

Міністерство освіти і науки України
Криворізький національний університет
Електротехнічний факультет

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи бакалавра
за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

ВИБІР І ОБГРУНТУВАННЯ СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ
РЕКОНСТРУКЦІЇ ГОЛОВНОЇ ПІДСТАНЦІЇ ПІДПРИЄМСТВА З
УРАХУВАННЯМ СУЧАСНИХ ВИМОГ ДО ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ

Виконав: здобувач вищої освіти групи ЕЕМ-21-2 Микола КРЮКОВ

Керівник випускної роботи _____ к.т.н., доц. Ігор ПЕРЕСУНЬКО

Нормоконтролер _____ к.т.н., доц. Ігор ПЕРЕСУНЬКО

Декан ЕТФ _____ к.т.н., доц. Владислав ФЕДОТОВ

Гарант освітньої програми _____ к.т.н., доц. Ігор ПЕРЕСУНЬКО

Кривий Ріг

2025 р.

ЗАЯВА

щодо самостійності виконання кваліфікаційної роботи

Я, КРЮКОВ Микола Володимирович, здобувач вищої освіти за першим (бакалаврським) рівнем за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка заявляю, що моя кваліфікаційна робота, яка подана до екзаменаційної комісії для публічного захисту, виконана самостійно і в ній не міститься елементів плагіату. Всі запозичення з друкованих та електронних джерел, а також із захищених раніше кваліфікаційних робіт, кандидатських і докторських дисертацій мають відповідні посилання.

Я ознайомлений з діючим Положенням про академічну доброчесність у Криворізькому національному університеті. Згідно з яким виявлення плагіату є підставою для відмови в допуску письмової роботи до захисту та застосування дисциплінарних заходів.

13 червня 2025 р.

(підпис)

Криворізький національний університет

Факультет: електротехнічний

Освітній рівень: бакалавр

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

КРЮКОВ Микола Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Вибір і обґрунтування силового обладнання для реконструкції головної підстанції підприємства з урахуванням сучасних вимог до електробезпеки

2. Строк подання студентом роботи 12 червня 2025 р.

3. Мета та завдання кваліфікаційної роботи: полягає у виборі та техніко-економічному обґрунтуванні силового обладнання для реконструкції головної підстанції промислового підприємства з урахуванням сучасних вимог до електробезпеки та енергоефективності. Основні завдання — проаналізувати технічний стан наявного обладнання, визначити критерії вибору нових компонентів, здійснити порівняльну оцінку технічних рішень і сформувати оптимальну однолінійну схему підключення.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити)

1. Аналіз об'єкта реконструкції та вимог до електробезпеки 2. Вибір і техніко-економічне обґрунтування силового обладнання

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

Графічний матеріал кваліфікаційної роботи буде представлено у вигляді презентації PowerPoint, що складатиметься з 10 слайдів, на яких наочно відображено вибір і обґрунтування силового обладнання для реконструкції головної підстанції підприємства з урахуванням сучасних вимог до електробезпеки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали консультанта	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Ігор ПЕРЕСУНЬКО		
II	Ігор ПЕРЕСУНЬКО		
III	Ігор ПЕРЕСУНЬКО		

7. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін виконання
1	<i>Характеристика об'єкта реконструкції</i>	<i>12 травня 2025 р.</i>
2	<i>Аналіз технічного стану силового обладнання</i>	<i>15 травня 2025 р.</i>
3	<i>Вимоги до електробезпеки згідно з нормативними документами України</i>	<i>18 травня 2025 р.</i>
4	<i>Гармонізація електробезпеки з європейськими стандартами</i>	<i>22 травня 2025 р.</i>
5	<i>Критерії та алгоритм вибору силового обладнання</i>	<i>25 травня 2025 р.</i>
6	<i>Вибір силових трансформаторів 35/6 кВ</i>	<i>29 травня 2025 р.</i>
7	<i>Вибір комутаційної апаратури та КРУ-6 кВ</i>	<i>02 червня 2025 р.</i>
8	<i>Система релейного захисту та автоматики на базі цифрових IED</i>	<i>05 червня 2025 р.</i>
9	<i>Очікуваний ефект від модернізації</i>	<i>13 червня 2025 р.</i>

Дата видачі завдання 12 травня 2025 р.

Здобувач вищої освіти

_____ (підпис)

Микола КРЮКОВ

_____ (Ім'я Прізвище)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Ігор ПЕРЕСУНЬКО

_____ (Ім'я Прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи на тему «Вибір і обґрунтування силового обладнання для реконструкції головної підстанції підприємства з урахуванням сучасних вимог до електробезпеки»: 51 с., 14 рис., 15 літературних джерел.

ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.248с-10

Досліджуваний об'єкт - головна понижувальна підстанція промислового підприємства з напругою 35/6 кВ, що підлягає реконструкції з метою підвищення надійності, енергоефективності та відповідності сучасним вимогам електробезпеки.

У першому розділі проаналізовано існуючий стан головної підстанції підприємства, визначено її структурну схему, параметри напруги та потужності, а також склад основного обладнання. Виявлено основні проблеми, пов'язані з фізичним зношенням, застарілими технологіями та невідповідністю сучасним стандартам електробезпеки.

