,4 з природним охолодженням [25].

Таблиця 2.4 – Технічні параметри трансформатора ТМГ-250/10/0,4

Параметр	Позначення	Значення
Номінальна потужність	$S_{ном}$	250 кВА
Номінальна напруга ВН / НН	$U_{ВН} / U_{НН}$	10 / 0,4 кВ
Номінальний струм на стороні 0,4 кВ	$I_{ном.НН}$	360,8 А
Втрати короткого замикання	$\Delta P_{кз}$	3,7 кВт
Напруга короткого замикання	$U_{кз}$	4,5 %
Струм холостого ходу	$I_{хх}$	1,8 %
Схема і група з'єднання обмоток	-	Y/Yn-0 або D/Yn-11

Суміжне з РУ-10 кВ приміщення, яке розглядається для розміщення силових трансформаторів 10/0,4 кВ у Варіанті 1, показано на рисунку 2.5.

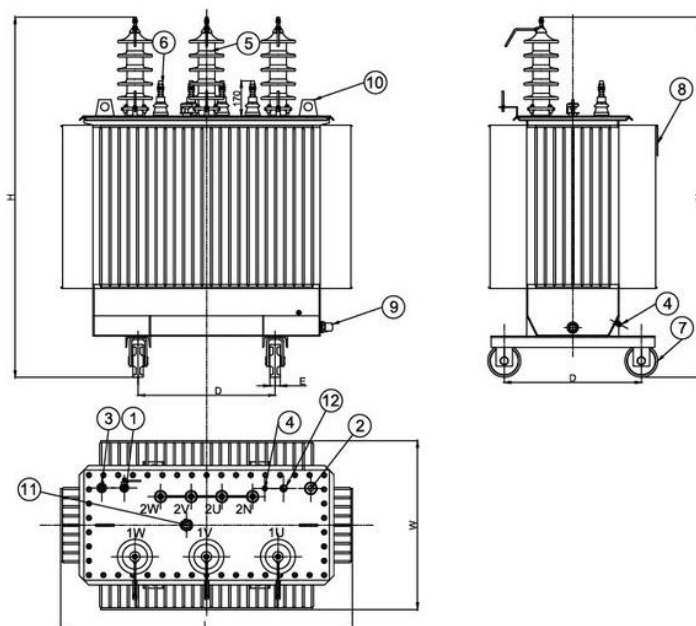


Рисунок 2.6 – Конструктивна схема трансформатора ТМГ-250/10/0,4

На рисунку 2.6 зображено загальне компонування силового масляного герметичного трансформатора типу ТМГ-250/10/0,4. Трансформатор має наступні основні елементи: бак з радіаторами системи охолодження, вводи високої (5) та низької (6) напруги, що розташовані на кришці трансформатора, пристрій регулювання напруги – перемикач без навантаження (11), систему контролю температури масла через гільзу для термометра (12) та індикатор рівня масла (3). Для обслуговування та експлуатації передбачені: труба для заливання масла (1), кран для зливу масла (9), запобіжний клапан тиску (2). Безпеку забезпечують заземлювальні клеми (4). Для монтажу та переміщення трансформатора використовуються підйомні вушка (10) та колеса (7). На корпусі розміщена паспортна табличка (8) з технічними характеристиками.

Вибір двотрансформаторної КТП 2×250 кВА є технічно обґрунтованим. Нормальний коефіцієнт завантаження ( $\beta_{\text{норм}} = 0,58$ ) забезпечує мінімальні втрати активної потужності в сталі та міді, а аварійний коефіцієнт ( $\beta_{\text{ав}} = 1,168$ ) гарантує безперебійне живлення всіх споживачів I та II категорій без необхідності ручного відключення другорядних навантажень.

### 2.3.2 Компенсація реактивної потужності

Одним із ключових заходів щодо підвищення енергоефективності системи електропостачання (СЕС) та забезпечення якості електроенергії є компенсація реактивної потужності (КРП). Відповідно до вимог Кодексу

систем розподілу [4] та ДСТУ 9324:2025 [3], промислові підприємства зобов'язані підтримувати коефіцієнт потужності ( $\cos\phi$ ) на точці комерційного обліку на рівні не нижче 0,93–0,95.

Вихідними даними для розрахунку є сумарні розрахункові навантаження на шинах 0,4 кВ, визначені у підрозділі 2.1:

- активна потужність:  $P_{\Sigma} = 249,51$  кВт;
- реактивна потужність:  $Q_{\Sigma} = 151,59$  кВАр;
- фактичний коефіцієнт потужності:  $\cos\phi_{\text{прир}} = 0,854$  ( $\text{tg}\phi_{\text{прир}} = 0,608$ ).

Згідно [19], потужність батарей статичних конденсаторів (БСК) на стороні до 1 кВ визначається за формулою:

$$Q_{\text{БК}} = Q_{\Sigma}, \quad (2.21)$$

$$Q_{\text{БК}} = 151,59 \text{ кВАр}$$

За каталогом сучасного обладнання обираємо дві автоматичні регульовані конденсаторні установки типу УКРМ 0,4-75-25 УЗ.

Сумарна встановлена потужність компенсації:

$$Q_{\text{вст}} = 2 \cdot 75 = 150 \text{ кВАр}$$

Повна компенсація до 1000 В є оптимальною для розвантаження трансформатора. Оскільки УКРМ має дискретні ступені регулювання (по 25 кВАр), фізично встановити рівно 151,59 кВАр неможливо. Сумарна потужність 150 кВАр залишає мізерну некомпенсовану частину, а мікропроцесорний контролер підтримує  $\cos\phi \approx 1,0$  на шинах 0,4 кВ, уникаючи ризику перекомпенсації та резонансних явищ при спаді навантаження. Реактивна потужність, необхідна для намагнічування самого трансформатора, споживатиметься з мережі 10 кВ, що є нормативним і не викликає штрафів, оскільки комерційний облік ведеться на стороні 10 кВ.

Параметри мережі після компенсації.

Недокомпенсована реактивна потужність:

$$Q'_{\Sigma} = Q_{\Sigma} - Q_{\text{БК}}, \quad (2.22)$$

$$Q'_{\Sigma} = 151,59 - 150 = 1,59 \text{ кВАр}$$

Нова повна розрахункова потужність:

$$S'_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}'^2}, \quad (2.23)$$

$$S'_{\Sigma} = \sqrt{249,51^2 + 1,59^2} = 249,52 \text{ кВА}$$

Розрахунковий струм після компенсації:

$$I_M = \frac{S'_{\Sigma}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{249,52}{1,732 * 0,38} = 360,1, \quad (2.24)$$

Фактичний  $\cos\phi$  на шинах 0,4 кВ становитиме:

$$\cos\phi' = \frac{Q'_{\Sigma}}{S'_{\Sigma}} = 249,51/249,52 = 0,999 \approx 1,0$$

Це повністю задовольняє вимоги енергопостачальної організації та забезпечує максимально ефективний режим роботи силового трансформатора.

### 2.3.3 Вибір кабельних ліній та перевірка за втратами напруги

Вибір елементів системи розподілу електроенергії виконується за умовою допустимого нагріву тривалим робочим струмом [19] з обов'язковою подальшою перевіркою на втрати напруги (формула 2.40) та термічну стійкість при струмах короткого замикання. Саме перевірка за втратами напруги ( $\Delta U$ ) є критичним етапом, який виявляє принципові технічні недоліки одного з варіантів реконструкції.

Згідно з ДСТУ EN 50160:2014 [2] та ПУЕ [1], нормально допустимі відхилення напруги на затискачах силових електроприймачів становлять  $\pm 5\%$ , а в післяаварійних режимах або при пуску потужних двигунів - не більше  $-10\%$ .

#### 2.3.3.1 Аналіз Варіанту 1: Магістральна лінія 0,4 кВ довжиною 250 м

Цей варіант передбачає встановлення трансформатора у суміжному з РУ-10 приміщенні та прокладання магістрального кабелю 0,4 кВ до ГРЩ підприємства. Відстань становить  $L = 250$  м (0,25 км). Оскільки встановлення ККУ на території підприємства (на ГРЩ) не компенсує реактивну потужність, що фізично протікає по магістральному кабелю від нашої ТП, розрахунок магістральної лінії ведеться за повною потужністю до компенсації:  $S_{\Sigma} = 292$  кВА,  $I_M = 421,5$  А (розраховано у п. 2.1.5),  $\cos\phi = 0,854$ ,  $\sin\phi = 0,52$ .

Попередній вибір за допустимим струмом.

Для струму  $I_p = 421,5$  А (при прокладанні в траншеї або на естакаді) необхідний кабель з алюмінієвими жилами перерізом не менше АВВГ 4×240 (допустимий струм  $I_{\text{доп}} \approx 430$  А).

Перевірка за втратами напруги.

Втрати напруги в трифазній лінії визначаються за формулою [19]:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I_p * L * (r_0 * \cos\phi + x_0 * \sin\phi), \quad (2.25)$$

Для кабелю АВВГ 4×240 питомі опори становлять:  $r_0 = 0,125 \text{ Ом/км}$ ,  
 $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$ .

$$\begin{aligned}\Delta U &= 1,732 \cdot 421,5 \cdot 0,25 \cdot (0,125 \cdot 0,854 + 0,08 \cdot 0,52) = \\ &= 182,5 \cdot (0,1067 + 0,0416) = 27,1 \text{ В}\end{aligned}$$

У відсотках від номінальної напруги:

$$\Delta U\% = \frac{27,1}{380} \cdot 100\% = 6,78 \%$$

Отримане значення  $\Delta U = 6,78 \%$  у нормальному сталому режимі порушує вимоги ДСТУ EN 50160:2014 (допустимо  $\pm 5\%$ ).

При пуску найпотужнішого мостового крана 16 т (пусковий струм  $I_{\text{пуск}} \approx 380 \text{ А}$ ,  $\cos\varphi_{\text{пуск}} \approx 0,3$ ,  $\sin\varphi_{\text{пуск}} \approx 0,95$ ), імпульсна просадка напруги на цьому довгому кабелі становитиме:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{пуск}} &= 1,732 \cdot 380 \cdot 0,25 \cdot (0,125 \cdot 0,3 + 0,08 \cdot 0,95) = \\ &= 164,5 \cdot 0,1135 = 18,7 \text{ В} \approx 4,67\%\end{aligned}$$

Сумарне відхилення напруги в момент пуску сягає  $-11,45\%$  ( $6,78\% + 4,67\%$ ), що виходить за межі допустимих  $-10\%$  для пускових режимів. Це призведе до квадратичного падіння обертового моменту двигунів ( $M \sim U^2$ ), «зависання» вантажів та відпадання контакторів кіл керування. Спроба зменшити  $\Delta U$  шляхом збільшення перерізу є економічно недоцільним: знадобиться прокладка 2-3 паралельних кабелів АВВГ 4×240 на відстань 250 метрів. Варіант 1 є технічно неприйнятним.

### 2.3.3.2 Аналіз Варіанту 2: Високовольтна лінія 10 кВ довжиною 250 м та внутрішньоцехова мережа

Цей варіант передбачає прокладання високовольтного кабелю від РУ-10 до власної КТП біля ЦЕН (250 м) та розгалужену мережу 0,4 кВ з максимальною довжиною ліній до 80 метрів.


Вибір кабелю 10 кВ (від РУ-10 до КТП,  $L = 250 \text{ м}$ ).

Розрахунковий струм на стороні 10 кВ (з урахуванням КРП на стороні 0,4 кВ,  $S_{10} = 249,52 + 3,48 = 253 \text{ кВА}$ ):

Розрахунковий струм (з урахуванням КРП на стороні 0,4 кВ):

$$I_{10} = \frac{S'_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{10}}, \quad (2.26)$$

$$I_{10} = \frac{253}{1,732 \cdot 10} = 14,6 \text{ А}$$



За умовою нагріву підходить будь-який кабель мінімального перерізу. Проте, згідно з ПУЕ [1] та вимогами термічної стійкості до струмів КЗ і механічної міцності, мінімальний переріз алюмінієвих жил для кабелів 10 кВ становить 50 мм<sup>2</sup>.

Приймаємо кабель марки ААШВУ 3×50 ( $r_0 = 0,6$  Ом/км,  $x_0 = 0,1$  Ом/км).

Перевірка за втратами напруги для лінії 10 кВ:

$$\Delta U_{10} = 1,732 * 14,6 * 0,25 * (0,6 * 0,95 + 0,1 * 0,31) = 6,54 * 0,601 = 3,8 \text{ В}$$

У відсотках від 10 кВ:  $\Delta U_{10\%} = 3,8/10000*100\% = 0,04\%$ . Втрати напруги на дистанції 250 м є мізерними і не впливають на загальний баланс.

Вибір та перевірка кабелів 0,4 кВ (внутрішньоцехова мережа).

Розглянемо вибір кабельної лінії, що живить найпотужнішу групу – компресорну станцію ( $P = 72$  кВт,  $I_p \approx 135$  А,  $L = 80$  м). Попередньо обираємо кабель АВВГ 4×50 ( $r_0=0,6$  Ом/км,  $x_0 = 0,08$  Ом/км). Перевірка за втратами напруги:

$$\Delta U_{\text{цех}} = 1,732 * 135 * 0,08 * (0,6 * 1 + 0,08 * 0,31) = 18,7 * 0,625 = 11,7 \text{ В}$$


У відсотках:  $\Delta U_{\text{цех}\%} = 11,7/380*100\% = 2,81\%$ .

Сумарне відхилення напруги на затискачах двигунів у сталому режимі (з урахуванням втрат у трансформаторі  $\approx 1,5\%$  та кабелі 10 кВ 0,04%) становитиме близько +1,0%...+1,5% (при підтримці +5% на шинах 10 кВ). Це повністю відповідає вимогам ДСТУ EN 50160:2014. Навіть при пуску кранових двигунів локальні просадки напруги не перевищуватимуть допустимих –10%.

Проведені розрахунки доводять, що передача потужності  $\sim 292$  кВА на напрузі 0,4 кВ на відстань 250 метрів (Варіант 1) категорично не задовольняє вимогам ДСТУ і призводить до критичних просадок напруги (6,78% у сталому режимі та  $>11\%$  при пуску кранів). Варіант 2 (будівництво власної КТП та прокладання кабелю 10 кВ на ті самі 250 м) забезпечує мізерні втрати в магістралі (0,04%) та нормативну якість електроенергії на затискачах ЕП, що робить його єдиним інженерно правильним рішенням.

### **2.3.4 Інтеграція системи автоматичного введення резерву (АВР)**

Забезпечення надійності електропостачання споживачів I категорії (серверна кімната, системи відеоспостереження, аварійне освітлення, кола керування крановими механізмами) вимагає наявності незалежного джерела резервного живлення. Згідно з вимогами ПУЕ [1] та ДСТУ 9324:2025 [3], для таких споживачів передбачається автоматичне введення резерву (АВР) від дизель-генераторної установки (ДГУ) потужністю 265 кВА, що вже експлуатується на підприємстві.



Проектування вузла АВР здійснюється з урахуванням наступних інженерних вимог:

1) швидкодія та затримка на повернення напруги: алгоритм АВР має включати витримку часу на відключення робочого вводу (близько 0,5–1,0 с) для відбудови від короточасних просадок напруги, які виникають під час прямих пусків кранових електродвигунів. Це унеможливило помилкові спрацювання АВР та зупинку технологічного процесу;

2) захист від зустрічного включення: схема АВР обов'язково оснащується механічним та електричним блокуванням ввідного та секційного (резервного) автоматичних вимикачів. Це критична вимога безпеки, яка запобігає подачі напруги від ДГУ у знеструмлену зовнішню мережу (особливо актуально для Варіанту 1 при живленні від суміжної ТП), що могло б створити загрозу електротравматизму для ремонтного персоналу енергопостачальної організації;

3) пріоритетне навантаження (Load Shedding): оскільки потужність ДГУ (265 кВА) є меншою за повну розрахункову потужність підприємства ( $S_{\Sigma} = 292$  кВА), схема АВР інтегрується з реле пріоритетів. При переході на резервне живлення автоматично відключаються споживачі III категорії (загальне освітлення, не критичні вентиляційні установки, побутові прилади), що гарантує стабільну роботу систем життєзабезпечення та ІТ-інфраструктури без перевантаження генератора.

Вибір комутаційної апаратури для вузла АВР (моторизовані приводи автоматичних вимикачів, контролери АВР типу Zelio Logic або аналогічні) та узгодження уставок захисту буде виконано в підрозділі 2.4 на основі розрахункових струмів короткого замикання. Загальна однолінійна схема нової комплектної трансформаторної підстанції (КТП) 10/0,4 кВ з інтегрованою системою АВР та установками компенсації реактивної потужності зображена на рисунку 2.7.