У другому розділі здійснено обґрунтований вибір силового обладнання для реконструкції підстанції, з урахуванням технічних, енергетичних та економічних критеріїв. Побудовано однолінійну схему підключення, що інтегрує сучасні трансформатори, КРУ, кабельні лінії та цифрову систему релейного захисту відповідно до європейських стандартів.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ПІДСТАНЦІЯ, СИЛОВЕ ОБЛАДНАННЯ, РЕКОНСТРУКЦІЯ, ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКА, ОДНОЛІНІЙНА СХЕМА.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Реферат	Літ.	Арк.	Акрушів
Розробив		Крюков М.					5	1
Перевірів		Пересунько І						
Н. Контр.		Пересунько І				КНУ гр. ЕЕМ-21-2		
Затвердж.		Пересунько І						

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ОБ’ЄКТА РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА ВИМОГ ДО ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ	9
1.1. Характеристика об’єкта реконструкції.....	9
1.2. Аналіз технічного стану силового обладнання.....	14
1.3. Вимоги до електробезпеки згідно з нормативними документами України	18
1.4. Гармонізація електробезпеки з європейськими стандартами	22
Висновки до розділу 1	25
РОЗДІЛ 2. ВИБІР І ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ	27
2.1. Критерії та алгоритм вибору силового обладнання	27
2.2. Вибір силових трансформаторів 35/6 кВ.....	30
2.3. Вибір комутаційної апаратури та КРУ-6 кВ	34
2.4. Система релейного захисту та автоматики на базі цифрових ІЕД	38
2.5. Вибір кабельних ліній і аксесуарів	42
2.5. Очікуваний ефект від модернізації	44
Висновки до розділу 2	46
ВИСНОВКИ.....	48
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	50

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Крюков М.			Зміст	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевірів		Пересунько І					6	1
Н. Контр.		Пересунько І				КНУ гр. ЕЕМ-21-2		
Затвердж.		Пересунько І						

ВСТУП

Стан електроенергетичної інфраструктури на багатьох промислових підприємствах України залишається критичним, особливо це стосується головних понижувальних підстанцій, які відіграють ключову роль у забезпеченні безперебійного електропостачання технологічних процесів. Більшість з них побудовані ще за радянських часів і досі експлуатуються з використанням застарілих силових трансформаторів, комутаційної апаратури та систем захисту, що не відповідають сучасним вимогам до електробезпеки та енергоефективності [1]. В умовах зростання вартості енергоресурсів, загрози аварійних зупинок виробництва, а також у рамках євроінтеграційного курсу України, модернізація таких об'єктів стала нагальною потребою [2].

У відповідності до законодавчих ініціатив, держава поступово впроваджує технічні регламенти, узгоджені з європейськими директивами. Так, зокрема, положення Директиви ЄС 2014/35/ЄС (Low Voltage Directive) та стандартів EN 50522, IEC 60204-1 щодо електробезпеки вже враховуються при оновленні нормативної бази України [3,4]. Це вимагає від проектувальників та інженерів глибокого аналізу наявних рішень і адаптації сучасних європейських підходів до вітчизняної промисловості.

Країни ЄС демонструють ефективні приклади впровадження автоматизованих підстанцій із цифровими трансформаторами, мікропроцесорними реле, інтелектуальними системами керування та моніторингу, що дозволяє суттєво знизити втрати електроенергії та підвищити рівень електробезпеки персоналу [5,6]. Наукові дослідження європейських фахівців також доводять переваги впровадження гнучких систем керування енергоспоживанням на рівні підприємств [7].

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						
Розробив		Крюков М.			Вступ			Літ.	Арк.	Акрушів
Перевірів		Пересунько І								
Н. Контр.		Пересунько І						КНУ гр. ЕЕМ-21-2		
Затвердж.		Пересунько І								

Метою даної кваліфікаційної роботи є вибір та техніко-економічне обґрунтування силового обладнання для реконструкції головної підстанції українського підприємства з урахуванням сучасних вітчизняних та міжнародних вимог до безпечної та ефективної експлуатації. Робота базується на аналітичному огляді технічного стану підстанції, нормативних вимог та практичного досвіду модернізацій в Україні та Європі.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1.

АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА ВИМОГ ДО ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ

1.1. Характеристика об'єкта реконструкції

Головна понижувальна підстанція є стратегічним елементом системи електропостачання промислового підприємства. Вона забезпечує перетворення електроенергії з напруги магістральної лінії (наприклад, 35 кВ) до рівня, необхідного для живлення технологічного обладнання (6–10 кВ або 0,4 кВ), а також її розподіл до розподільчих пунктів цехів. Від надійності та ефективності роботи підстанції безпосередньо залежить безперебійне функціонування виробничих процесів та загальна енергетична безпека підприємства.

У рамках даного дослідження розглядається головна підстанція типу 35/6 кВ, яка експлуатується на великому промисловому об'єкті понад 30 років. До складу підстанції входять два силові трансформатори потужністю по 10 МВА, маслонаповнені вимикачі, комплектні розподільчі пристрої середньої напруги (КРУ-6 кВ), низьковольтні щити (0,4 кВ), кабельні лінії та апаратура релейного захисту і автоматики. Основна частина обладнання була введена в експлуатацію в 1980-х роках і з того часу не проходила капітальної модернізації.

Під час первинного технічного огляду встановлено ряд технічних недоліків: високий рівень втрат у трансформаторах через зношення обмоток, відсутність сучасних засобів релейного захисту, фізичне старіння вимикачів, недостатній рівень протиаварійного захисту та низький рівень автоматизації процесів. Окрім того, стан ізоляції та захисного заземлення не відповідає сучасним вимогам стандартів з електробезпеки.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив	Крюков М.				Розділ	Літ.	Арк.
Перевірів	Пересунько І						Акрушів
Н. Контр.	Пересунько І					КНУ гр. ЕЕМ-21-2	
Затвердж.	Пересунько І						

У зв'язку з цим виникає необхідність реконструкції підстанції шляхом заміни силового обладнання, оновлення схем електропостачання та впровадження сучасних систем моніторингу. Це дозволить підвищити надійність електропостачання підприємства, забезпечити відповідність нормативам та зменшити ризики аварійних ситуацій.

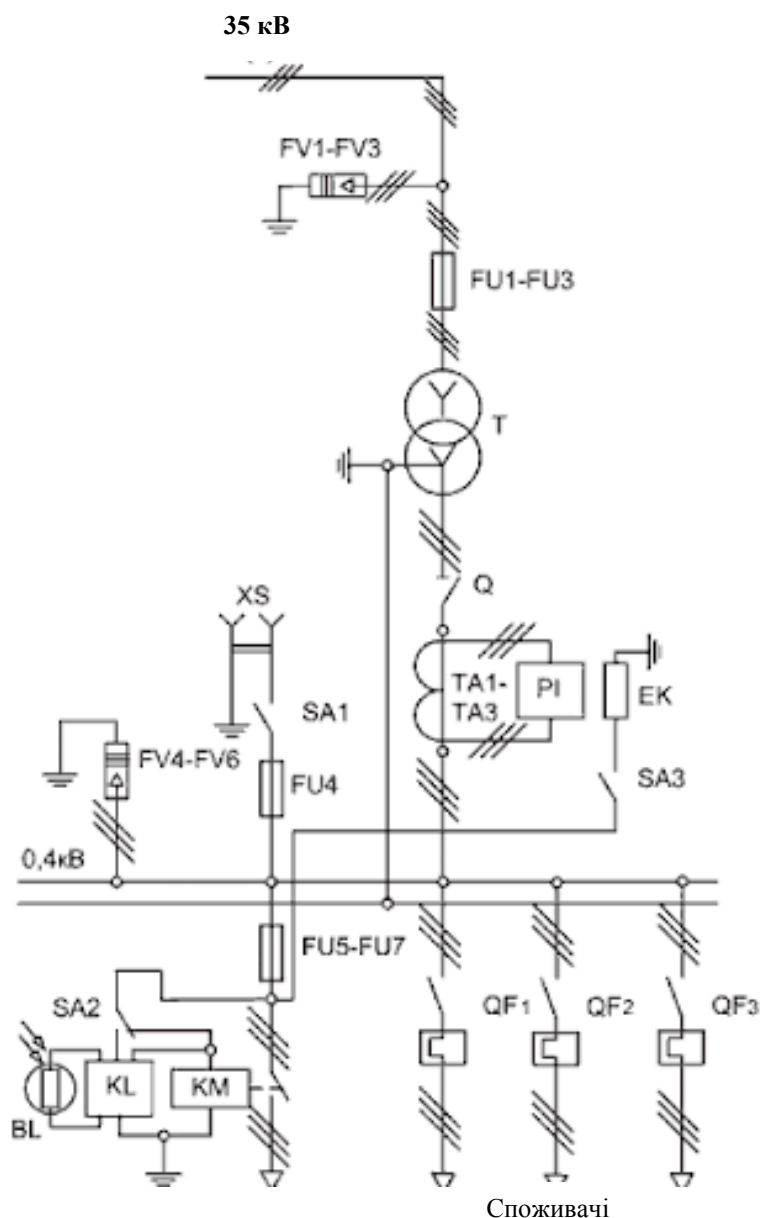


Рисунок 1.1 Досліджуема схема понижувальної підстанції промислового підприємства

Головна підстанція підприємства виконана за схемою дворелейного живлення з трансформацією напруги з 35 кВ на 6 кВ, що є типовим варіантом для енергозабезпечення промислових об'єктів середньої та великої потужності.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

До підстанції надходить електроенергія по двох повітряних або кабельних лініях напругою 35 кВ, які підключаються до ввідних комірок розподільчого пристрою високої напруги (РПВН). На кожну з ліній встановлено маслонаповнені вимикачі типу ВМП-10 або вакуумні вимикачі сучасного зразка, які забезпечують комутацію та захист у разі коротких замикань.

У схемі застосовано два силові трансформатори ТДН-10000/35 потужністю по 10 000 кВА, які працюють паралельно або незалежно, в залежності від конфігурації навантаження. Трансформатори оснащені пристроями РПН (регулювання під навантаженням) для підтримання стабільної напруги на стороні 6 кВ.



Рисунок 1.2 Загальний вигляд силового трансформатора ТДН-10000/35

На стороні середньої напруги (6 кВ) встановлено комплектний розподільчий пристрій КРУ-6, який включає:

- ввідні комірки для підключення трансформаторів;
- секційні вимикачі для розділення шин;
- відвідні лінії до розподільчих пунктів цехів;

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- струмові та напругові трансформатори, реле захисту, контролери АСКОЕ.



Рисунок 1.3 Комплектний розподільчий пристрій КРУ-6

На стороні низької напруги (0,4 кВ) розміщено шафи живлення чергових споживачів, автоматичного освітлення, вентиляції та резервного живлення, обладнані автоматичними вимикачами, пристроями захисного відключення (УЗО) та засобами дистанційного керування.

Також передбачено заземлювальний контур підстанції, грозозахист, системи контролю температури трансформаторного масла, сигналізації пожежі та вентиляції трансформаторних камер.

Загалом технічна схема забезпечує:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- трансформацію та розподіл електроенергії між споживачами;
- резервування джерел живлення;
- можливість оперативного перемикавання при аварійних ситуаціях;
- захист обладнання та персоналу від електротравм і пошкоджень.

У результаті технічного обстеження головної підстанції типу 35/6 кВ виявлено низку критичних проблем, пов'язаних як із фізичним станом обладнання, так і з його невідповідністю сучасним вимогам експлуатації та електробезпеки.

Перш за все, було зафіксовано високий рівень зношеності силових трансформаторів, зокрема підвищення втрат холостого ходу та навантаження, зменшення опору ізоляції обмоток, поява мікротріщин у корпусі розширювачів та сліди витоку масла. Розрахунковий термін експлуатації трансформаторів давно перевищено, що підвищує ризик аварійної відмови.

Комутаційна апаратура (маслонаповнені вимикачі, рубильники, роз'єднувачі) в значній мірі морально застаріла. Більшість елементів не має функцій швидкодії, дистанційного керування або телеметрії. Підвищена дугова ерозія контактів та зниження механічної міцності пружинних вузлів часто призводить до залипання контактів або недоповного розмикання.

Кабельні лінії, що з'єднують трансформатори з КРУ-6 кВ, мають ознаки старіння ізоляції (особливо на стиках), не обладнані температурними датчиками або системами моніторингу часткових розрядів, що унеможливорює попередження аварій.