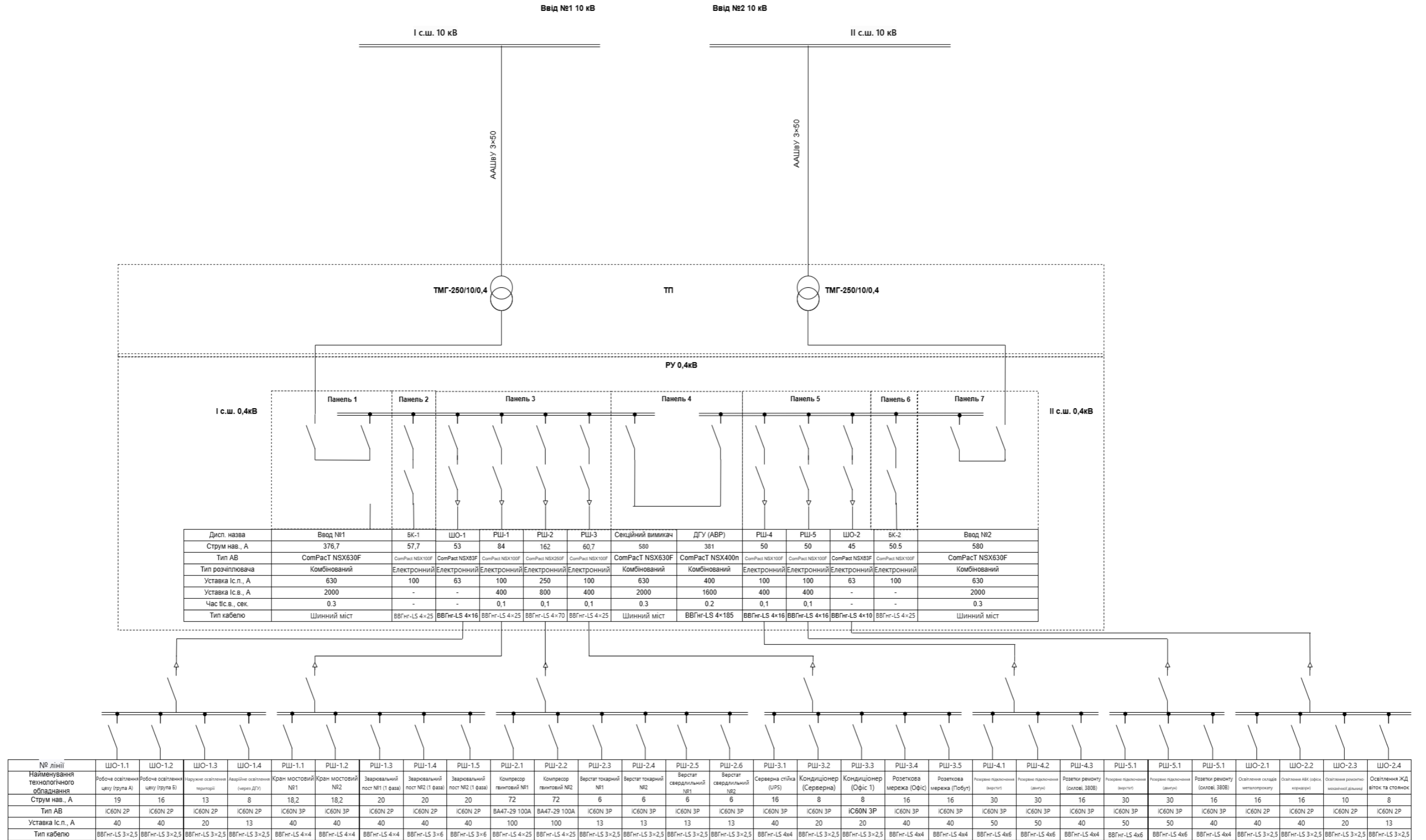


Рисунок 2.7 – Однолінійна схема нової комплектної трансформаторної підстанції (КТП) 10/0,4 кВ

## 2.4 Розрахунок струмів короткого замикання та вибір захисту

### 2.4.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) є обов'язковим етапом проектування, необхідним для перевірки обраного обладнання на термічну та динамічну стійкість, а також для вибору параметрів апаратів захисту та перевірки їхньої чутливості. Згідно з п. 2.3.10 [19], у мережах напругою до 1 кВ розрахунок ведеться в іменованих одиницях (міліомах, МОм) з урахуванням активних та індуктивних опорів усіх елементів кола: енергосистеми, високовольтного кабелю, трансформатора, низьковольтних кабелів та перехідних опорів контактних з'єднань.

Розрахунок виконується для двох характерних точок:

- точка К1 – збірні шини 0,4 кВ власної КТП (максимальний струм КЗ для перевірки ввідної апаратури та стійкості шин);
- точка К3 – затискачі найбільш віддаленого та потужного електроприймача (двигун компресора або крана, для перевірки чутливості захисту на кінці лінії).

Параметри елементів схеми заміщення.

Енергосистема: Потужність КЗ на шинах РУ-10 кВ приймається  $S_{кз} = 200$  МВА. Опір системи, приведений до напруги 0,4 кВ [19]:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.н}}^2}{S_{\text{кз}}} * K_T^2, \quad (2.26)$$

$$X_c = \frac{10^2}{200} * \frac{0,38^2}{10,5^2} = 0,05 * 0,01451 \text{ Ом} = 0,73 \text{ мОм}$$

Опори кабелю ААШВУ 3×50 (10 кВ, 250 м):

$$R_{\text{кл1}} = r_0 * l * \left(\frac{U_{\text{ср.л}}}{U_{\text{ср.осн}}}\right)^2, \quad (2.27)$$

$$X_{\text{кл1}} = x_0 * l * \left(\frac{U_{\text{ср.л}}}{U_{\text{ср.осн}}}\right)^2, \quad (2.28)$$

$$R_{\text{кл1}} = 0,6 * 250 * \frac{0,38^2}{10,5^2} = 0,218 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{кл1}} = 0,1 * 250 * \frac{0,38^2}{10,5^2} = 0,036 \text{ мОм}$$

Силовий трансформатор ТМГ-250/10/0,4: Паспортні дані:  $S_{\text{ном}} = 250$  кВА,  $\Delta P_{\text{кз}} = 3,7$  кВт,  $U_{\text{кз}} = 4,5\%$ . Активний опір трансформатора [19]:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} * U_{НОМ.Н}^2}{S_{НОМ.Н}^2}, \quad (2.29)$$

$$R_T = \frac{3700 * 0,38^2}{250^2} * 10^3 = 9,47 \text{ мОм}$$

Повний опір трансформатора [19]:

$$Z_T = \frac{U_{K3\%} * U_{НОМ.Н}^2}{100 * S_{НОМ.Н}}, \quad (2.30)$$

$$Z_T = \frac{4,5 * 380^2}{100 * 250} = 28,8 \text{ мОм}$$

Реактивний опір трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 + R_T^2}, \quad (2.31)$$

$$X_T = \sqrt{28,8^2 - 9,47^2} = 27,2 \text{ мОм}$$

Кабельна лінія 0,4 кВ (КЛ1) до точки К2 (шини розподільчого пункту РП): Для живлення групи споживачів з розрахунковим струмом  $I_m \approx 250 \text{ А}$  приймаємо кабель марки АВВГ 4×120 довжиною  $L = 60 \text{ м}$  (0,06 км). Питомі опори кабелю:  $r_0 = 0,25 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$ .

Активний та реактивний опори кабелю:

$$R_{КЛ1} = 0,25 * 0,06 * 1000 = 15 \text{ мОм}$$

$$X_{КЛ1} = 0,08 * 0,06 * 1000 = 4,8 \text{ мОм}$$

Розрахунок струму трифазного КЗ у точці К2.

Сумарний активний опір (з урахуванням перехідного опору контактів  $R_{К2} = 15 \text{ мОм}$ ):

$$R_{\Sigma К2} = R_T + R_{КЛ1} + R_{К2} = 9,47 + 15 + 15 = 39,47 \text{ мОм}$$

Сумарний реактивний опір:

$$X_{\Sigma К2} = X_c + X_T + X_{КЛ1} = 0,8 + 27,2 + 4,8 = 32,8 \text{ мОм}$$

Повний опір:

$$Z_{\Sigma К2} = \sqrt{39,47^2 + 32,8^2} = 51,3 \text{ мОм}$$

Струм трифазного КЗ:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{380}{\sqrt{3} * 0,0513} = 4501 \text{ A} \approx 4,5 \text{ кА}$$

Розрахунок струму однофазного КЗ у точці К2: розрахунок ведеться за опором петлі «фаза-нуль».

Для кабелю АВВГ 4×120 активний опір петлі приймається подвоєним:

$$R_{п2} \approx 2 * R_{кл1} = 2 * 15 = 30 \text{ мОм}$$

Реактивний опір петлі ( $x_{п} \approx 0,6 \text{ Ом/км}$ ):

$$X_{п2} = 0,6 * 0,06 * 1000 = 36 \text{ мОм}$$

Повний опір петлі кабелю:

$$Z_{п2} = \sqrt{30^2 + 36^2} = 46,86 \text{ мОм}$$

Повний опір однофазного КЗ (з урахуванням опору трансформатора  $Z_{Т/1} = 35 \text{ мОм}$ ):

$$Z_{\Sigma K2}^{(3)} = Z_{Т/1} + Z_{п2} = 35 + 46,86 = 81,86 \text{ мОм} = 0,0819 \text{ Ом}$$

Струм однофазного КЗ у точці К2:

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{220}{0,0819} = 2808 \text{ A} \approx 2,81 \text{ кА}$$

Кабельна лінія 0,4 кВ (КЛ2) до точки К3: Прийнято кабель АВВГ 4×50 мм<sup>2</sup>, довжина L=80 (0,08 км). Питомі опори:  $r_0 = 0,6 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$ .

$$R_{кл2} = r_0 * L, \quad (2.32)$$

$$R_{кл2} = 0,6 * 0,08 * 1000 = 48 \text{ мОм}$$

$$X_{кл2} = x_0 * L, \quad (2.33)$$

$$X_{кл2} = 0,08 * 0,08 * 1000 = 6,4 \text{ мОм}$$

Опорами кабелю 10 кВ довжиною 250 м, приведеними до 0,4 кВ ( $R' \approx 0,2 \text{ мОм}$ ), нехтуємо через їхню малу величину порівняно з опором трансформатора.

Перехідні опори контактів: Згідно з [19], приймаємо  $R_{K1} = 15$  мОм (для точки К1) та  $R_{K3} = 25$  мОм (для точки К3).

Розрахунок струмів трифазного короткого замикання.

У точці К1 (шини 0,4 кВ КТП):

Сумарний активний опір:  $R_{\Sigma K1} = R_T + R_{K1} = 9,47 + 15 = 24,47$  мОм

Сумарний реактивний опір:  $X_{\Sigma K1} = X_c + X_T = 0,8 + 27,2 = 28,0$  мОм

Повний опір:

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{24,47^2 + 28^2} = 37,18 \text{ мОм}$$

Струм трифазного КЗ [19]:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.н}}}{\sqrt{3} * Z_{\Sigma K1}}, \quad (2.34)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{380}{1,732 * 0,03718} = 6213 \text{ А} \approx 6,21 \text{ кА}$$

У точці К3 (затискачі двигуна): Сумарний активний опір:

$$R_{\Sigma K3} = R_{\Sigma K1} + R_{KL2} + (R_{K3} - R_{K1}) = 24,47 + 48,0 + 10 = 82,47 \text{ мОм}$$

Сумарний реактивний опір:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K1} + X_{KL2} = 28,0 + 6,4 = 34,4 \text{ мОм}$$

Повний опір:

$$Z_{\Sigma K3} = \sqrt{82,47^2 + 34,4^2} = 89,35 \text{ мОм}$$

Струм трифазного КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{380}{1,732 * 0,08935} = 2584 \text{ А} \approx 2,58 \text{ кА}$$

Розрахунок струму однофазного короткого замикання.

Однофазне КЗ на корпус є найбільш імовірним видом пошкодження в мережах 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю (TN-S). Розрахунок ведеться за опором петлі «фаза-нуль».

Для кабелю АВВГ 4×50 активний опір петлі приймається подвоєним:

$$R_{\Pi} \approx 2 * R_{KL2} = 96 \text{ мОм.}$$

Реактивний опір петлі (згідно з ПУЕ [1]  $x_{\Pi} \approx 0,6$  Ом/км):

$$X_{\pi} = 0,6 * 0,08 * 1000 = 48 \text{ мОм.}$$

Повний опір петлі:  $Z_{\pi} = \sqrt{96^2 + 48^2} = 107,3 \text{ мОм}$

Опір трансформатора при однофазному КЗ (згідно з табл. 2.1 [19] для трансформаторів 250 кВА зі схемою  $\Delta/Y_0$ ):  $Z_{T/3} = 35 \text{ мОм}$

Струм однофазного КЗ у точці КЗ [19]:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\pi} * Z_{T/3}}, \quad (2.35)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{220}{0,1073 + 0,035} = 220 / 0,1423 = 1616 \text{ А} \approx 1,62 \text{ кА}$$

Схема заміщення для розрахунку струмів трифазного короткого замикання в характерних точках мережі наведена на рисунку 2.8.



Рисунок 2.8 – Схема заміщення для розрахунку струмів трифазного короткого замикання в точках К1 та К3

Зведені результати розрахунку струмів КЗ:

- трифазне КЗ на шинах КТП (К1):  $I_{K1}^{(3)} = 6,21$  кА;
- трифазне КЗ на затискачах ЕП (КЗ):  $I_{K3}^{(3)} = 2,58$  кА;
- однофазне КЗ на затискачах ЕП (КЗ):  $I_{K3}^{(1)} = 1,62$  кА.

Отримані значення струмів КЗ є вихідними даними для вибору автоматичних вимикачів, перевірки їхньої вимикаючої здатності ( $I_{cu}$ ) та побудови карти селективності захисту, що буде виконано в наступному підрозділі.

#### 2.4.2 Вибір автоматичних вимикачів

Захист цехової електричної мережі напругою 0,4 кВ від струмів короткого замикання (КЗ) та перевантажень проектується за трирівневою радіальною схемою, що відповідає вимогам ПУЕ [1] та забезпечує селективне (вибіркове) відключення виключно пошкодженої ділянки. Вибір апаратів захисту здійснюється за умовами нормального режиму роботи, термічної стійкості та чутливості до однофазних замикань на корпус.

З огляду на високі вимоги до надійності та необхідність точного налаштування уставок для побудови карти селективності, для всіх рівнів захисту обрано сучасні автоматичні вимикачі серії Schneider Electric ComPact NSX з електронними розчеплювачами Micrologic 5.3E. Це дозволяє гнучко регулювати уставки струму та часу спрацювання, забезпечуючи абсолютну селективність.

Однолінійна розрахункова схема системи електропостачання підприємства 10/0,4 кВ з нанесеними точками КЗ та рівнями захисту представлена на рисунку 2.9.

Рівень 1: Захист окремого електроприймача (QF3).

Якщо розглядати живлення найбільш віддаленого та потужного стаціонарного споживача (наприклад, двигуна компресора,  $P \approx 60$  кВт), вихідні дані становлять:

- номінальний струм:  $I_{ном.дв} \approx 115$ ;
- пусковий струм (кратність  $k_p = 6$ ):  $I_{пуск} = 115 \cdot 6 = 690$  А;
- струм трифазного КЗ на затискачах (точка КЗ):  $I_{K3}^{(3)} = 2,58$  кА;
- струм однофазного КЗ (точка КЗ):  $I_{K3}^{(1)} = 1,62$  кА.

Умови вибору (згідно з п. 2.3.11 [19]):

- номінальний струм автомата:  $I_{ном.авт} \geq I_{ном.дв}$ ;
- уставка захисту від перевантаження:  $I_{с.п} \geq 1,25 \cdot I_{ном.дв} = 1,25 \cdot 115 = 143,75$  А.;
- уставка струмової відсічки:  $I_{с.в} \geq 1,25 \cdot I_{пуск} = 1,25 \cdot 690 = 862,5$  А.;
- вимикаюча здатність:  $I_{cu} \geq I_{K3}^{(3)} = 2,58$  кА.;
- коефіцієнт чутливості при однофазному КЗ:  $k_{ч}^{(1)} = I_{K3}^{(1)} / I_{с.в} \geq 1,25$ .

Обраний апарат: Schneider Electric ComPact NSX160F (Micrologic 5.3E,  $I_{cu} = 36$  кА) [21].

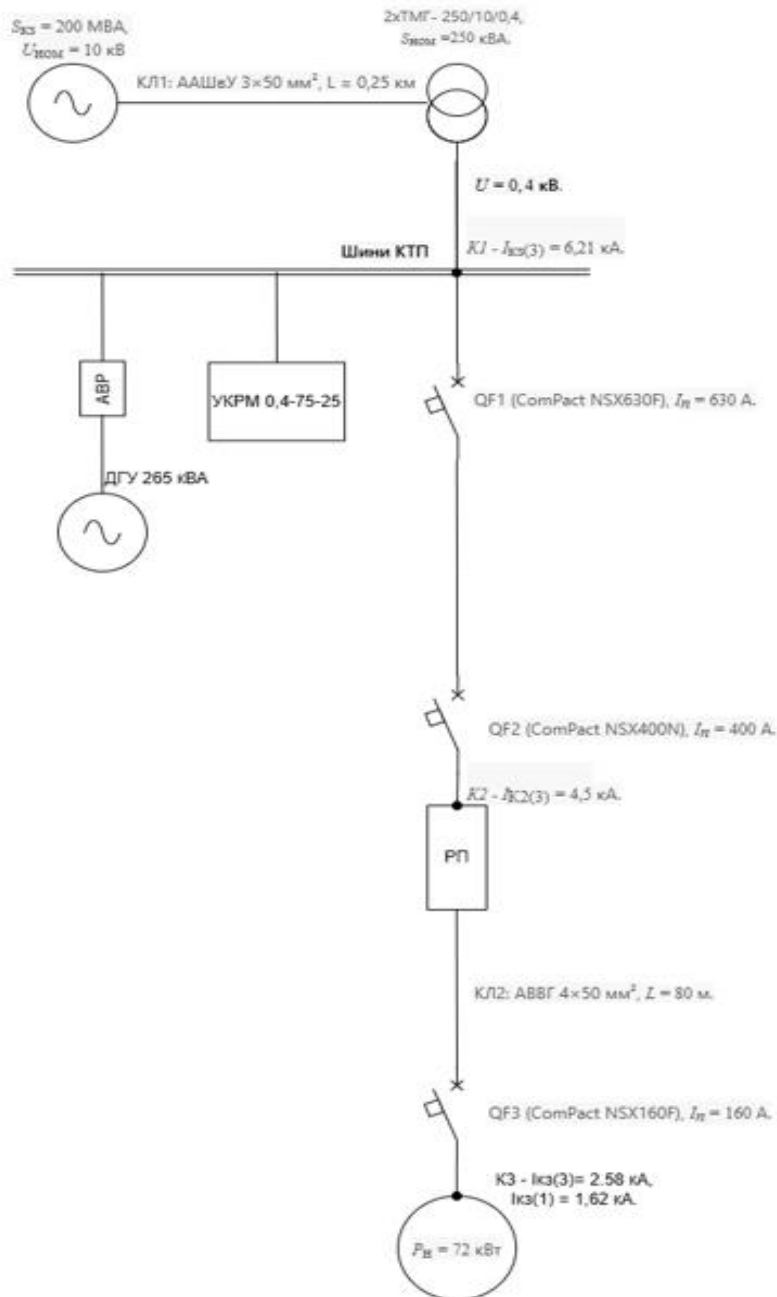


Рисунок 2.9 - Однолінійна розрахункова схема системи електропостачання підприємства 10/0,4 кВ

Налаштування розчеплювача:  $I_r = 125 \text{ A}$  (захист від перевантаження).