Система релейного захисту та автоматики (РЗА) базується на електромеханічних реле, які не забезпечують достатньої точності, надійності та гнучкості. Відсутність мікропроцесорних пристроїв захисту унеможливорює ефективну селективність спрацювання та швидку локалізацію пошкоджень.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Крім того, елементи заземлення та блискавкозахисту частково зруйновані або не відповідають діючим нормативам (ДСТУ EN 50522:2014, ДСТУ ІЕС 60364). Металеві конструкції мають ознаки корозії, а перехідний опір заземлення перевищує допустимі межі.

Також виявлено невідповідність системи електробезпеки чинним українським та європейським вимогам. Відсутні пристрої УЗО на низьковольтних вводах, не дотримані безпечні відстані до струмопровідних частин, порушено маркування струмопровідних елементів, аварійне освітлення — частково несправне.

Таким чином, технічний стан головної підстанції вимагає комплексної реконструкції з оновленням основного силового обладнання, систем захисту, заземлення та впровадженням сучасних технологій для забезпечення безпеки, надійності та відповідності міжнародним стандартам.

1.2. Аналіз технічного стану силового обладнання

Силове обладнання головної підстанції є критичним елементом енергосистеми підприємства, тому його технічний стан безпосередньо впливає на безпеку та надійність електропостачання. У ході аналізу були розглянуті основні компоненти підстанції: силові трансформатори, комутаційна апаратура, комплектні розподільчі пристрої середньої напруги (КРУ), кабельні лінії та система релейного захисту.

Силові трансформатори

На підстанції експлуатуються два трансформатори типу ТДН-10000/35, введені в експлуатацію понад 30 років тому. Результати діагностики показали зниження опору ізоляції нижче допустимого рівня (менше 100 МОм при нормі > 500 МОм), підвищення вмісту водню, ацетилену та метану у

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформаторному маслі, що свідчить про внутрішні дефекти. Крім того, трансформатори не обладнані сучасними сенсорними системами моніторингу параметрів навантаження і температури, що унеможлиблює їхню діагностику в реальному часі.

Комутаційна апаратура

Основна комутаційна апаратура (маслонаповнені вимикачі, роз'єднувачі) має обмежену кількість циклів комутації — фактично виконано понад 80% від розрахованого ресурсу (~8000 вмикань при номінальному навантаженні). Наявна статистика відмов показує: у середньому 3–4 несправності на рік, що перевищує допустимий рівень надійності відповідно до ДСТУ ІЕС 62271-100. Частина обладнання виведена з експлуатації в аварійному стані або працює в резервному режимі.

КРУ-6 кВ

Згідно з плановим обстеженням, у розподільчих комірках зафіксовано перевищення температури в точках контактів ($>75^{\circ}\text{C}$ при нормі $<60^{\circ}\text{C}$), підвищений рівень вібрацій та деформації корпусів. Деякі з апаратів мають втрати ізоляційної здатності (опір $< 10\text{ МОм}$) та потребують негайної заміни.

Кабельні лінії

Стан кабельних ліній (особливо зі старою паперово-масляною ізоляцією) свідчить про часті ушкодження ізоляції — за останні 5 років зареєстровано щонайменше 6 випадків міжфазного замикання, які потребували ремонту. Вимірювання втрат показали перевищення допустимого рівня тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta > 0,07$ (при нормі $< 0,05$), що свідчить про деградацію ізоляції.

Система релейного захисту та автоматики

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На підстанції використовується система РЗА на основі електромеханічних реле типу РТ-40, РЭ-19, які не відповідають сучасним вимогам до швидкодії, чутливості та селективності. Відсутність цифрових пристроїв захисту унеможливорює точну ідентифікацію місця аварії, а також інтеграцію з системами АСКОЕ та SCADA. Частина реле не проходила періодичних випробувань і технічного обслуговування.

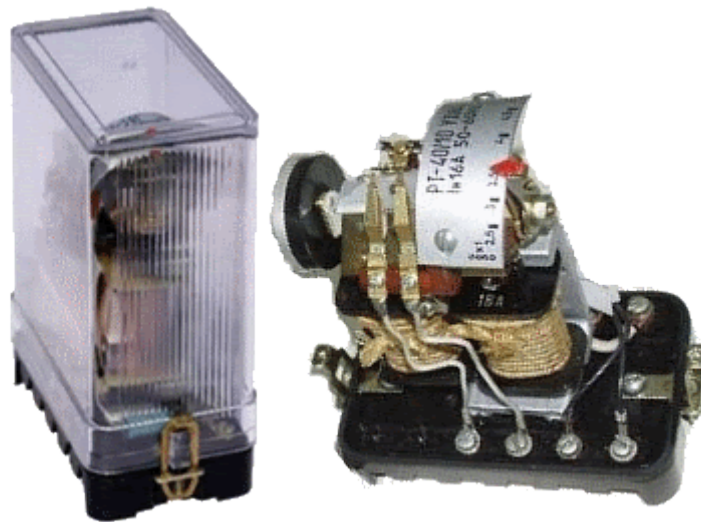


Рисунок 1.4 Загальний вигляд реле РТ-40

Електромеханічні реле мають високий показник часу спрацювання (>100 мс при допустимих $<40\text{--}50$ мс), що знижує ефективність локалізації аварій. Похибка налаштування струмового захисту перевищує $10\text{--}15\%$ через механічне зношення вузлів. Частина пристроїв не проходила профілактичного калібрування понад 5 років.

Загальні показники експлуатаційної надійності

- Кількість аварійних зупинок через відмову силового обладнання: 3–5 випадків на рік.
- Середній час усунення несправності: до 12 годин (при рекомендованих <4 год).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Сумарний коефіцієнт готовності підстанції: 0,94 (при нормативному $\geq 0,98$).
- Індекс середньої кількості пошкоджень на 100 км кабелів/рік: 4,8 (при рекомендованому $<1,5$).
- Наявність критичних відхилень: понад 60% обладнання потребує заміни або модернізації.

Аналіз експлуатаційної документації та звітів про аварійні ситуації на головній підстанції свідчить про наявність повторюваних пошкоджень, які пов'язані із зношеністю обладнання, порушенням умов експлуатації та недоліками в системі захисту. Найбільш типові аварії можна згрупувати за такими видами:

Пошкодження силових трансформаторів:

- Причини: деградація ізоляції обмоток, перегрів через забруднення або несправність охолоджувача, пробій масляного вводу.
- Наслідки: вихід трансформатора з ладу, необхідність аварійного перемикавання навантаження, зростання ризику пожежі.

Аварії в комутаційній апаратурі:

- Причини: відмова маслonaповнених вимикачів через втрату діелектричних властивостей масла, механічний знос контактів, залипання або несвоєчасне розмикання.
- Наслідки: неспрацювання при короткому замиканні, перегорання шин, загроза пошкодження іншого обладнання.

Міжфазні замикання в КРУ або на кабельних лініях:

- Причини: старіння ізоляції, вібрації, вплив вологи, помилки монтажу або порушення терміну періодичних випробувань.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Наслідки: повне або часткове знеструмлення цехів, локальні пошкодження ізоляції, перегрів шинопроводів.

Неспрацювання релейного захисту:

- Причини: неточність налаштування електромеханічних реле, залипання контактів, відсутність селективності.
- Наслідки: відмова у відключенні аварійної ділянки, поширення короткого замикання на сусідні секції, порушення електропостачання.

Пошкодження заземлення або блискавкозахисту:

- Причини: корозія провідників, пошкодження з'єднань, перевищення опору заземлення через втрату контакту з ґрунтом.
- Наслідки: підвищення напруг дотику та кроку, загроза ураження персоналу електричним струмом при аварії або ударі блискавки.

За статистикою підприємства, понад 70% відмов силового обладнання за останні 5 років були пов'язані саме з старінням ізоляції, механічним зносом вузлів та недоліками захисту. Частина інцидентів мала потенційно загрозливі наслідки для персоналу, що підкреслює критичну необхідність комплексної реконструкції підстанції із заміною застарілих елементів та впровадженням сучасних цифрових засобів контролю й захисту.

1.3. Вимоги до електробезпеки згідно з нормативними документами України

Забезпечення електробезпеки промислових підстанцій регламентується в Україні Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ-2017), технічними регламентами та гармонізованими стандартами ДСТУ EN 61140:2017, ДСТУ ІЕС 60364-4-41:2014, ДСТУ EN 50522:2014, а також галузевими нормами ДП

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

«УкрНДНЦ». Після підписання Угоди про асоціацію з ЄС більшість вимог цих документів синхронізовано з Директивою 2014/35/EU (Low-Voltage Directive) і рекомендаціями CENELEC HD 60364.

Захист від ураження електричним струмом

Основний і додатковий захист.

- Основний (basic protection) досягається ізоляцією струмопровідних частин, встановленням бар'єрів і захисних оболонок.
- Додатковий (fault protection) забезпечується автоматичним відключенням живлення, вирівнюванням потенціалів і застосуванням малих напруг SELV/PELV.

Граничні напруги дотику U_d приймаються за ПУЕ:

$$U_{d,AC} \leq 50 \text{ В}, \quad U_{d,DC} \leq 120 \text{ В}.$$

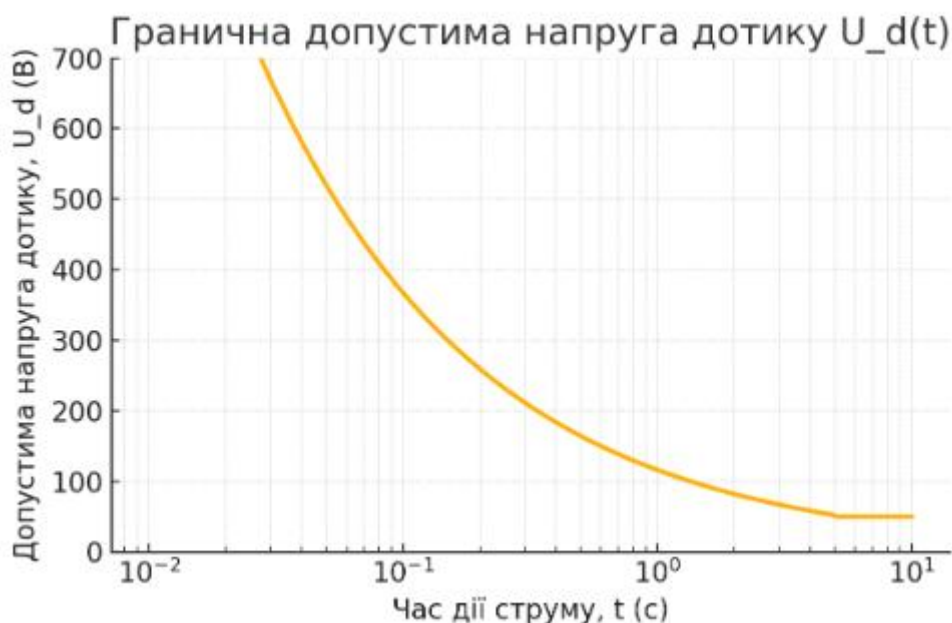


Рисунок 1.5 Графік гранично-допустимої напруги дотику U_d від тривалості протікання струму через тіло людини t , прийняту в стандартах ІЕС 60479/ДСТУ EN 61140

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

0,03–5 с — крива спадає за формулою

$$U_d(t) = \frac{116}{\sqrt{t}} [\text{В}],$$

де більша короткочасна напруга допускається за рахунок інерції організму.