Селективна відсічка:  $I_{sd}$  вимкнена (off), для одиночних двигунів ступінь короткої затримки не використовується, щоб уникнути помилкових відключень під час тривалого прямого пуску двигуна.

Миттєва відсічка:  $I_i = 8 \cdot I_r = 1000 \text{ A}$ . (задовольняє умові  $1000 > 862,5 \text{ A}$  та надійно відбудована від пускового струму).

Перевірка чутливості:  $K_q^{(1)} = 1620/1000 = 1,62 \geq 1,25$  Умова виконується.

Рівень 2: Захист живильної лінії до розподільчого пункту (QF2).  
Для групи споживачів (наприклад, компресорна станція та вентиляція) вихідні дані:

- максимальний розрахунковий струм:  $I_m \approx 250 \text{ A}$ ;
- піковий струм групи:  $I_{\text{пик}} \approx 950 \text{ A}$ ;
- струм КЗ на початку лінії (шини РП):  $I_{\text{К}2}^{(3)} \approx 4,5 \text{ кА}$ ;
- струм однофазного КЗ (точка К3):  $I_{\text{К}2}^{(1)} = 2,81 \text{ кА}$ .

Обраний апарат: Schneider Electric ComPact NSX400N (Micrologic 5.3E,  $I_{\text{cu}} = 50 \text{ кА}$ ) [22].

Захист від перевантаження:  $I_r = 320 \text{ A}$ .

Селективна відсічка ( $I_{\text{sd}}$ ):  $I_{\text{sd}} = 1600 \text{ A}$  з витримкою часу  $t_{\text{sd}} = 0,2 \text{ с}$ .

Миттєва відсічка ( $I_i$ ): вимкнена (OFF). Для забезпечення повної селективності з нижчестоящим автоматом QF3 при струмах КЗ до 2,58 кА, ступінь миттєвої відсічки QF2 необхідно вивести з дії. Тепер будь-який струм КЗ на цій лінії потраплятиме виключно в зону дії селективної відсічки і відключатиметься з налаштованою витримкою часу, що гарантує, що нижчестоящий захист встигне спрацювати першим.

Перевірка чутливості: перевірка здійснюється за мінімальним струмом однофазного КЗ в кінці лінії (точка К2).

Умови  $I_i \geq 1,25 * I_{\text{пик}}$  та  $I_{\text{cu}} \geq 4,5 \text{ кА}$  виконують.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{sd}}}{I_{\text{К}2}^{(1)}} = 1600/2810 = 1,76$$

Умова  $K_{\text{ч}} \geq 1,25$  виконується з суттєвим запасом, що гарантує надійне та швидке спрацювання захисту при замиканні на корпус.

Рівень 3: Ввідний автоматичний вимикач на шинах 0,4 кВ КТП (QF1).

Робочий струм після компенсації реактивної потужності:  $I_{\text{роб}} = 360,1 \text{ A}$  (розраховано у п. 2.3.2).

Розрахунок струму для вибору автомата на основі допустимого перевантаження трансформатора:

$$I_{\text{р.ф.}} = \frac{1,4 * S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} * U_{\text{н}}}, \quad (2.36)$$

$$I_{\text{р.ф.}} = \frac{1,4 * 250}{1,73 * 0,38} = \frac{350}{0,657} = 532,4 \text{ A}$$

Оскільки розрахунковий струм  $I_{\text{р.ф.}} = 532,4 \text{ A}$ , обираємо автоматичний вимикач з номіналом, що покриває це значення.

Обраний апарат: Schneider Electric ComPact NSX630F (Micrologic 5.3E,  $I_{\text{cu}} = 50 \text{ кА}$ ) [23].

Налаштування розчеплювача:  $I_r = 560 \text{ A}$  (уставка, що задовольняє умови  $I_r > I_{\text{р.ф.}}$  та  $I_r > I_{\text{роб}}$ ).

Селективна відсічка ( $I_{sd}$ ):  $I_{sd} = 2500$  А з витримкою часу  $t_{sd} = 0,3$  с (що забезпечує селективність з QF2).

Миттєва відсічка:  $I_i = 4500$  А.

Умова  $I_{ном.авт} \geq I_{р.ф}$  ( $630 \geq 532,4$  А) та вимикаюча здатність ( $50 \geq 6,21$  кА) виконуються зі значним запасом.

Зведені параметри обраних апаратів захисту наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Параметри та уставки автоматичних вимикачів Schneider Electric

Рівень	Позначення	Тип апарата	Розчеплювач	$I_{ном}$ , А	$I_r$ , А	$I_{sd}$ , А	$t_{sd}$ , с	$I_i$ , А	$I_{cu}$ , кА
3 (Ввід)	QF1	ComPact NSX630F	Micrologic 5.3E	630	560	2500	0,3	4500	50
2 (РП)	QF2	ComPact NSX400N	Micrologic 5.3E	400	320	1600	0,2	-	50
1 (ЕП)	QF3	ComPact NSX160F	Micrologic 5.3E	160	125	-	0	1000	36

### 2.4.3 Побудова карти селективності захисту

Селективність (вибірковість) дії релейного захисту та автоматичних вимикачів є обов'язковою вимогою ПУЕ [1], яка гарантує, що у разі виникнення короткого замикання відключиться лише найближчий до місця пошкодження апарат, зберігаючи живлення решти споживачів підприємства. Для перевірки узгодження захисних характеристик будується карта селективності у логарифмічній системі координат (вісь абсцис – струм, вісь ординат – час спрацювання).

Аналіз узгодження захистів при КЗ у точці КЗ (затискачі двигуна).

Розрахунковий струм трифазного КЗ у найбільш віддаленій точці становить  $I_{КЗ}^{(3)} = 2,58$  кА (2580 А).

Автомат QF3 (NSX160F): Струм 2580 А перевищує уставку миттєвої відсічки  $I_i = 1000$  Оскільки ступінь селективної відсічки ( $I_{sd}$ ) для одиночного двигуна вимкнена, розчеплювач Micrologic 5.3E забезпечує миттєве спрацювання за час  $t < 0,02$  с (власний час відключення апарата)[21].

Автомат QF2 (NSX400N): Струм 2580 А потрапляє в зону дії селективної відсічки ( $I_{sd} = 1600$  А). Оскільки ступінь миттєвої відсічки ( $I_i$ ) для цього апарата навмисно вимкнена (OFF) для забезпечення повної селективності, розчеплювач формує команду на відключення з витримкою часу  $t_{sd} = 0,2$  с. За цей час нижчестоящий автомат QF3 гарантовано встигає розірвати коло КЗ (його час відключення  $< 0,02$  с). Таким чином, селективність зберігається, і відключається лише пошкоджена лінія.

Автомат QF1 (NSX630F): Струм 2580 А перевищує уставку селективної відсічки ввідного автомата ( $I_{sd} = 2500$  А). Витримка часу становить  $t_{sd} = 0,3$  с. Це гарантує повне неспрацювання ввідного автомата при аварії на відгалуженні.

Захисні характеристики автоматичних вимикачів серії ComPact NSX для забезпечення селективності мережі 0,4 кВ (часово-струмові криві) зображено на рисунку 2.10.



Рисунок 2.10 – Захисні характеристики автоматичних вимикачів серії ComPact NSX для забезпечення селективності мережі 0,4 кВ:  
а – ввідного автоматичного вимикача QF1 (NSX630F з розчеплювачем Micrologic 5.3E); б – автоматичного вимикача живильної лінії QF2 (NSX400N з розчеплювачем Micrologic 5.3E); в – автоматичного вимикача електроприймача QF3 (NSX160F з розчеплювачем Micrologic 5.3E)

Аналіз узгодження при пускових струмах: піковий пусковий струм двигуна ( $I_{\text{пуск}} = 690 \text{ A}$ ) знаходиться нижче уставок миттєвої відсічки QF3 ( $I_i = 1000 \text{ A}$ ) та селективної відсічки QF2 ( $I_{\text{sd}} = 1600 \text{ A}$ ). Захист від перевантаження (теплова частина характеристики з уставками  $I_r$ ) має зворотозалежну витримку часу, що дозволяє двигуну успішно розігнатися без помилкового відключення автоматів.

Застосування автоматичних вимикачів Schneider Electric ComPact NSX з електронними розчеплювачами Micrologic 5.3E дозволило гнучко налаштувати уставки струму та часу. Побудована карта селективності підтверджує, що захисні характеристики трьох рівнів не перетинаються в зонах робочих, пікових та аварійних струмів. Чутливість захисту до однофазних замикань на корпус відповідає вимогам ПУЕ, що гарантує безпечне та надійне відключення пошкоджень у мережі з глухозаземленою нейтраллю (система TN-S).

На рисунку 2.11 зображено карту селективності захисту, яка підтверджує відсутність перетинів часово-струмових характеристик автоматичних вимикачів ComPact NSX (QF1, QF2, QF3). Завдяки налаштуванню електронних розчеплювачів Micrologic 5.3E забезпечується повна вибірковість спрацювання, що дозволяє локалізувати лише

пошкоджену ділянку мережі при коротких замиканнях та пускових струмах, не допускаючи загального знеструмлення підприємства.

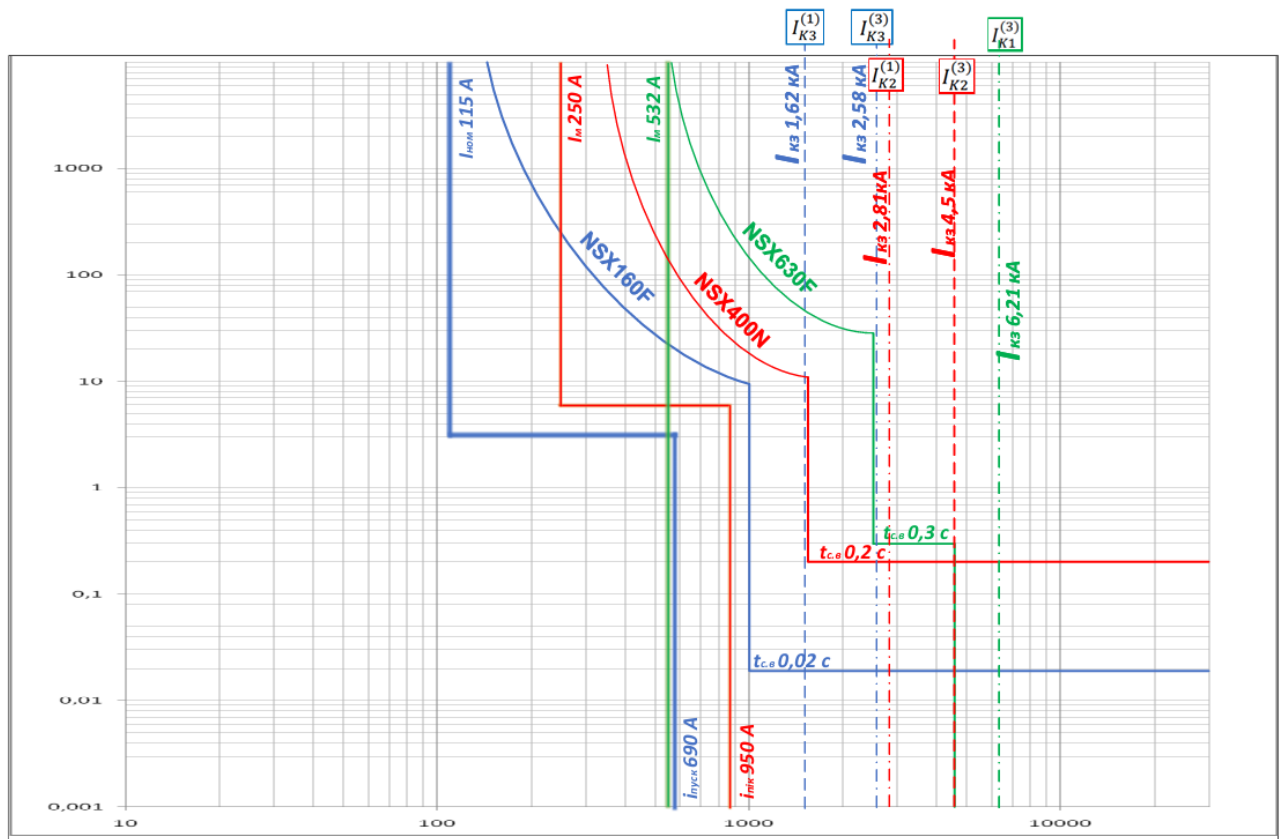


Рисунок 2.11 - Карта селективності захисту

## 2.5 Перевірка відхилень напруги

Забезпечення нормативних показників якості електроенергії (ПЯЕ) є обов'язковою умовою проєктування системи електропостачання. Згідно з вимогами ДСТУ EN 50160:2014 [2] та ПУЕ [1], нормально допустимі відхилення напруги на затискачах силових електроприймачів становлять  $\pm 5\%$  у сталому режимі, а в моменти пуску електродвигунів допускається зниження напруги не більше ніж на 10%. Перевищення цих меж призводить до погіршення техніко-економічних показників роботи обладнання та скорочення його ресурсу.

### 2.5.1 Розрахунок втрат напруги в елементах мережі

Для об'єктивного порівняння варіантів реконструкції виконується розрахунок фактичних відхилень напруги на затискачах найбільш віддалених та потужних споживачів з урахуванням відстані від точки введення (РУ-10 кВ) до ЦЕН, що становить  $L = 250$  м.

### 2.5.1.1 Аналіз Варіанту 2 (Власна КТП 10/0,4 кВ біля ЦЕН та внутрішньозаводська мережа).

Сумарні втрати напруги складаються з втрат у високовольтному кабелі 10 кВ ( $L = 250$  м), силовому трансформаторі ТМГ-250/10/0,4 та внутрішньоцеховому кабелі 0,4 кВ (на прикладі лінії живлення компресорної станції, АВВГ 4×50,  $L = 80$  м).

Втрати в кабелі 10 кВ: як було розраховано у підрозділі 2.3.3, для кабелю ААШВУ 3×50 на дистанції 250 м втрати напруги становлять мізерні  $\Delta U_{10} = 0,04\%$ .

Після кабелю 10 кВ:  $+5,00\% - 0,04\% = +4,96\%$

Втрати в силовому трансформаторі: Активна та реактивна складові напруги короткого замикання трансформатора:

$$u_a = \Delta P_{кз} / S_{НОМ} * 100, \quad (2.36)$$

$$u_a = 3,7 / 250 * 100 = 1,48\%$$

$$u_p = \sqrt{u_{кз}^2 - u_a^2}, \quad (2.37)$$

$$u_p = \sqrt{4,5^2 - 1,48^2} = 4,25\%$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторної підстанції (з двох трансформаторів по 250 кВА) при повній компенсації ( $S'_{\Sigma} = 249,52$  кВА):

$$\beta = \frac{S'_{\Sigma}}{2 * S_{НОМ}}, \quad (2.38)$$

$$\beta = 500 / 249,52 = 0,50$$

Оскільки  $\cos\phi = 1$  ( $\sin\phi = 0$ ), реактивна складова падіння напруги повністю зникає:

$$\Delta U_T = \beta(u_a * \cos\phi + u_p * \sin\phi), \quad (2.39)$$

$$\Delta U_T = 0,5 * (1,48 * 1 + 4,25 * 0) \approx 0,74\%$$

Шини ГРЩ після 250 м кабелю 0,4 кВ:  $+4,96\% - 0,74\% = +4,22\%$ ..

Шини ГРЩ (ЦЕН).

Втрати в цеховому кабелі 0,4 кВ: (розраховані у п. 2.3.3):  $\Delta U_{каб} = 2,81\%$ .

Затискачі ЕП:  $+4,22\% - 2,81\% = +1,41\%$

Сумарне відхилення напруги на затискачах ЕП у сталому режимі (за умови підтримання напруги на шинах 10 кВ на рівні +5):

$$\delta U_{ЕП} = \Delta U_{дж} - \Delta U_T - \Delta U_{каб}, \quad (2.40)$$

$$\delta U_{\text{ЕП}} = +5,0\% - 0,04\% - 0,74\% - 2,81\% = +1,41\%$$

У момент пуску кранових механізмів від власної КТП, через малу довжину ліній 0,4 кВ (до 50 м), додаткові просадки напруги не перевищують 2–3%, що утримує загальне відхилення в межах допустимих значень.

### 2.5.1.2 Аналіз Варіанту 1 (Магістральна лінія 0,4 кВ від власної ТП біля РУ-10, L = 250 м)

Оскільки у Варіанті 1 установка компенсації реактивної потужності (УКРМ) розташована на шинах ГРЩ (на відстані 250 м від трансформаторів), силові трансформатори ТМГ-250/10/0,4 (2 шт.) працюють з повним некомпенсованим навантаженням. Вихідні дані:

- повна розрахункова потужність до компенсації:  $S_{\Sigma} = 292$ ;
- фактичний коефіцієнт потужності:  $\cos\phi = 0,854$ ,  $\sin\phi = 0,52$ ;
- параметри трансформатора: активна складова напруги КЗ  $u_a = 1,48\%$ , реактивна складова  $u_p = 4,25\%$ .

Коефіцієнт завантаження двох трансформаторів (2×250 кВА) становить:

$$\beta = 500/292 = 0,584$$

Втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_T = 0,584 * (1,48 * 0,854 + 4,25 * 0,52) \approx 2,03\%$$

Таким чином, напруга на виході з трансформаторів (на шинах 0,4 кВ біля РУ-10) становитиме:

$$U_{\text{вих.Т}} = +5,0\% - 2,03\% = +2,97\%$$

Розрахунок ведеться за повною потужністю до компенсації ( $P_{\Sigma} = 249,51$  кВт,  $Q_{\Sigma} = 151,59$  кВАр,  $I_m = 421,5$  А), оскільки реактивна потужність фізично протікає по магістральному кабелю АВВГ 4×240 ( $r_0 = 0,125$  Ом/км,  $x_0 = 0,08$  Ом/км).

Втрати напруги в сталому режимі визначаються за формулою [19]:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I_m * L * (r_0 * \cos\phi + x_0 * \sin\phi), \quad (2.41)$$

$$\Delta U_{\text{ст}} = 1,732 * 421,5 * 0,25 * (0,125 * 0,854 + 0,08 * 0,52) = 182,5 * 0,148 = 27,1 \text{ В}$$

У відсотках від номінальної напруги:

$$\Delta U_{ст\%} = \frac{27.1}{380} * 100\% = 6,78\%$$

Отримане значення суттєво перевищує нормально допустиму межу ( $\pm 5\%$ ).

Розрахунок ведеться за повною потужністю до компенсації ( $P_{\Sigma} = 249,51$  кВт,  $Q_{\Sigma} = 151,59$  кВАр,  $I_m = 421,5$  А), оскільки реактивна потужність фізично протікає по магістральному кабелю АВВГ 4×240 ( $r_0 = 0,125$  Ом/км,  $x_0 = 0,08$  Ом/км).

Шини ГРЩ після 250 м кабелю 0,4 кВ:

– напруга:  $+2,97\% - 6,78\% = -3,81\%$

Затискачі ЕП, сталий режим:

– напруга:  $-3,81\% - 2,81\% = -6,62\%$

Додатково оцінюється режим прямого пуску найпотужнішого мостового крана 16 т ( $I_{пуск} \approx 380$  А,  $\cos\varphi_{пуск} \approx 0,3$ ,  $\sin\varphi_{пуск} \approx 0,95$ ). Імпульсні втрати напруги від пускового струму в довгій лінії становлять:

$$\Delta U_{пуск} = \sqrt{3} * I_{пуск} * L * (r_0 * \cos\varphi_{пуск} + x_0 * \sin\varphi_{пуск}), \quad (2.42)$$

$$\Delta U_{пуск} = 1,732 * 380 * 0,25 * (0,125 * 0,3 + 0,08 * 0,95) = 164,5 * 0,1135 = 18,7 \text{ В} \approx 4,67\%$$

Сумарне відхилення напруги в момент пуску сягає  $-11,45\%$  ( $6,78\% + 4,67\%$ ), що виходить за межі допустимих  $-10\%$  для пускових режимів.

Режим пуску кранових механізмів: У момент пуску кранових механізмів від власної КТП, через малу довжину ліній 0,4 кВ та наявність мікропроцесорної УКРМ, яка швидко реагує на зміни режиму, додаткові імпульсні просадки напруги не перевищують  $2,5\%$ .

Сумарне відхилення при пуску:

$$\delta U_{пуск} = +1,41\% - 2,5\% = -1,09\%$$

Це значення знаходиться значно вище критичної межі  $-10\%$ .

Таблиця 2.6 – Порівняльна таблиця відхилень напруги  $\Delta U\%$  для двох варіантів системи електропостачання

№	Точка мережі	Варіант 1	Варіант 2
1	Шини 10 кВ (РУ-10)	+5,00%	+5,00%
2	Після кабелю (10 кВ / 0,4 кВ магістраль)	+2,97%	+4,96%
3	Шини ГРЩ (ЦЕН)	-3,81%	+4,22%
4	Затискачі ЕП (сталій режим)	-6,59%	+1,41%
5	Пуск крана	-11,45%	-1,09%

На діаграмі (рис. 2.12) наочно продемонстровано якісну прірву між двома варіантами реконструкції системи електропостачання. Графік побудовано для п'яти характерних точок мережі: шини 10 кВ (РУ-10), вихід з кабелю 10 кВ (або трансформатора для Варіанту 1), шини 0,4 кВ (ГРЩ/ЦЕН) та затискачі електроприймачів у сталому режимі та при пуску кранових механізмів.

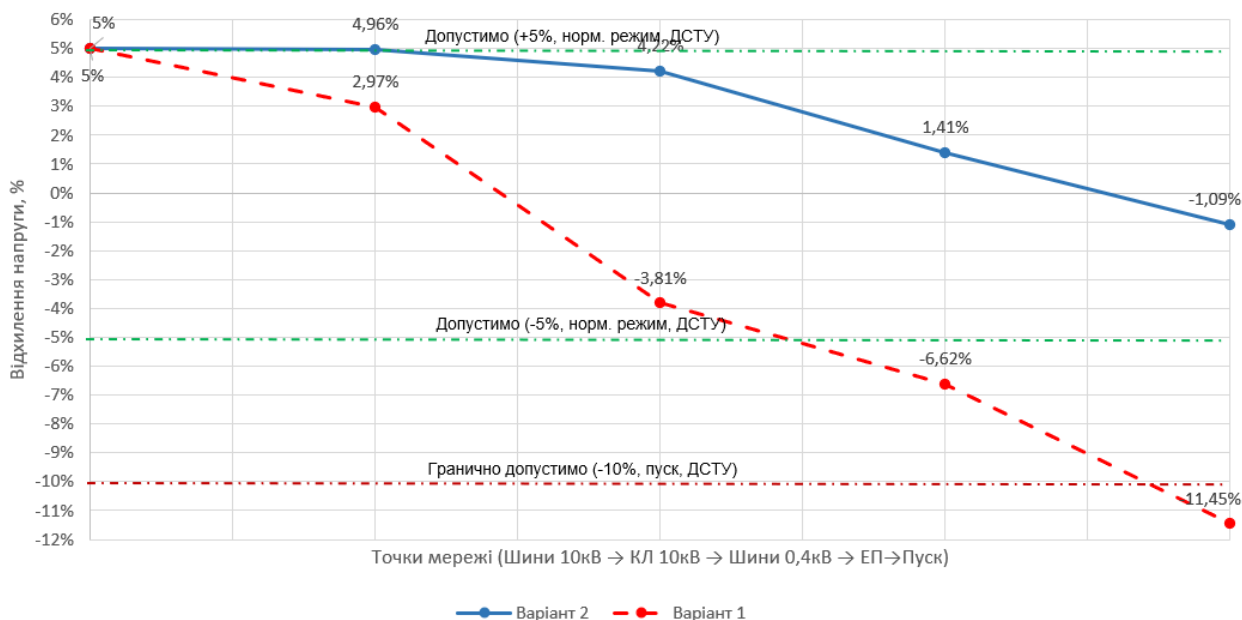


Рисунок 2.12 – Порівняльна діаграма відхилень напруги  $\Delta U\%$  на затискачах електроприймачів для двох варіантів системи електропостачання

Варіант 2 демонструє плавне, мінімальне зниження напруги по всій довжині мережі. Завдяки застосуванню принципу «глибокого введення» напруги 10 кВ та повної компенсації реактивної потужності безпосередньо на шинах 0,4 кВ (дві установки УКРМ по 75 кВАр, сумарно 150 кВАр), відхилення напруги на затискачах ЕП у сталому режимі становить +1,41%, що ідеально вписується в нормативний коридор  $\pm 5\%$  згідно з ДСТУ EN 50160:2014. Навіть у найважчому режимі прямого пуску кранових механізмів напруга не опускається нижче -1,09%, залишаючись значно вище гранично допустимої межі -10%.

Варіант 1) демонструє падіння напруги. Вже після проходження магістрального кабелю 0,4 кВ довжиною 250 м напруга на шинах ГРЩ становить -3,81%, а на затискачах ЕП у сталому режимі сягає -6,62%, що виходить за межі допустимих -5%. У момент пуску кранових механізмів напруга падає до критичних -11,45%, перетинаючи червону граничну лінію -10%. Це створює пряму загрозу «зависання» вантажів, відпадання контакторів кіл керування та теплового старіння ізоляції електродвигунів.

## 2.5.2 Аналіз результатів та вплив на технологічний процес

Отримані результати розрахунку відхилень напруги демонструють беззаперечну перевагу Варіанту 2 та категоричну неприйнятність Варіанту 1 для забезпечення нормативної якості електроенергії на досліджуваному підприємстві.

Технічний аналіз Варіанту 2.

Завдяки застосуванню принципу «глибокого введення» напруги 10 кВ та повної компенсації реактивної потужності безпосередньо на шинах 0,4 кВ нової КТП (дві установки УКРМ 0,4-75-25 УЗ, сумарна потужність 150 кВАр), вдалося мінімізувати втрати напруги на всіх елементах мережі. Ключовим фактором стало розвантаження силових трансформаторів ТМГ-250/10/0,4 від реактивної складової струму: оскільки  $\cos\phi$  на шинах 0,4 кВ наблизився до одиниці ( $\cos\phi \approx 0,999$ ), реактивна складова падіння напруги в трансформаторі практично зникла. Це дозволило зменшити втрати напруги в трансформаторі з 2,03% (для Варіанту 1) до 0,74% (для Варіанту 2).

Рівень напруги на затискачах ЕП підтримується в межах +1,41% у сталому режимі, що ідеально відповідає вимогам ДСТУ EN 50160:2014 [2] (допустимо  $\pm 5\%$ ). Навіть у найважчому режимі прямого пуску кранових механізмів відхилення напруги становить -1,09%, що є безпечним і гарантує номінальний обертовий момент двигунів ( $M \sim U^2$ ). Це забезпечує:


- стабільний розгін кранових механізмів без ризику «зависання» вантажів;
- надійну роботу контакторів кіл керування без ризику відпадання;
- мінімальне теплове старіння ізоляції обмоток електродвигунів;
- оптимальні умови для роботи чутливої електроніки та систем автоматизації.

Технічний аналіз Варіанту 1.

Передача потужності  $\sim 292$  кВА на напрузі 0,4 кВ на відстань 250 м призводить до систематичного порушення нормативних показників якості електроенергії. Вже на шинах головного розподільчого щита (ГРЩ) відхилення напруги становить -3,81%, а на затискачах електроприймачів у сталому режимі сягає -6,62%, що категорично порушує межі  $\pm 5\%$  згідно з ДСТУ EN 50160:2014. У момент прямого пуску кранових механізмів виникає імпульсна просадка, і напруга падає до критичних -11,45%, перетинаючи гранично допустиму межу -10% для пускових режимів.

З точки зору фізики електропривода, зниження напруги на затискачах асинхронного двигуна призводить до квадратичного падіння його обертового моменту ( $M \sim U^2$ ). Просадка на 11,45% зменшує пусковий момент приблизно на 22%, що створює низку критичних інженерних наслідків:

- 1) зниження продуктивності: збільшується час розгону механізмів та загальна тривалість робочого циклу кранового обладнання;



2) теплове старіння ізоляції: подовження перебування обмоток під пусковими струмами викликає додатковий нагрів та прискорене старіння ізоляції, що скорочує ресурс електродвигунів;

3) ризики для систем керування: підвищується ймовірність відпадання контакторів кіл керування при одночасному пуску кількох механізмів, що може призвести до аварійних ситуацій з «зависанням» вантажів на висот;

4) порушення роботи зварювального обладнання: нестабільна напруга викликає погіршення якості зварювальних швів та збільшення кількості браку.

Розрахунок відхилень напруги математично доводить, що Варіант 1 (передача потужності на стороні 0,4 кВ на відстань 250 м) категорично не задовольняє вимогам ДСТУ EN 50160:2014, призводячи до виходу показників якості за межі допустимих значень як у сталому режимі (-6,62%), так і при пуску кранів (-11,45%). Варіант 2 (прокладання кабелю 10 кВ на ті самі 250 м та розміщення КТП біля ЦЕН з повною компенсацією реактивної потужності) забезпечує нормативні показники якості (+1,41% у сталому режимі, -1,09% при пуску), гарантуючи надійну експлуатацію технологічного парку без ризиків передчасного виходу з ладу обладнання. Це є остаточним технічним аргументом на користь будівництва власної КТП 10/0,4 кВ.

### 3 ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ ЗАХОДІВ

Економічне обґрунтування проектних рішень є невід'ємною складовою інженерного проектування, оскільки дозволяє оцінити доцільність капіталовкладень з урахуванням як початкових інвестицій, так і довгострокових експлуатаційних витрат. Згідно з вимогами ДСТУ 3008-2015 [6], порівняння варіантів реконструкції системи електропостачання (СЕП) має базуватися на розрахунку показників капітальних витрат (CAPEX – Capital Expenditures), експлуатаційних витрат (OPEX – Operational Expenditures) та інтегральних критеріїв ефективності (NPV, IRR, термін окупності).

У межах даного розділу виконується детальний розрахунок капітальних витрат для двох альтернативних варіантів, сформульованих у спеціальному розділі, з урахуванням відстані від точки введення (РУ-10 кВ) до центру електричних навантажень (ЦЕН), що становить  $L = 250$  метрів:

- варіант 1: встановлення ТП у суміжному з РУ-10 приміщенні та прокладання магістральної кабельної лінії 0,4 кВ довжиною 250 м;
- варіант 2: прокладання високовольтної магістралі 10 кВ довжиною 250 м та будівництво власної КТП 10/0,4 кВ безпосередньо біля ЦЕН.

#### 3.1 Капітальні витрати (CAPEX)

##### 3.1.1 Розрахунок капітальних витрат для Варіанту 1 (0,4 кВ, $L = 250$ м)

Даний варіант передбачає збереження існуючої схеми живлення, але з модернізацією магістральної лінії 0,4 кВ для забезпечення передачі розрахункової потужності  $S_{\Sigma} = 292$  кВА на відстань  $L = 250$  м.

Вартість основного силового обладнання.

Оскільки підприємство організовує власний вузол обліку та трансформації, необхідне придбання:

- силові трансформатори ТМГ-250/10/0,4 (2 шт. для резервування):  $380000 \cdot 2 = 760000$  грн.;
- комплектна розподільча пристройка 10 кВ (комірка з ВНА та запобіжниками): 185000 грн.;
- головний розподільчий щит 0,4 кВ (ГРЩ) з автоматами Schneider Electric NSX та АВР: 240000 грн.;
- конденсаторні установки УКРМ 0,4-75-25(2шт):  $95000 \cdot 2 = 190000$  грн.

$$C_{\text{облад.2}} = 760000 + 185000 + 240000 + 190000 = 1375000 \text{ грн}$$

Вартість кабельних конструкцій :

- магістральний кабель 0,4 кВ (АВВГ 4×240, 275 м з запасом): 770000 грн.

Будівельно-монтажні роботи (БМР):

- земляні роботи та кабельні конструкції для траси 0,4 кВ: 330000 грн.;

- підготовка суміжного приміщення (фундамент під трансформатори, заземлення, вентиляція): 100000 грн.;

- монтажні роботи, муфти та ПНР: 50000 грн

Проектно-вишукувальні роботи:

- 5% від вартості матеріалів та обладнання: 126500 грн.

Сумарні капітальні витрати за Варіантом 1:

$$\begin{aligned} CAPEX_1 &= 1375000 + 770000 + 330000 + 100000 + 50000 + 126500 \\ &= 2751500 \text{ грн} \end{aligned}$$

### 3.1.2 Розрахунок капітальних витрат для Варіанту 2 (10 кВ, L = 250 м + КТП біля ЦЕН)

Цей варіант реалізує принцип «глибокого введення» високої напруги. Він вимагає будівництва нової підстанції на віддаленій площадці та прокладання високовольної магістралі, що суттєво збільшує обсяг будівельно-монтажних робіт.

Вартість основного силового обладнання КТП:

- силові трансформатори ТМГ-250/10/0,4 (2 шт. для резервування): 380000\*2=760000 грн.;

- комплектна розподільча пристройка 10 кВ (комірка з ВНА та запобіжниками): 185000 грн.;

- головний розподільчий щит 0,4 кВ (ГРЩ) з автоматами Schneider Electric NSX та АВР: 240000 грн.;

- конденсаторні установки УКРМ 0,4-75-25(2шт): 190000 грн.

$$C_{\text{облад.2}} = 760000 + 185000 + 240000 + 190000 = 1375000 \text{ грн}$$

Вартість кабельних ліній:

- високовольний кабель 10 кВ марки ААШвУ 3×70 (збільшений переріз для 250 м з урахуванням термічної стійкості): довжина 275 м (з запасом), ціна 900 грн/м.

$$C_{\text{каб.10}} = 275 * 900 = 247500 \text{ грн}$$

- кабелі 0,4 кВ внутрішньоцехової мережі (короткі лінії до 80 м): орієнтовно 120000 грн.

$$C_{\text{каб.2}} = 247500 + 120000 = 367500 \text{ грн}$$

Будівельно-монтажні роботи (БМР):

- земляні роботи для траншеї кабелю 10 кВ (275 м × 1200 грн/м): 330000 грн.;
  - підготовка приміщення під КТП біля ЦЕН (фундамент, вентиляція, заземлення): 210000 грн.;
  - монтаж обладнання та пусконаладження (включаючи налаштування релейного захисту): 180000 грн.
- Проектно-вишукувальні роботи:
- 5% від вартості матеріалів та обладнання: 100000 грн.
- Сумарні капітальні витрати за Варіантом 2:

$$CAPEX_2 = 1375000 + 367500 + 330000 + 210000 + 180000 + 100000 = 2562500 \text{ грн}$$

### 3.1.3 Порівняльний аналіз капітальних витрат

Результати розрахунків зведено до табл. 3.1 для наочного порівняння структури інвестицій.

Таблиця 3.1 – Порівняльна відомість капітальних витрат (CAPEX)

Стаття витрат	Варіант 1 (0,4 кВ, 250 м), грн	Варіант 2 (КТП 10/0,4 кВ, 250 м), грн
1. Основне обладнання (Трансформатори, РУ, ГРЩ, ККУ)	1 280 000	1 280 000
2. Кабельна продукція (магістральна / внутрішня)	770 000	367 500
3. Будівельно-монтажні роботи та підготовка приміщень	480 000	720 000
4. Проектно-вишукувальні роботи	126 500	100 000
<b>Разом (CAPEX)</b>	<b>2 751 500</b>	<b>2 562 500</b>

Як видно з таблиці, Варіант 2 є капітально дешевшим на 189000 грн порівняно з Варіантом 1. Цей факт пояснюється тим, що вартість товстого магістрального кабелю 0,4 кВ (перерізом 240 мм<sup>2</sup>) та робіт з його прокладання на дистанції 250 м (770000 + 330000 = 1100000 грн) значно перевищує вартість високовольтного кабелю 10 кВ (247500 грн) разом із внутрішніми мережами та будівництвом нової КТП. Таким чином, принцип «глибокого введення» високої напруги забезпечує економію капітальних вкладень ще на етапі будівництва.