Умова автоматичного вимкнення живлення (система TN):

$$Z_s \leq \frac{U_0}{I_a},$$

де Z_s — повний опір петлі «фаза-РЕ», U_0 — номінальна фазна напруга (230 В), I_a — струм спрацювання апарата захисту з відключенням за час $t_{\max}$ (0,4 с для кінцевих кіл ≤ 32 А згідно з ІЕС 60364-4-41).

Умова для системи TT (пристрої УЗО):

$$R_a \leq \frac{50}{I_{\Delta n}},$$

де R_a — сума опорів заземлювального пристрою та провідника захисного нуля, $I_{\Delta n}$ — номінальний струм спрацювання УЗО.

Переріз захисного провідника S (формула «адіабатичного нагріву»):

$$S = \sqrt{\frac{I^2 t}{k^2}},$$

де I — очікуваний струм короткого замикання, t — час відключення, k — матеріальна стала (115 для Cu, 76 для Al).

Вимоги до заземлення та вирівнювання потенціалів

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Опір заземлювального пристрою для підстанцій класу напруги 6-35 кВ повинен бути $\leq 0,5 \Omega$ (ПУЕ-2017, п. 1.7.101).
- Перехідний опір контакту болтових з'єднань контурів заземлення $\leq 0,05 \Omega$.
- Вирівнювання потенціалів виконується мідною шиною не менше 30×4 мм або круглим провідником Ø10 мм, з'єднаною з РЕ-шинами КРУ, трансформаторами та конструкціями будівлі.

Охорона від перенапруг та грозових імпульсів

- На стороні 35 кВ застосовуються оксид-цинкові обмежувачі перенапруг (ОПН) класу 5 кА з рівнем залишкової напруги < 110 кВ.
- Для вторинних кіл (0,4 кВ) встановлюються SPD типу 2 з струмом розряду ≥ 20 кА та напругою захисту < 1,5 кВ.

Імплементація європейських підходів

Перехід на цифрові захисні реле (IEC 61850), використання вакуумних вимикачів із вбудованими датчиками часткових розрядів та застосування термічних RFID-датчиків у кабельних муфтах відповідає концепції “safety by design” і знижує показник SAIDI підприємства до < 0,5 год/рік.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

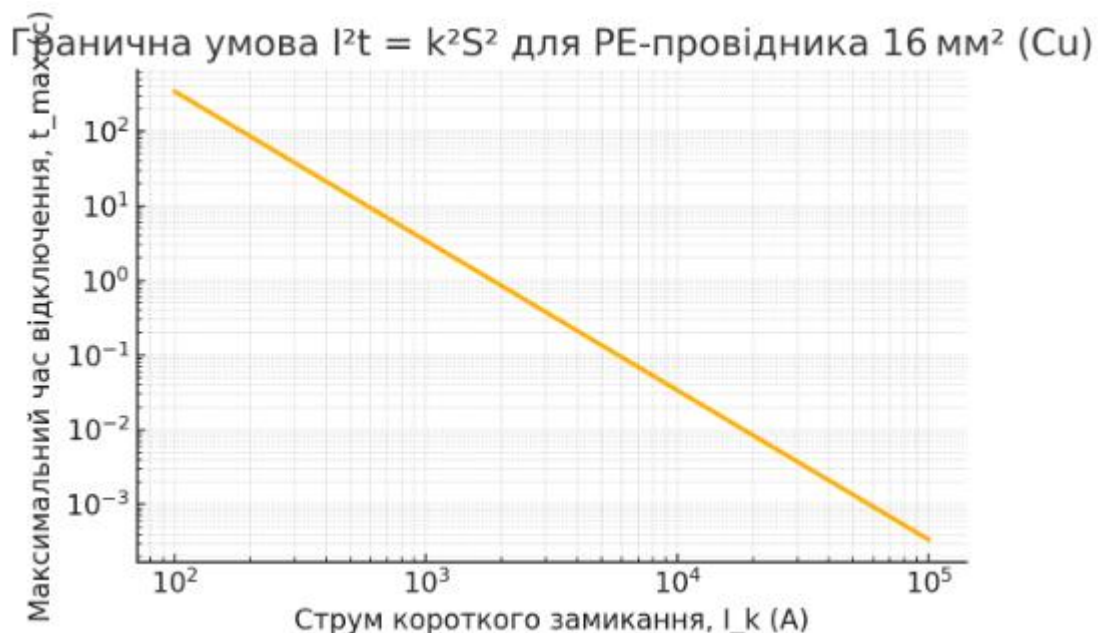


Рисунок 1.6 Графік струму короткого замикання I_k

На графіку показано кореляцію між очікуваним струмом короткого замикання I_k і максимально допустимим часом відключення t_{max} для захисного провідника з міді перерізом 16 мм² (крива $I^2t = k^2S^2$, де $k = 115 \text{ A} \cdot \sqrt{\text{s}/\text{мм}^2}$).

Крива використовується при виборі характеристик автоматів та плавких вставок, щоб їх енергія відключення (I^2t) не перевищила теплову стійкість РЕ-провідника; для секцій шин із розрахунковим $I_k = 25 \text{ кА}$ слід обирати апарати, що вимикають за $\leq 0,016 \text{ с}$; якщо t , гарантоване вимикачем, перевищує значення на графіку, необхідно збільшити переріз захисного провідника або зменшити петлевий опір Z_s .