Наочне порівняння структури капітальних витрат для обох варіантів реконструкції системи електропостачання наведено на рисунку 3.1.

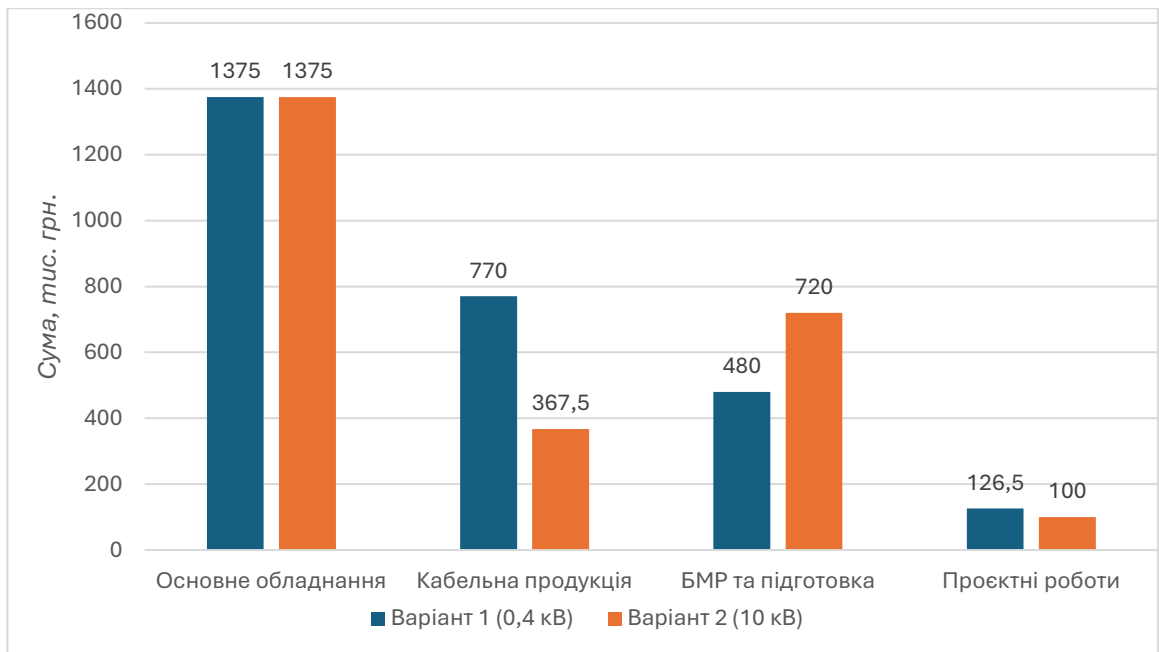


Рисунок 3.1 – Структура капітальних витрат (CAPEX) для Варіанту 1 та Варіанту 2

Остаточний вибір оптимального варіанту неможливий без урахування експлуатаційних витрат (OPEX). Саме вартість щорічних витрат електроенергії у довгих кабелях та тарифні умови обліку мають компенсувати високі початкові інвестиції Варіанту 2. Ці аспекти будуть детально проаналізовані у наступному підрозділі 3.2.

### 3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат (OPEX)

Експлуатаційні витрати (Operational Expenditures, OPEX) є визначальним фактором довгострокової економічної ефективності проекту, оскільки саме вони формують щорічні фінансові потоки підприємства протягом усього життєвого циклу системи електропостачання (25–30 років). Згідно з методикою техніко-економічного обґрунтування інвестиційних проектів [11], до складу OPEX систем електропостачання включаються вартість витрат активної електроенергії в елементах мережі та трансформаторах, а також витрати на поточне обслуговування та планово-попереджувальні ремонти (ППР).

Ключовою відмінністю між двома варіантами реконструкції є структура та обсяг витрат електроенергії при передачі потужності на відстань  $L = 250$  метрів.

#### 3.2.1 Розрахунок річних витрат електроенергії

Річні втрати активної енергії ( $\Delta W$ , кВт·год) в елементах системи електропостачання визначаються за формулою (3.1) [19]:

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau, \quad (3.1)$$

де  $\Delta P_{\max}$  – втрати активної потужності в режимі максимального навантаження, кВт;  $\tau$  – час максимальних втрат. Для досліджуваного підприємства прийнято  $\tau = 2400$  год/рік [11].

Втрати у Варіанті 1 (магістральна лінія 0,4 кВ,  $L = 250$  м):

а) кабель магістральний кабель АВВГ 4×240 мм<sup>2</sup> має питомий активний опір  $r_0 = 0,125$  Ом/км. Активний опір лінії довжиною 0,25 км:

$$R_{\text{КЛ1}} = r_0 * L = 0,125 * 0,25 = 0,03125 \text{ Ом}$$

Втрати потужності в режимі максимуму ( $I_m = 421,5$  А, до компенсації реактивної потужності):

$$\Delta P_{\text{КЛ1}} = 3 * I_m^2 * R_{\text{КЛ1}} * 10^{-3} = 3 * 421,5^2 * 0,03125 * 10^{-3} = 16,66 \text{ кВт}$$

Річні втрати енергії в магістральному кабелі:

$$\Delta W_{\text{КЛ1}} = 16,66 * 2400 = 39984 \text{ кВт*год/рік}$$

б) силові трансформатори ТМГ-250/10/0,4 (2 шт.):

Втрати складаються з постійних втрат холостого ходу ( $\Delta P_{\text{хх}} = 0,73$  кВт) та змінних втрат короткого замикання ( $\Delta P_{\text{кз}} = 3,7$  кВт), що залежать від квадрата коефіцієнта завантаження  $\beta$ .

$$\Delta W_{\text{T}} = N_{\text{T}} * (\Delta P_{\text{хх}} * 8760 + \Delta P_{\text{кз}} * \beta_{\text{сер}}^2 * \tau), \quad (3.2)$$

Приймаючи середньозважений коефіцієнт завантаження  $\beta_{\text{сер}} \approx 0,52$  (після встановлення ККУ):

$$\Delta W_{\text{T}} = 2 * (0,73 * 8760 + 3,7 * 0,52^2 * 2400) = 2 * (6395 + 2411) = 17612 \text{ кВт*год/рік}$$

Сумарні річні втрати у Варіанті 1:

$$\Delta W_{\Sigma 1} = 39984 + 17612 = 57596 \text{ кВт*год/рік}$$

Втрати у Варіанті 2 (власна КТП 10/0,4 кВ та короткі лінії).

Розрахунок виконується для трьох елементів: високовольтного кабелю 10 кВ, силових трансформаторів ТМГ-250 (2 шт.) та внутрішньоцехових ліній 0,4 кВ:

а) кабель 10 кВ (ААШВУ 3×50,  $L = 250$ ):

$$R_{\text{КЛ10}} = 0,6 * 0,25 = 0,15 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{\text{КЛ10}} = 3 * 15,1^2 * 0,15 * 10^{-3} = 0,102 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{\text{кл10}} = 0,102 * 2400 \approx 245 \text{ кВт*год/рік}$$

б) силові трансформатори ТМГ-250/10/0,4 (2 шт.):

Втрати складаються з постійних втрат холостого ходу ( $\Delta P_{\text{xx}} = 0,73$  кВт) та змінних втрат короткого замикання ( $\Delta P_{\text{кз}} = 3,7$  кВт), що залежать від квадрата коефіцієнта завантаження  $\beta$ .

$$\Delta W_{\text{T}} = N_{\text{T}} * (\Delta P_{\text{xx}} * 8760 + \Delta P_{\text{кз}} * \beta_{\text{сер}}^2 * \tau), \quad (3.2)$$

Приймаючи середньозважений коефіцієнт завантаження  $\beta_{\text{сер}} \approx 0,52$  (після встановлення ККУ):

$$\Delta W_{\text{T}} = 2 * (0,73 * 8760 + 3,7 * 0,52^2 * 2400) = 2 * (6395 + 2411) = 17612 \text{ кВт*год/рік}$$

в) внутрішньоцехові кабелі 0,4 кВ:

Завдяки малій довжині ліній (до 80 м) та компенсації реактивної потужності безпосередньо на шинах 0,4 кВ, річні втрати в цеховій мережі становлять орієнтовно:

$$\Delta W_{\text{цех}} \approx 4200 \text{ кВт*год/рік}$$

Сумарні річні втрати у Варіанті 2:

$$\Delta W_{\Sigma 2} = 245 + 17612 + 4200 = 22057 \text{ кВт*год/рік}$$

### 3.2.2 Вартісна оцінка втрат електроенергії

Для розрахунку вартості втрат враховується актуальна кон'юнктура ринку електричної енергії України станом на 2025 рік. Кінцева ціна електроенергії для промислових споживачів II класу напруги становить від 10,00 до 12,50 грн/кВт·год (з урахуванням ПДВ) залежно від часу доби та умов імпорту. Оскільки згідно з Податковим кодексом України ПДВ формує податковий кредит підприємства і не є його прямою операційною витратою, для коректного техніко-економічного порівняння приймається середньозважена ціна електроенергії без ПДВ:  $C_{\text{еє}} = 9,38$  грн/кВт·год.

Річні фінансові втрати від перетікання електроенергії:

$$B_{\text{втрат}} = \Delta W_{\Sigma} * C_{\text{еє}}, \quad (3.3)$$

Варіант 1:

$$B_{\text{втрат.1}} = 57596 * 9,38 = 540250 \text{ грн/рік}$$

Варіант 2:

$$V_{\text{втрат.2}} = 22057 * 9,38 = 206895 \text{ грн/рік}$$

Різниця у вартості втрат становить  $\Delta V_{\text{втрат}} = 341685$  грн/рік на користь Варіанта 2.

### 3.2.3 Витрати на технічне обслуговування та ремонт

Експлуатаційні витрати на обслуговування обладнання ( $V_{\text{то}}$ ) визначаються як відсоток від балансової вартості основних фондів (обладнання та кабелів) згідно з нормативами ППР [11].

Варіант 1: Обслуговування магістрального кабелю 0,4 кВ (250 м) та ГРЩ. Щорічні витрати:  $V_{\text{то.1}} \approx 40000$  грн/рік.

Варіант 2: Обслуговування власної КТП (2 трансформатори, РУ-10, УКРМ, релейний захист) та кабелю 10 кВ. Щорічні витрати (включаючи високовольтні випробування):  $V_{\text{то.2}} \approx 100000$  грн/рік.

### 3.2.4 Зведена таблиця експлуатаційних витрат

Результати розрахунку річних експлуатаційних витрат для обох варіантів систематизовано в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Порівняльна відомість річних експлуатаційних витрат (ОРЕХ)

Стаття витрат	Варіант 1 (0,4 кВ, 250 м), грн/рік	Варіант 2 (КТП 10/0,4 кВ), грн/рік
Вартість втрат електроенергії в кабелях	375050	41694
Вартість втрат у трансформаторах	165201	165201
Витрати на технічне обслуговування (ППР)	40000	100000
<b>Разом (ОРЕХ)</b>	<b>580251</b>	<b>306895</b>

Аналіз результатів: незважаючи на вищі капітальні витрати (CAPEX), Варіант 2 демонструє перевагу за експлуатаційними показниками. Щорічна економія на ОРЕХ становить:

$$\Delta \text{ОРЕХ} = 580251 - 306895 = 273356 \text{ грн/рік}$$

Графічне порівняння річних фінансових втрат від технологічних втрат електроенергії для обох варіантів системи електропостачання відображено на рисунку 3.2.

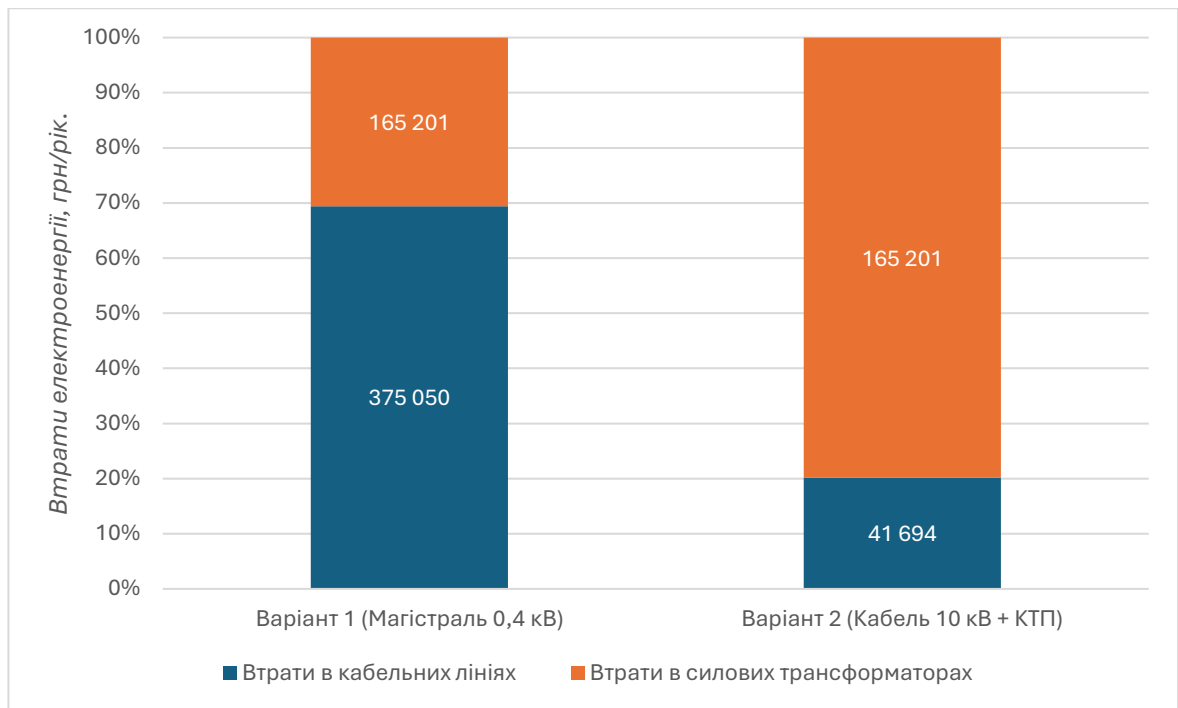


Рисунок 3.2 – Порівняння річних фінансових втрат від технологічних втрат електроенергії

Основним джерелом економії є ліквідація втрат у довгому магістральному кабелі 0,4 кВ та, що найважливіше, виключення оплати втрат у чужому силовому трансформаторі ПП «Метал». Підвищені витрати на обслуговування власної КТП у Варіанті 2 (на 60000 грн/рік більше) повністю перекриваються економією від зниження технологічних втрат. Ця щорічна економія у розмірі понад 281 тис. грн створює потужну фінансову базу для повернення додаткових капітальних інвестицій.

### 3.3 Розрахунок інтегральних показників ефективності інвестицій

Для прийняття остаточного управлінського рішення щодо доцільності реконструкції системи електропостачання (СЕР) необхідно оцінити фінансову привабливість Варіанта 2 (будівництво власної КТП на відстані 250 м від РУ-10) порівняно з Варіантом 1 (встановлення ТП біля РУ-10 та прокладання магістральної лінії 0,4 кВ на ту саму відстань). Оцінка виконується на основі концепції вартості грошей у часі згідно з методикою техніко-економічного обґрунтування інвестиційних проєктів [11].

Вихідні дані для розрахунку Аналіз базується на порівнянні додаткових капітальних інвестицій ( $\Delta CAPEX$ ) та щорічної економії експлуатаційних витрат ( $\Delta OPEX$ ), отриманих у підрозділах 3.1 та 3.2:

– миттєва економія капіталу ( $\Delta CAPEX$ ):

–

$$\Delta CAPEX = CAPEX_2 - CAPEX_1 = 2656500 - 2467500 = 189000 \text{ грн}$$

- щорічна економія (чистий грошовий потік, NCF):

$$\Delta OPEX = OPEX_1 - OPEX_2 = 580251 - 306895 = 173356 \text{ грн/рік}$$

- розрахунковий період експлуатації (N): 20 років (базовий термін служби силових трансформаторів ТМГ та високовольтних кабельних ліній до капітального ремонту);

- ставка дисконтування (r): 15% (0,15). Цей показник відображає реальну вартість капіталу для промислових підприємств в Україні з урахуванням інфляційних ризиків та альтернативної вартості інвестицій станом на 2025 рік.

Обґрунтування відмови від класичного розрахунку терміну окупності (DPP).

У стандартній практиці ТЕО інфраструктурних проєктів застосовується показник дисконтованого терміну окупності (DPP), який визначає час, необхідний для покриття *додаткових* капітальних інвестицій за рахунок щорічної економії операційних витрат.

Проте у даному випадку додаткові інвестиції відсутні ( $\Delta CAPEX$  має від'ємне значення для Варіанту 1, тобто Варіант 2 економить 189000 грн на старті). Це означає, що інвестор не «вкладає» зайві кошти, які потрібно повертати, а навпаки – отримує фінансову перевагу з першого дня реалізації проєкту. З математичної та економічної точок зору термін окупності відсутній (або дорівнює нулю), оскільки кумулятивний грошовий потік є позитивним вже на етапі «нульового року». Тому традиційний розрахунок DPP втрачає сенс, а ефективність проєкту оцінюється виключно через показник сукупного економічного ефекту (NPV).