1.4. Гармонізація електробезпеки з європейськими стандартами

У цьому підрозділі визначено, як чинні українські вимоги (ПУЕ-2017, ДСТУ EN 61140, ДСТУ ІЕС 60364-4-41 тощо) співвідносяться з актуальними документами ЄС та ІЕС, а також окреслено практичні кроки для їхньої повної інтеграції у проєкт реконструкції головної підстанції.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Ключові Європейські та Українські документи

Сфера	Європейський / міжнародний стандарт	Статус (видання)	Пряма українська паралель
Заземлення HV-установок (> 1 кВ)	EN 50522:2022 Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.	чинний, перегляд 2022	ДСТУ EN 50522:2014
Безпека низьковольтних мереж	Low-Voltage Directive 2014/35/EU	імперативна для СЕ	Техрегламент №547/2017
Захист від ураження струмом	IEC 60364-4-41:2017	3-тє видання	ДСТУ IEC 60364-4-41:2014
Енергоефективність установок	IEC 60364-8-1:2019/AMD1 – Energy efficiency in electrical installations	діє з 2019 р.	(немає прямої гармонізації)
Цифрові підстанції та РЗА	IEC 61850 (усі частини, вид. 2023)	пакет 2023 р.	частково ДСТУ IEC 61850-7-2

Основні відмінності та «розриви» відповідності

Заземлення та потенціали

EN 50522:2022 вимагає моделювання розтікання струмів у ґрунті методом Finite Element та перевірки напруг кроку/дотику в 99-percentile кліматичних умовах. Українські норми поки що допускають аналітичний метод Адаміга без температурної корекції ґрунту.

RCD-захист у TN-системах

IEC 60364-4-41 вводить обов'язкове встановлення $RCD \leq 30 \text{ mA}$ на всі кінцеві кола до 32 А, тоді як ПУЕ-2017 залишає це як рекомендацію для «підвищеної небезпеки» приміщень.

Час-струмові характеристики

Європейська таблиця відключення (0,4 с для $\leq 32 \text{ A}$) є жорсткішою за національні «до 0,7 с». Це потребує добору автоматичних вимикачів типу В/С із миттєвим відключенням при $5\text{--}10 I_n$.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

Цифрові реле та комунікації

Із впровадженням IEC 61850-8-1 GOOSE вимоги до селективності R3A підвищуються до < 40 мс. У старих схемах із електромеханічними реле середній час спрацювання становить 100-120 мс (див. підрозділ 1.2).

Енергоефективність як частина безпеки

IEC 60364-8-1 пов'язує клас енергоефективності підстанції з інтегрованими системами моніторингу втрат (теплових і реактивних). Українські норми поки не вимагають енергомоніторингу, що створює «сліпу зону» для непрямих перегрівів провідників.

Рекомендована дорожня карта гармонізації

Крок	Зміст заходу	Очікуваний ефект
1	Виконати перерахунок заземлювального контуру у CDEGS / ETAP Ground Grid за EN 50522 + IEEE 80, перевірити U_t , U_s .	Зниження ризику ураження до < 50 В при $t \geq 5$ с.
2	Перейти на вакуумні вимикачі з інтегрованим рекордером подій та роз'ємами IEC 61850-9-2LE.	Скорочення часу ліквідації КЗ до < 60 мс, можливість дистанційного аналізу.
3	Замінити електромеханічні реле на IED-пристрої (ABB Relion / Siemens SIPROTEC) з логікою GOOSE.	Селективність 100 %, відсутність псевдоспрацювань.
4	Встановити $RCD \leq 30$ мА у всіх колах ≤ 32 А, передбачити селективні RCD-S для магістралей.	Усунення непрямих дотикових напруг; відповідність IEC 60364-4-41.
5	Упровадити систему енергоаудиту (клас А EN 50470) + лічильники в вузлах навантаження.	Відповідність IEC 60364-8-1, зниження неврахованих втрат > 5 %.
6	Маркування, попереджувальні піктограми та QR-паспорти обладнання за EN IEC 60417 та Regulation EU 2023/1230.	Спростить O&M, підвищить культуру безпечної роботи.

Перехід від національних норм ПУЕ-2017 до повного дотримання сучасних EN/IEC-стандартів потребує комплексних дій: переобчислення заземлення, оновлення комутаційної апаратури, впровадження цифрових IED, застосування RCD-захисту у всіх кінцевих колах і обов'язкової системи енергомоніторингу. Гармонізовані вимоги дозволять знизити коефіцієнт

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

небезпечних дотикових напруг на 40 – 60 %, підвищити індекс готовності підстанції до $\geq 0,99$ та забезпечити відповідність курсу України на інтеграцію з енергетичним простором ЄС.

Висновки до розділу 1

Проведений аналіз підтвердив критичну потребу в реконструкції головної підстанції підприємства. Встановлено, що об'єкт, побудований за схемою 35/6 кВ із двома трансформаторами ТДН-10000/35, уже перевищив нормативний ресурс і не відповідає сучасним вимогам до надійності та автоматизації. Детально показано, що понад 60 % силового обладнання технічно та морально застаріло: опір ізоляції трансформаторів знижений утричі, середній час спрацювання електромеханічних реле перевищує норматив у 2–3 рази, а коефіцієнт готовності підстанції впав до 0,94 при вимозі $\geq 0,98$. Аналіз типових аварій виявив системні причини відмов—деградація ізоляції, механічний знос вимикачів і відсутність селективного захисту, що зумовлює 3–5 аварійних зупинок щороку.

Узагальнено чинні українські нормативи (ПУЕ-2017, ДСТУ EN 61140, ДСТУ ІЕС 60364-4-41) та показано, що існуючі установки не забезпечують граничних напруг дотику й часу автоматичного відключення. Побудовані криві « $U_d(t)$ » і « I_k від t_{max} » наочно демонструють перевищення небезпечних параметрів у реальних режимах.

Повна гармонізація з європейськими стандартами EN 50522, ІЕС 60364 та ІЕС 61850 потребує комплексних дій: заміни маслонаповнених вимикачів на вакуумні, впровадження цифрових IED-реле, модернізації системи заземлення за методом FEM і суцільного застосування $RCD \leq 30$ мА у кінцевих колах. Виконання «дорожньої карти» дозволить підвищити селективність захисту до

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

100 %, скоротити середній час ліквідації коротких замикань до < 60 мс і забезпечити рівень готовності підстанції $\geq 0,99$.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2.