Розрахунок чистої теперішньої вартості (NPV) Показник NPV демонструє сумарний фінансовий ефект від реалізації проєкту за весь розрахунковий період (20 років), зведений до теперішнього моменту:


$$NPV = -\Delta CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{NCF}{(1+r)^t}, \quad (3.5)$$

Для спрощення розрахунку використовується коефіцієнт теперішньої вартості анuitету (PVIFA) для N = 20 років та r = 15%:

$$PVIFA = \frac{1-(1+r)^{-N}}{r}, \quad (3.6)$$

$$PVIFA = \frac{1-(1+0,15)^{-20}}{0,15} \approx 6,259$$

$$NPV = 189000 + (273356 * 6,259) = 189000 + 1710935 = +1899935 \text{ грн}$$



Отримане значення NPV (майже 1,9 млн грн) є колосальним для об'єкта такої потужності. Це свідчить про те, що Варіант 2 не просто «окупається», а генерує значний додатковий прибуток для підприємства протягом усього життєвого циклу обладнання, суттєво підвищуючи його ринкову вартість та інвестиційну привабливість.

Аналіз якісних (нефінансових) переваг та ризиків.

Окрім кількісних показників, Варіант 2 усуває критичні стратегічні ризики, які не піддаються точній грошовій оцінці, але мають вирішальне значення для безперервності бізнесу:

1) ліквідація ризику відключення: повний вихід з-під енергетичної залежності від приватного субспоживача (ПП «Метал»). Виключається ризик раптового знеструмлення через внутрішні аварії, банкрутство або комерційні конфлікти сусіда;

2) забезпечення якості електроенергії: відсутність критичних просадок напруги ( $\Delta U > 10\%$ ) при пуску кранів, що було математично доведено у розділі 2.5. Це подовжує ресурс ізоляції електродвигунів та запобігає простою виробництва через відпадання контакторів кіл керування;

3) прозорість обліку: комерційний облік на стороні 10 кВ виключає фінансування чужих технологічних втрат та холостого ходу трансформатора суміжного підприємства.

Проведене техніко-економічне обґрунтування беззаперечно доводить абсолютну перевагу Варіанта 2 (будівництво власної КТП 10/0,4 кВ біля ЦЕН з прокладанням високовольтного кабелю на 250 м). Реалізація принципу «глибокого введення» напруги 10 кВ є вигірною стратегією з усіх точок зору: проєкт дозволяє заощадити 189 тис. грн на етапі капітального будівництва (CAPEX) та забезпечує щорічну економію понад 273 тис. грн на експлуатаційних витратах (OPEX). Сукупний економічний ефект (NPV) за 20 років становитиме близько 1,9 млн грн, що підтверджує високу інженерну та фінансову обґрунтованість запропонованої реконструкції.

## 4 БЕЗПЕКА ПРАЦІ У ПРЕДМЕТНІЙ ОБЛАСТІ

### 4.1 Аналіз виробничих небезпек та шкідливих факторів при експлуатації та реконструкції системи електропостачання

Діяльність досліджуваного металообробного підприємства, що спеціалізується на складській логістиці, первинній металообробці та виконанні ремонтно-відновлювальних робіт, характеризується наявністю складного енергоємного обладнання. Згідно із Законом України «Про охорону праці» [26] та вимогами Правил охорони праці під час експлуатації електроустановок [27], першочерговим завданням інженерного проектування є ідентифікація потенційних небезпек та розробка заходів щодо мінімізації ризиків електротравматизму та професійних захворювань.


Специфіка технологічного процесу (експлуатація мостових і козлових кранів вантажопідйомністю до 20 т, зварювального обладнання, металорізальних верстатів) та архітектура запропонованої системи електропостачання (СЕР) з будівництвом власної комплектної трансформаторної підстанції (КТП) 10/0,4 кВ формують специфічний профіль небезпечних та шкідливих виробничих факторів (НШВФ). Їх доцільно класифікувати за трьома основними напрямками: електричні небезпеки, механічні та фізичні фактори, а також ризики, притаманні етапу реконструкції.

Небезпеки електричного характеру. Основним ризиком в електроустановках напругою до 1000 В та вище 1000 В є ураження електричним струмом. Воно може виникнути внаслідок:

- дотику до струмовідних частин, що перебувають під напругою (наприклад, шин 0,4 кВ у головному розподільчому щиті (ГРЩ) або комірок РУ-10 кВ) при порушенні правил допуску до робіт або несправності механічних та електричних блокувань;

- появи напруги на корпусах електрообладнання (трансформаторів ТМГ-250/10/0,4, металоконструкцій кранів, корпусів верстатів) у разі пошкодження робочої ізоляції та замикання фази на корпус. У мережах з глухозаземленою нейтраллю (система TN-S), що застосовується на підприємстві, це призводить до виникнення напруги дотику та напруги кроку;

- термічної та світлової дії електричної дуги. Комутація струмів, особливо при аварійних відключеннях автоматичними вимикачами Schneider Electric ComPact NSX або високовольтними апаратами захисту, супроводжується іонізацією повітря та виділенням значної теплової енергії, що становить загрозу термічних опіків та пошкодження органів зору персоналу;



- дії наведеної напруги на відключених кабельних лініях 10 кВ (марки ААШВУ), що проходять у загальних траншеях або естакадах паралельно з діючими високовольтними лініями на території промислової зони.

Механічні та фізичні фактори. Окрім суто електричних загроз, інтеграція нової СЕП у виробничий процес металообробного підприємства пов'язана з такими НШВФ:

- робота на висоті. Живлення мостових кранів здійснюється через тролейні шинопроводи, прокладені під верхнім поясом кроквяних ферм на висоті 6–10 метрів. Їх монтаж, профілактичний огляд та заміна струмознімачів вимагають використання спеціальних підймальних механізмів (підйомників, риштувань) та дотримання вимог нормативно-правових актів з охорони праці при виконанні робіт на висоті [28];

- електромагнітні поля. Експлуатація силових трансформаторів ТМГ-250, зварювальних трансформаторів ручного та автоматичного зварювання (потужністю до 40 кВА) генерує електромагнітні поля промислової частоти, що за тривалого перебування в зоні їх дії може негативно впливати на нервову та серцево-судинну системи обслуговуючого персоналу;


- шум та вібрація. Робота компресорної станції (сумарною потужністю 120 кВт), металорізальних верстатів та пересування важких вантажів мостовими кранами створюють підвищений рівень повітряного та структурного шуму, що вимагає застосування засобів індивідуального захисту (ЗІЗ) органів слуху.

Небезпеки на етапі будівельно-монтажних робіт (реконструкції). Реалізація Варіанта 2 реконструкції передбачає прокладання високовольтної кабельної лінії 10 кВ довжиною 250 метрів від існуючого РУ-10 кВ до нової КТП біля центру електричних навантажень (ЦЕН). Цей етап супроводжується специфічними ризиками:

- земляні роботи. Влаштування траншей для кабелю ААШВУ в умовах насиченої інженерної інфраструктури колишнього заводу залізобетонних конструкцій несе ризик пошкодження існуючих підземних комунікацій (водогонів, газопроводів, діючих кабельних ліній) та обвалення стінок траншеї;

- суміжні роботи в діючих електроустановках. Підключення нової кабельної лінії 10 кВ до комірок РУ-10 кВ вимагає виконання робіт в безпосередній близькості від обладнання, що перебуває під напругою. Це вимагає жорсткого дотримання організаційних заходів: оформлення наряду-допуску, встановлення тимчасових огорожень та заземлення підготовлених робочих місць;

- переміщення важкого обладнання. Транспортування та монтаж силових трансформаторів ТМГ-250 (маса кожного близько 1,5–2 т) та комірок КРУ-10 кВ вимагає застосування вантажопідймальних кранів та суворого дотримання правил безпеки при виконанні такелажних робіт.



Таким чином, проведений аналіз підтверджує, що реконструкція системи електропостачання та подальша експлуатація об'єктів СЕП пов'язані з комплексом взаємопов'язаних небезпек. Для забезпечення належного рівня охорони праці електротехнічного персоналу та суміжних служб необхідна розробка та суворі імплементация системи організаційних і технічних заходів, що базуються на вимогах чинного законодавства та специфіці застосованого високовольтного та низьковольтного обладнання.


#### **4.2 Організаційні та технічні заходи з електробезпеки в електроустановках напругою до 1000 В та вище 1000 В**

Забезпечення електробезпеки під час експлуатації та технічного обслуговування системи електропостачання (СЕП) базується на вимогах Закону України «Про охорону праці» [26] та Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕ) [27]. Специфіка досліджуваного підприємства, що передбачає наявність як високовольтного обладнання (РУ-10 кВ, кабельні лінії ААШВУ), так і розгалуженої мережі 0,4 кВ з потужними крановими механізмами та зварювальним обладнанням, вимагає суворі імплементация комплексу організаційних і технічних заходів.

Організаційні заходи. Організація безпечної виконання робіт на об'єктах СЕП базується на чіткому розподілі обов'язків та суворому документальному супроводі. Згідно з вимогами ПБЕЕ, на підприємстві має бути призначено особу, відповідальну за електрогосподарство (з групою з електробезпеки V в електроустановках до і вище 1000 В), а також сформовано штат оперативного та ремонтного персоналу з відповідними групами допуску (II–IV). Основними організаційними заходами, що оформлюють допуск до робіт, є:

- наряд-допуск: видається для виконання робіт зі повним або частковим зняттям напруги в розподільних пристроях (РУ) 10 кВ, на високовольтному кабелі ААШВУ довжиною 250 м та силових трансформаторах ТМГ-250/10/0,4. У наряді детально визначаються заходи безпеки, склад бригади, особа допускателя та час виконання робіт;
- розпорядження: застосовується для виконання невідкладних робіт тривалістю не більше однієї зміни або оперативних перемикачів в головному розподільчому щиті (ГРЩ) 0,4 кВ;
- поточна експлуатація: роботи з обслуговування освітлювальних мереж, дрібний ремонт щитків освітлення (ЩО) та заміна запобіжників у мережах до 1000 В силами закріпленого оперативного персоналу.

Технічні заходи в електроустановках напругою вище 1000 В. Для забезпечення безпеки під час проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР) або аварійно-відновлювальних робіт на високовольтному обладнанні (ввідні комірочки РУ-10 кВ, кінцеві муфти кабелю 10 кВ) обов'язково виконується наступний алгоритм технічних заходів:



1) відключення та запобігання можливому включенню: комутаційні апарати (вимикачі навантаження з запобіжниками або вакуумні вимикачі) розмикаються, а їхні приводи механічно блокуються. На рукоятках приводів роз'єднувачів та кнопках дистанційного керування вивішуються заборонні знаки безпеки «Не вмикати! Працюють люди»;

2) перевірка відсутності напруги: здійснюється за допомогою справних та повірених високовольтних покажчиків напруги (типу УВН-10) безпосередньо на місці накладання заземлення;

3) накладання переносних заземлень: є найбільш критичним заходом, що захищає персонал від помилкової подачі напруги та наведеної напруги від суміжних ліній. Переносні заземлення накладаються на всі фазні провідники відключеної ділянки (на шинах РУ-10 кВ та на жилах кабелю ААШвУ перед початком муфтових робіт);


4) встановлення огорожень та вивішування плакатів: відкриті струмовідні частини, що залишилися під напругою, огорожуються щитами з написом «Стій! Напруга», а на місці роботи вивішується вказівний плакат «Працювати тут».

Технічні заходи в електроустановках напругою до 1000 В. У мережах напругою 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю (система TN-S), що застосовується на реконструйованому підприємстві, основним заходом електробезпеки є автоматичне вимкнення живлення. Цей принцип реалізується шляхом об'єднання відкритих провідних частин електрообладнання (корпусів трансформаторів ТМГ-250, оболонок кабелів АВВГ, металоконструкцій верстатів та кранів) із захисним провідником (РЕ-провідником), який підключений до головної заземлювальної шини (ГЗШ) вводу КТП.

У разі виникнення однофазного короткого замикання на корпус (замикання фази на РЕ-провідник), як було розраховано у підрозділі 2.4, виникає струм однофазного КЗ (наприклад, 1,62 кА на затискачах віддаленого споживача). Захисні апарати – автоматичні вимикачі Schneider Electric ComPact NSX з електронними розчеплювачами Micrologic 5.3E – миттєво реагують на такий струм і відключають пошкоджену ділянку мережі за час, що не перевищує нормативних 0,4 с (згідно з ПУЕ [1]).

Для забезпечення ефективної роботи захисту опір заземлювального пристрою (контур заземлення КТП та цехових будівель) має бути нормованим. Згідно з ПУЕ [1], сумарний опір заземлювального пристрою з урахуванням природних заземлювачів не повинен перевищувати 4 Ом у будь-яку пору року. Додатково застосовується система зрівнювання потенціалів (ЗП), до якої приєднуються усі сторонні провідні частини: металеві трубопроводи водопостачання, опалення, металоконструкції будівлі та підкранові колії мостових кранів. Це унеможливорює появу небезпечної різниці потенціалів між корпусом обладнання та підлогою, до якої може доторкнутися людина.

Заходи безпеки при експлуатації специфічного обладнання:



- кранове обладнання: тролейні шинопроводи, що живлять мостові та козлові крани, розташовані на висоті 6–10 м. Для запобігання випадковому дотику до них під час обслуговування освітлення або ферм, вони обладнуються суцільними діелектричними огороженнями в зонах можливого перетину з пішохідними маршрутами обслуговуючого персоналу;

- зварювальне обладнання: корпуси зварювальних трансформаторів (25 кВА та 40 кВА) підлягають обов'язковому захисному заземленню. Вторинна обмотка та тримач електрода мають бути надійно ізольовані, а зварювальні кабелі не повинні мати пошкоджень ізоляції та з'єднуються виключно методом опресування або пайки;


- система АВР: вузол автоматичного введення резерву від ДГУ 265 кВА обов'язково обладнується жорстким механічним та електричним блокуванням між ввідним автоматом від мережі та контактором генератора. Це виключає ризик зустрічного включення, коли напруга від автономного генератора може бути подана в знеструмлену зовнішню мережу 0,4 кВ (у Варіанті 1), що становить смертельну небезпеку для ремонтних бригад суміжних підприємств.

Таким чином, комплекс організаційних заходів у поєднанні із сучасними технічними рішеннями (система TN-S, швидкодіючі апарати захисту Schneider Electric, надійний контур заземлення та блокування АВР) гарантує відповідність проєктованої СЕП вимогам електробезпеки та мінімізує ризики електротравматизму як оперативного персоналу, так і працівників суміжних служб підприємства.

#### **4.3 Вимоги безпеки при виконанні будівельно-монтажних робіт під час прокладання кабельних ліній 10 кВ та монтажу КТП**

Реалізація Варіанту 2 реконструкції системи електропостачання передбачає значний обсяг будівельно-монтажних робіт (БМР), що регламентуються ДБН А.3.2-1:2018 «Охорона праці і промислова безпека у будівництві» [29] та Правилами безпечної експлуатації електроустановок споживачів [27]. Специфіка об'єкта полягає у необхідності прокладання високовольтної кабельної лінії 10 кВ (марки ААШВУ) довжиною 250 метрів у траншеях, будівництві нової комплектної трансформаторної підстанції (КТП) та виконанні підключень в умовах частково діючих електроустановок колишнього заводу ЗБК.

Безпека при виконанні земляних робіт. Прокладання траси кабелю 10 кВ довжиною 250 м вимагає розробки траншей глибиною не менше 0,8–1,0 м. Згідно з вимогами ДБН, перед початком робіт обов'язково проводиться погодження з власниками суміжних інженерних комунікацій (водогони, газові мережі, існуючі кабельні лінії). У місцях перетину з діючими комунікаціями розробка ґрунту механізованим способом (екскаватором) заборонена; роботи виконуються виключно вручну (лопатами) у присутності представників відповідних служб. Для запобігання обваленню стінок траншеї у слабких ґрунтах застосовується




інвентарне кріплення або влаштування укосів. Траншеї, що розташовані в зонах можливого проходження персоналу або проїзду техніки, обов'язково огорожуються суцільними щитами з попереджувальними знаками «Небезпечно! Земляні роботи» та сигнальним освітленням у темну пору доби. Зворотна засипка траншеї виконується з попереднім укладанням сигнальної стрічки та захисних цегляних або полімерних плит над кабелем ААШВУ.

Безпека при прокладанні кабельних ліній. Кабель ААШВУ 3×50 має значну масу та жорсткість. Його затягування в траншею або на кабельні естакади здійснюється за допомогою механізмів (кабельних лебідок, роликів підтримок). Забороняється перебування персоналу всередині кутів повороту натягнутого троса, а також безпосередньо біля барабана з кабелем під час його розмотування (через ризик неконтрольованого обертання осі та травмування відбивними елементами). Особлива увага приділяється дотриманню мінімально допустимого радіуса вигину кабелю (не менше 15 зовнішніх діаметрів для кабелів з паперово-просоченою ізоляцією). Порушення цього параметра призводить до механічного пошкодження алюмінієвої оболонки та ізоляції, що в майбутньому гарантовано спричинить пробій та аварію на лінії 10 кВ.

Такелажні роботи та монтаж обладнання КТ. Монтаж силових трансформаторів ТМГ-250/10/0,4 (маса кожного близько 1,6 т) та комірків КРУ-10 кВ вимагає застосування автокранів відповідної вантажопідйомності. Зона роботи крана має бути огорожена, а переміщення вантажів над людьми або обладнанням, що перебуває під напругою, категорично заборонено. Стропування трансформаторів здійснюється виключно за спеціальні транспортні вушка (риями), розташовані на баку, з використанням сертифікованих вантажопідіймальних пристроїв (стропів, траверс). Забороняється використовувати для підйому елементи введення ВН/НН або петлі на даху бака. Встановлення трансформаторів на фундаментні рейки супроводжується перевіркою їхньої стійкості, вирівнюванням за рівнем та надійним кріпленням до заземлювального контуру до початку підключення шин.

Роботи в діючих електроустановках (підключення до РУ-10 кВ). Найбільш небезпечним етапом СМР є підключення нової кабельної лінії 10 кВ до існуючого розподільного пункту РУ-10 кВ підприємства. Ці роботи виконуються виключно за нарядом-допуском. Оскільки суміжні комірочки РУ-10 кВ можуть перебувати під напругою, бригада електромонтажників повинна мати групу з електробезпеки не нижче IV. Місце роботи відгороджується від сусідніх комірочок ізолюючими щитами з плакатами «Стой! Напруга». Підключення кінцевих муфт кабелю ААШВУ до збірних шин або вимикачів навантаження здійснюється після перевірки відсутності напруги покажчиком УВН-10 та накладання переносних заземлень на відключені ділянки згідно з алгоритмом, описаним у підрозділі 4.2.



Таким чином, комплексне дотримання вимог ДБН та ПБЕЕ на етапі будівельно-монтажних робіт дозволяє мінімізувати ризики виробничого травматизму при реалізації Варіанту 2 реконструкції та забезпечити безпечний ввід в експлуатацію новозбудованої КТП і високовольтної магістралі.

#### **4.4 Заходи з пожежної безпеки та захисту від атмосферних перенапруг об'єктів СЕП**

Забезпечення пожежної безпеки та стійкості ізоляції електрообладнання до перенапруг є критично важливими складовими проектування системи електропостачання (СЕП). Специфіка досліджуваного підприємства, що передбачає експлуатацію маслонаповнених трансформаторів, потужного зварювального та кранового обладнання, а також розгалуженої кабельної мережі, вимагає імплементації заходів згідно з вимогами НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки в Україні» [30] та ПУЕ [1].


Пожежна безпека трансформаторної підстанції та кабельних ліній. Основним джерелом пожежної небезпеки у проєктованій КТП 10/0,4 кВ (Варіант 2) є силові масляні трансформатори типу ТМГ-250/10/0,4. Трансформаторне масло є горючою рідиною, яка у разі внутрішнього короткого замикання та перегріву може спалахнути з виділенням великої кількості газів.

- конструктивні заходи: згідно з ПУЕ [1], трансформатори встановлюються у приміщенні КТП з вогнестійкими стінами та дверима. Під кожним трансформатором влаштовується маслоприймач (герметичний піддон або заглиблення з гравійною засипкою товщиною не менше 25 см), розрахований на повний об'єм масла в баку (близько 250–300 л). Це запобігає розтіканню палаючого масла по приміщенню та його потраплянню в кабельні канали;

- протипожежні відстані: кабельні лінії 10 кВ (ААШвУ) та 0,4 кВ (АВВГ) прокладаються у траншеях або по естакадах з дотриманням нормативних відстаней до будівель та технологічного обладнання. У місцях проходження кабелів крізь стіни КТП та цехів встановлюються протипожежні розтинки (спеціальні вогнестійкі муфти або закладення отворів негорючими матеріалами), що локалізують поширення вогню по кабельних трасах;

- первинні засоби пожежогасіння: приміщення КТП, головний розподільчий щит (ГРЩ) 0,4 кВ та ремонтно-механічна дільниця обов'язково оснащуються переносними вуглекислотними (ВВК) або порошковими (ВП) вогнегасниками. Використання пінних або водяних вогнегасників на електрообладнанні під напругою категорично заборонено.

Захист від атмосферних та комутаційних перенапруг. Високовольтна кабельна лінія 10 кВ довжиною 250 м, що з'єднує існуючий РУ-10 кВ з новою КТП, піддається ризику наведення імпульсних перенапруг



(грозових або комутаційних), які здатні пробити ізоляцію кабельних муфт та обмоток трансформаторів:

- встановлення обмежувачів перенапруг (ОПН): Для захисту ізоляції обладнання на вводах 10 кВ у комірки КРУ власної КТП, а також на лінійних вводах РУ-10 кВ встановлюються сучасні нелінійні обмежувачі перенапруг типу ОПН-10 (або ОПН-п). ОПН обмежують амплітуду грозових та комутаційних імпульсів до безпечного рівня, відводячи струм розряду на заземлювальний пристрій;

- захист на стороні 0,4 кВ: Для захисту чутливого електронного обладнання (серверна кімната, мікропроцесорні контролери АВР, частотні перетворювачі кранів) від комутаційних перенапруг, що виникають при відключенні потужних індуктивних навантажень (трансформаторів зварювання, двигунів кранів), у головних щитах 0,4 кВ передбачається встановлення пристроїв захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) класу В+С (наприклад, серії iQuick-P або аналоги).

Електростатичне та захисне заземлення. Ефективна робота захисних апаратів (ОПН, автоматичних вимикачів Schneider Electric ComPact NSX) та забезпечення електробезпеки неможливі без надійного контуру заземлення:

- контур заземлення КТП: навколо будівлі нової КТП та по периметру відкритого розподільного пункту (ЗРП) 10 кВ влаштовується штучний заземлювач у вигляді замкнутого контуру з вертикальних електродів (кутник 50×50×5 мм або труба d=32 мм) та горизонтальних смуг (4×40 мм), зварених між собою;

- заземлення обладнання: до головної заземлювальної шини (ГЗШ) надійно приєднуються баки трансформаторів ТМГ-250, каркаси комірок КРУ-10 кВ, металеві оболонки та броня кабелів ААШвУ (з обох кінців), а також металоконструкції будівлі. Опір заземлювального пристрою в будь-яку пору року не повинен перевищувати 4 Ом, що забезпечує швидке відключення пошкоджень захистом та безпечний стік струмів замикання на землю.

Таким чином, комплекс заходів з пожежної профілактики, захисту від перенапруг та влаштування надійного контуру заземлення гарантує безпечну та довговічну експлуатацію проєктованої системи електропостачання, захищаючи обладнання від руйнівних впливів зовнішнього середовища та внутрішніх аварійних режимів.

## ВИСНОВКИ


У результаті виконання кваліфікаційної роботи на тему «Реконструкція системи електропостачання металооброблювального підприємства» було комплексно вирішено актуальне інженерне завдання щодо модернізації інфраструктури об'єкта, що зазнав територіальної реструктуризації. На основі проведених розрахунків, математичного моделювання режимів та техніко-економічного аналізу сформульовано такі основні результати:

Досліджено специфіку електропостачання підприємства, що функціонує на потужностях колишнього заводу залізобетонних конструкцій. Встановлено, що існуюча схема живлення напругою 0,4 кВ від суміжного субспоживача (ПП «Метал») на відстані 250 м є технічно недосконалою та економічно збитковою. Передача потужності магістральними кабелями низької напруги призводить до катастрофічних втрат: сумарне відхилення напруги сягає  $-11,45\%$  під час прямого пуску кранових механізмів, що порушує вимоги ДСТУ EN 50160:2014, загрожує «зависанням» вантажів та генерує фінансові збитки через оплату технологічних втрат у чужому трансформаторі.

Виконано розрахунок електричних навантажень модифікованим статистичним методом з урахуванням повторно-короткочасного режиму (ПВ) кранів та несиметрії зварювального обладнання. Визначено сумарну розрахункову повну потужність підприємства  $S_{\Sigma} = 292$  кВА. Аналітично обчислено координати Центру Електричних Навантажень (ЦЕН), що стало інженерним обґрунтуванням для повної відмови від послуг субспоживача та переходу до принципу «глибокого введення» напруги 10 кВ безпосередньо до ЦЕН.

Запроєктовано власну комплектну трансформаторну підстанцію (КТП) з двома силовими трансформаторами ТМГ-250/10/0,4 кВА, що забезпечують взаємне резервування та нормативний коефіцієнт аварійного завантаження ( $\beta_{ав} = 1,168\beta$ ). Інтеграція двох автоматичних конденсаторних установок УКРМ 0,4-75-25 У3 (сумарною потужністю 150 кВАр) дозволила компенсувати реактивну потужність та наблизити коефіцієнт потужності на шинах 0,4 кВ до одиниці ( $\cos\phi \approx 0,999$ ). Математично доведено, що прокладання високовольтного кабелю 10 кВ до нової КТП біля ЦЕН забезпечує нормативне відхилення напруги на затискачах електроприймачів у межах  $+1,41\%$  у сталому режимі та  $-1,09\%$  при пуску кранів, що повністю задовольняє вимогам стандарту.

Розраховано струми короткого замикання та побудовано карту селективності захисту на базі сучасних автоматичних вимикачів Schneider Electric ComPact NSX з електронними розчеплювачами Micrologic 5.3E. Гнучке налаштування уставок гарантує безумовну селективність відключення виключно пошкоджених ділянок мережі. Запроєктовано інтеграцію системи автоматичного введення резерву (АВР) від наявної дизель-генераторної установки (ДГУ) потужністю 265 кВА з реалізацією



жорсткого механічного та електричного блокування, що унеможливлює зустрічне включення та забезпечує безпечне живлення споживачів I та II категорій.


Встановлено, що реалізація принципу глибокого введення напруги 10 кВ (Варіант 2) є економічно оптимальною. Будівництво власної КТП є капітально дешевшим на 189 тис. грн (економія CAPEX досягається за рахунок відмови від прокладання масивних магістральних кабелів 0,4 кВ перерізом 240 мм<sup>2</sup>). Крім того, проєкт забезпечує щорічну економію експлуатаційних витрат (OPEX) на рівні 273,3 тис. грн за рахунок ліквідації втрат у довгих лініях та виключення оплати холостого ходу чужого трансформатора. Чиста теперішня вартість (NPV) проєкту за 20-річний життєвий цикл становить близько 1,9 млн грн, що підтверджує його високу інвестиційну привабливість.

Розроблено комплекс організаційно-технічних заходів з охорони праці та електробезпеки. Запровадження системи заземлення TN-S, влаштування надійного контуру заземлення (опором не більше 4 Ом) та встановлення нелінійних обмежувачів перенапруг (ОПН-10) на вводах 10 кВ гарантують захист персоналу від напруги дотику та кроку, а також запобігають пробою ізоляції обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг.

Розроблені у роботі інженерні рішення є технічно обґрунтованими, економічно високодохідними та відповідають сучасним вимогам енергетичного менеджменту (ДСТУ ISO 50001) та надійності електропостачання (ДСТУ 9324:2025). Запропонована реконструкція дозволяє кардинально вирішити проблему енергетичної залежності підприємства, ліквідувати ризики простою кранового обладнання через просадки напруги та забезпечити стабільну якість електроенергії на всіх рівнях системи.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Харків: Форт, 2017 (із змінами та доповненнями станом на 2022-2024 рр.). 760 с.
2. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. [Чинний від 2014]. Вид. офіц. Київ: Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
3. ДСТУ 9324:2025. Настанова щодо проєктування систем електропостачання промислових підприємств. [Чинний від 2025-10-01]. Вид. офіц. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2025.
4. Кодекс систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 310 (із змінами та доповненнями). Офіційний вісник України. 2018.
5. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств: підручник. Харків: ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.
6. Шестеренко В. Є., Шестеренко О. В. Електропостачання промислових підприємств: посіб. до курсового та дипломного проєктування. Київ: Центр учбової літератури, 2013. 424 с.
7. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум: навч. посіб. / Л. В. Давиденко та ін. Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022. 244 с.
8. Маліновський А. А., Холод Д. В. Системи електропостачання промислових підприємств та міст. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2018. 340 с.
9. Бабюк С. О. Вплив відхилення напруги в мережі 0,4 кВ на роботу промислових електроприймачів. Матеріали науково-практичної конференції ТНТУ (м. Тернопіль, 2023 р.). Тернопіль, 2023. С. 210-211.
10. Волочко Ю. В., Ткаченко О. М. Шляхи підвищення ефективності компенсації реактивної потужності в системах електропостачання промислових підприємств. Вісник ТДАТУ. 2021. Вип. 4 (21). С. 45-53.
11. Кулик М. М., Зайцев І. О. Дослідження та оптимізація технічних втрат електроенергії в розподільчих мережах 0,4 кВ. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2022. № 2. С. 78-85.
12. Савченко В. В. Аналіз режимів роботи цехових мереж низької напруги за умов несиметричного та повторно-короткочасного навантаження. Праці Інституту електродинаміки НАН України. 2023. Вип. 64. С. 12-19.
13. IEEE Std 141-1993 (R1999). IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book). New York: IEEE, 1999. 768 p.
14. International Electrotechnical Commission. IEC 60364-5-52:2009. Low-voltage electrical installations - Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems. Geneva: IEC, 2009.
15. Nanda P., Kumar Panigrahi C., Dasgupta A. Reactive power monitoring and compensation in a distribution network of modern power



system. International Journal of Applied Engineering Research. 2017. № 12(22). P. 12395–12402.

16. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. [Чинний від 2016]. Вид. офіц. Київ: Мінрегіон України, 2016. 92 с.

17. Методичні рекомендації до виконання та захисту кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти за першим (бакалаврським) рівнем спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (G3 Електрична інженерія) освітньо-професійної програми «Інжиніринг електропостачання та електромеханічних систем у металургії та гірництві» / уклад. Запоріжжя: ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2025. 40 с.

18. Додатки до методичних рекомендацій до виконання та захисту кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти за першим (бакалаврським) рівнем спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / уклад. Запоріжжя: ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2025.

19. Методичні рекомендації до виконання курсового проєкту з дисципліни «Системи електропостачання підприємств» для здобувачів вищої освіти / уклад. Запоріжжя: ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2025.

20. ДСТУ 3463-96. Гірниче обладнання. Автоматичні вимикачі рудникові. Загальні технічні умови. [Чинний від 1997]. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 1997. 24 с. (Державний стандарт України).

21. Автоматичний вимикач ComPact NSX160F, 36кА, 3P3D, 160А з розчіплювачем TMD: веб-сайт / Schneider Electric Україна. URL: <https://www.se.com/ua/uk/product/C16F3TM160/> (дата звернення: 05.06.2026).


22. Автоматичний вимикач ComPact NSX400N, 50кА, 3P3D, 400А, розчіплювач MicroLogic 2.3: веб-сайт / Schneider Electric Україна. URL: <https://www.se.com/ua/uk/product/C40N32D400/> (дата звернення: 05.06.2026).

23. Автоматичний вимикач ComPact NSX630F, 36кА, 3P3D, 630А, розчіплювач MicroLogic 2.3: веб-сайт / Schneider Electric Україна. URL: <https://www.se.com/ua/uk/product/C63F32D630/> (дата звернення: 05.06.2026).

24. Schneider Electric Global: official website. URL: <https://www.se.com/ww/en/> (дата звернення: 05.06.2026).

25. Трансформатор ТМГ 250 кВА Екодизайн: веб-сайт / Електрозавод. URL: <https://elektro-zavod.com.ua/transformatormtg-250-kva-ekodizajn> (дата звернення: 05.06.2026).

26. Про охорону праці: Закон України від 14.10.1992 р. № 2694-XII. Відомості Верховної Ради України. 1992. № 49. Ст. 668. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12> (дата звернення: 08.06.2026).



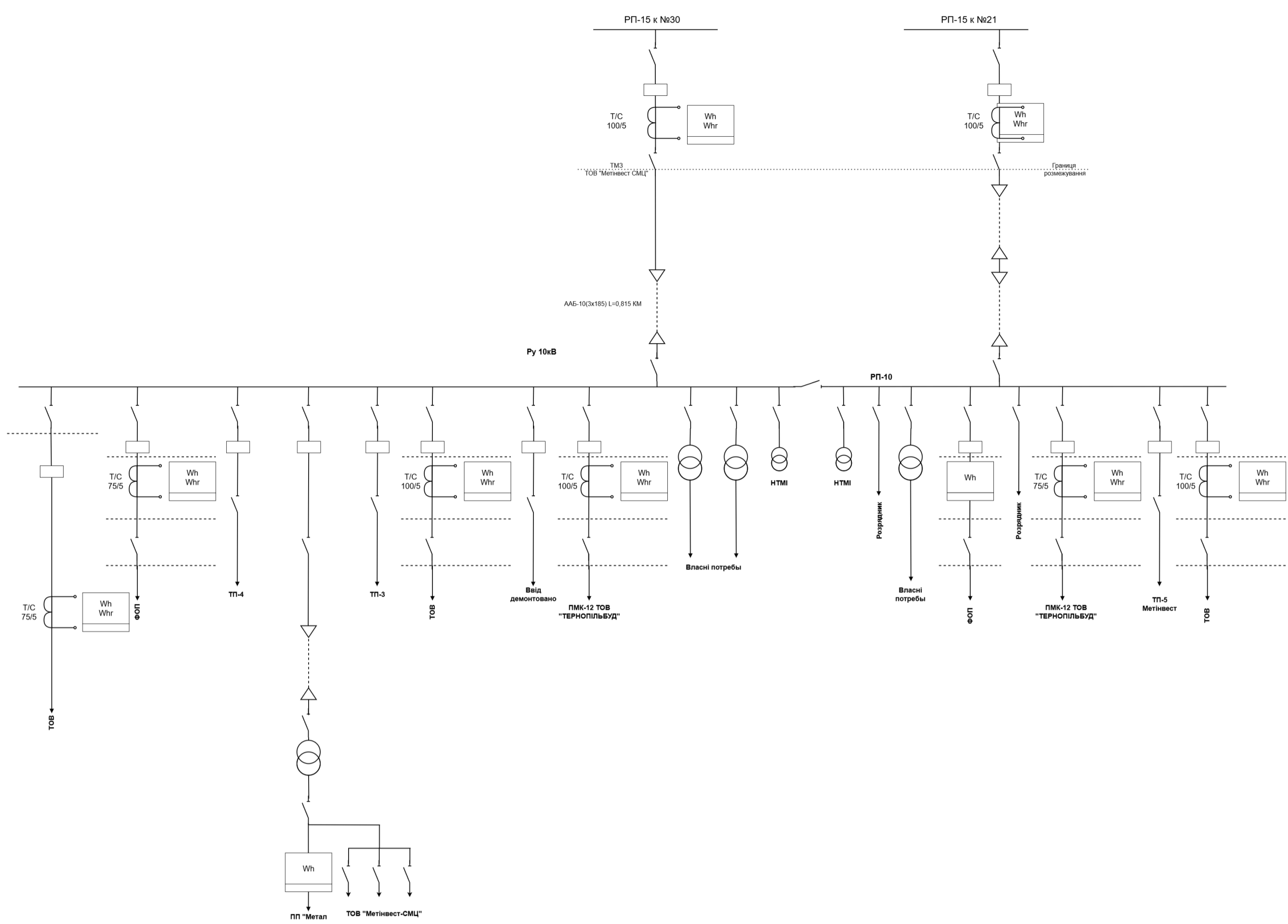
27. Правила охорони праці під час експлуатації електроустановок споживачів: Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13.03.2015 р. № 159. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0484-15> (дата звернення: 08.06.2026).

28. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті: Наказ Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 27.03.2007 р. № 62. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0375-07> (дата звернення: 08.06.2026).

29. ДБН А.3.2-1:2018. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. [Чинний від 2019-01-01]. Київ: Мінрегіон України, 2018. 54 с.

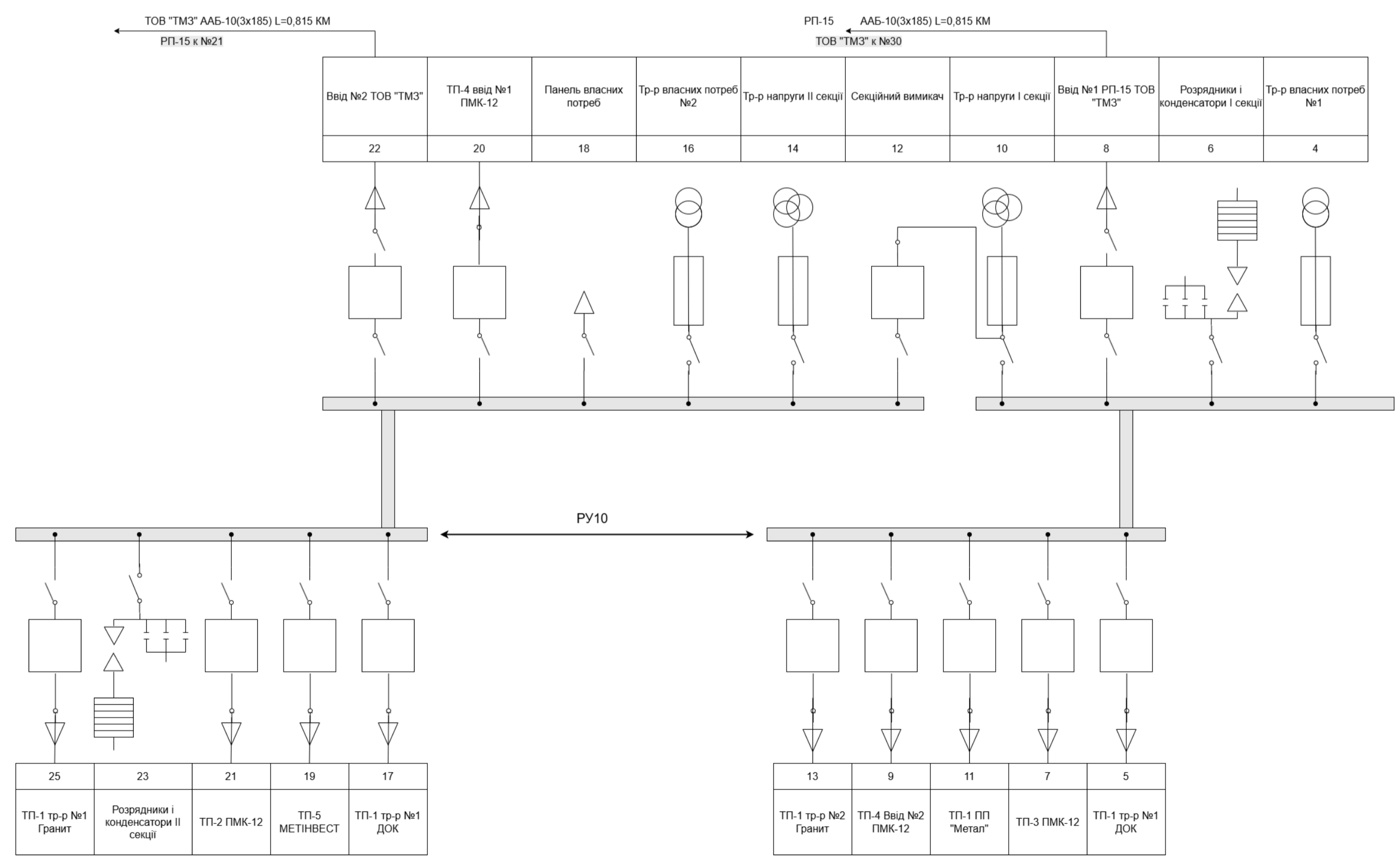
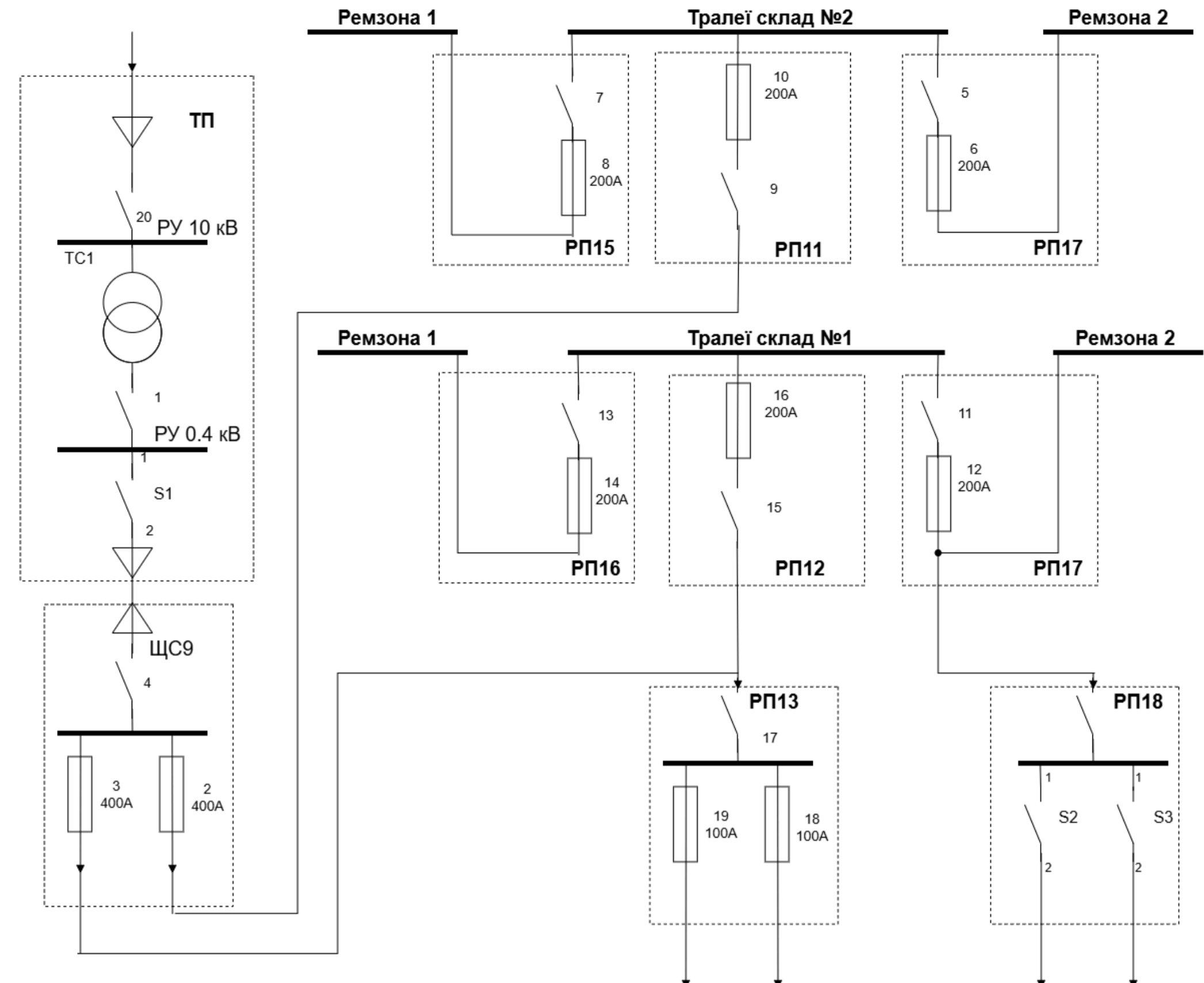
30. Правила пожежної безпеки в Україні: Наказ Міністерства внутрішніх справ України від 30.12.2014 р. № 1417. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0252-15> (дата звернення: 08.06.2026).

Однолінійна схема розташування приладів комерційного обліку РП-15  
вул. Лук'яновича, 8 м. Тернопіль ТОВ "Метінвест-СМЦ"

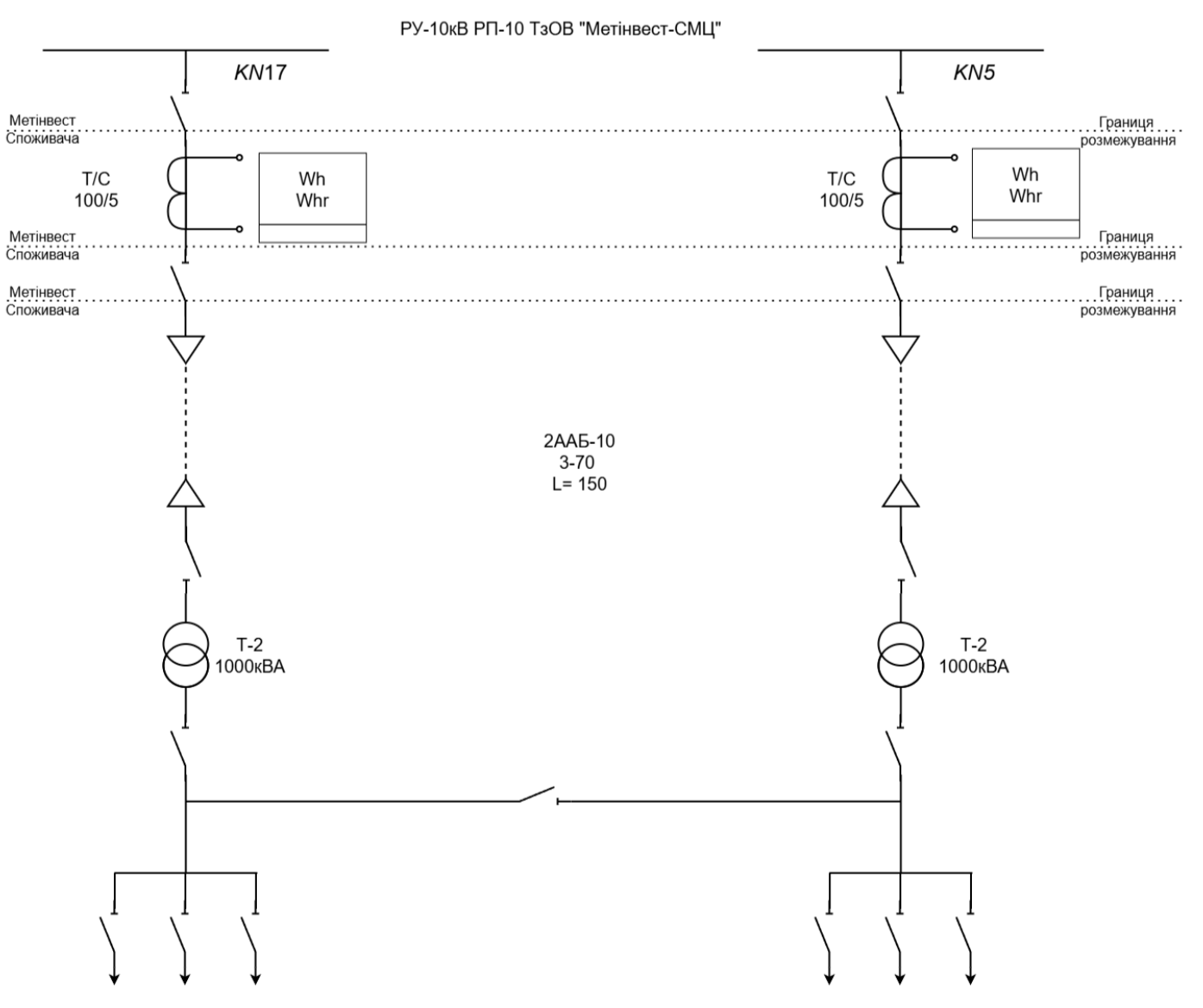


Примітка: Межа розмежування- кабельних наконечниках в РУ - 10кВ РП-15

Однолінійна схема живлення складів № 1,2 в м. Тернопіль



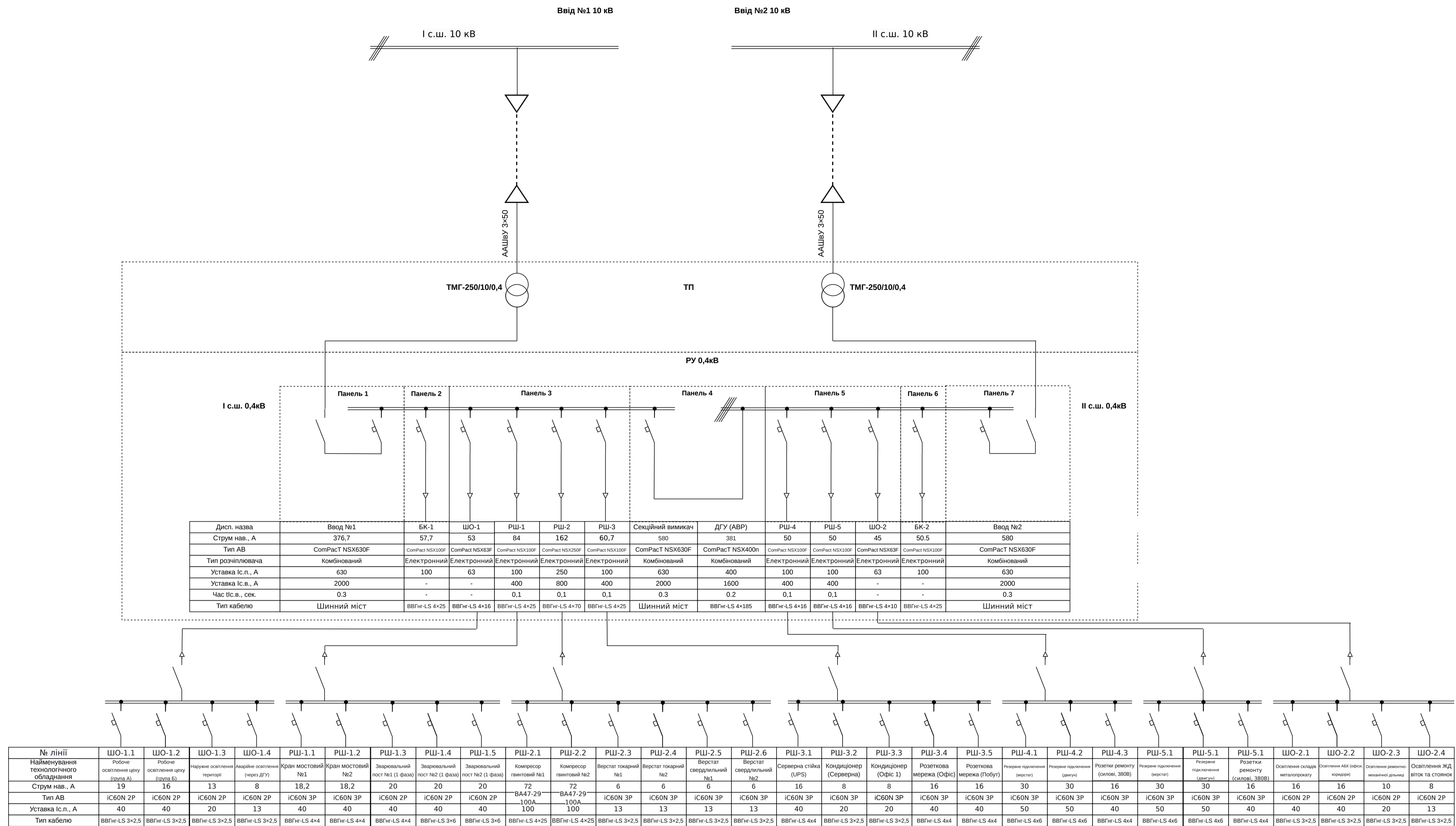
Однолінійна схема електропостачання РУ 10кВ, РП-10 ТОВ "МЕТІНВЕСТ-СМЦ" ФІЛІА ТОВ "МЕТІНВЕСТ-СМЦ" ЗАХІДНА УКРАЇНА м.Тернопіль, вул. Поліська 11



Однолінійна схема електропостачання РУ-10кВ та РП-10 ТОВ "МЕТІНВЕСТ-СМЦ"

						ФАВІТ.КРБ12248265.ЕТР-4Д			
						Реконструкція системи електропостачання металоброблювального підприємства			
Зм.	Кіл.	Арк.	№ Док.	Підп.	Дата	Схеми електропостачання підприємства	Студія	Архив	Архив
Розробив	Ю.І. Кавровський						У	1	2
Перевірив	Н.Ю. Рукова								
Т.контур									
						Схеми електричні однолінійні		ТУ "Метінвест Політехніка" ФАВІТ, гр. ЕІ-23-Іп. 2026	
Н.контур									
Затвердив									

Площа Зведеної  
Зам. № 09.  
Полісся пів сходу



Однолінійна схема нової комплектної трансформаторної підстанції (КТП) 10/0,4 кВ

Лист № 01  
Листів заг. кільк. 1  
Зам. № 100  
Листів заг. кільк. 1

ФАВІТ.КРБ12248265.ЕТР-4Д						
Реконструкція системи електропостачання металургійного підприємства						
Зм.	Кіл.	Арк.	№ Док.	Підп.	Дата	
Розробив	Ю.І. Кавуровський					
Перевірив	Н.Ю. Руклова					
Т.контур						
Н.контур						
Затвердив						
Однолінійна схема нової КТП				Станд.	Аркуш.	Аркушів
				у	2	2
Схема електрична однолінійна				ТУ "Метінвест Політехніка" ФАВІТ, зр. ЕТ-23-Ін. 2026		