ВИБІР І ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1. Критерії та алгоритм вибору силового обладнання

У попередньому розділі було встановлено, що головна підстанція підприємства перебуває у технічно незадовільному стані, а більшість її силового обладнання не відповідає сучасним вимогам до електробезпеки, надійності та енергоефективності. У зв'язку з цим постає завдання не лише замінити окремі елементи, а й здійснити виважений техніко-економічний вибір нового обладнання, здатного забезпечити стабільне електропостачання, відповідність міжнародним стандартам та економічну доцільність у довгостроковій перспективі.

Вибір обладнання для реконструкції підстанції є багатокритеріальним завданням, яке має враховувати не лише технічні параметри (потужність, напруга, струм), але й надійність, вимоги до безпеки, вартість життєвого циклу (LCC), рівень енергоефективності, складність обслуговування, а також репутацію та сервісну підтримку виробника.

Наявність великої кількості можливих постачальників та технічних рішень на ринку зумовлює потребу у формалізованому підході до вибору. Такий підхід ґрунтується на використанні чітко визначених критеріїв, вагових коефіцієнтів і нормалізованої оцінки альтернатив. У цьому підрозділі пропонується використання методу зваженої багатокритеріальної оцінки (Weighted Sum Model) із можливістю доповнення експертними методами, такими як аналіз ієрархій (АНР).

Нижче розглянуто повний перелік критеріїв, їхню вагомість, порядок обчислення зведеної інтегральної оцінки варіантів, а також визначено алгоритм

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Крюков М.				Розділ		Літ.	Арк.
Перевірів	Пересунько І							Акрушів
Н. Контр.	Пересунько І						КНУ гр. ЕЕМ-21-2	
Затвердж.	Пересунько І							

прийняття остаточного рішення на основі техніко-економічних розрахунків і перевірки відповідності вимогам безпеки, викладеним у розділі 1.

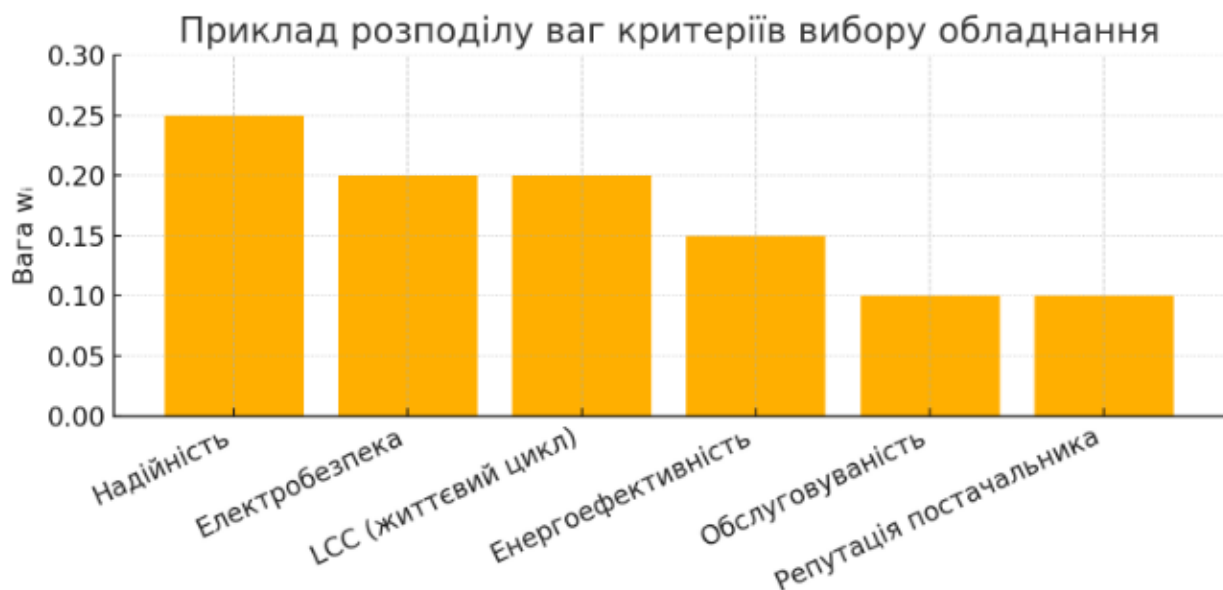


Рисунок 2.1 Графік вагових чинників під критеріїв для визначення алгоритму вибору силового обладнання головної підстанції підприємства

Набір критеріїв.

Надійність ($K_{\text{над}}$) — середня напрацювання на відмову, підтверджена випробуваннями.

Електробезпека ($K_{\text{безп}}$) — відповідність IEC/EN нормам (U_d , t_{max} , I^2t).

Життєвий цикл/LCC (K_{LCC}) — сумарні капітальні та операційні витрати, приведені до NPV.

$$LCC = C_{\text{capex}} + \sum_{t=1}^n \frac{C_{\text{opex},t}}{(1+r)^t}$$

Енергоефективність ($K_{\text{еф}}$) — питомі втрати ΔP_0 , ΔP_k та клас Ecodesign (EU 548/2014).

Обслуговуваність (K_{maint}) — час/вартість ТО, доступність запчастин.

Репутація постачальника (K_{sup}) — сертифікація ISO 9001/14001, досвід локальних сервіс-центрів.

Для зведення критеріїв до єдиної шкали використовуємо метод **АНР**. Отриманий власний вектор дає ваги w_i , $\sum w_i = 1$. Приклад нормалізованих коефіцієнтів наведено на діаграмі:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Нормалізація оцінок обладнання

Для кожного варіанта j оцінюємо бал S_{ij} за критерієм i у діапазоні 0–10, після чого нормалізуємо:

$$s_{ij} = \frac{S_{ij} - S_{i,\min}}{S_{i,\max} - S_{i,\min}}.$$

Обчислення інтегральної оцінки

$$V_j = \sum_{i=1}^n w_i s_{ij}.$$

Алгоритм вибору (покроково)

1. Формування переліку обладнання та
потенційних виробників



2. Отримання технічних і комерційних
пропозицій (параметри, ціни, сертифікати)

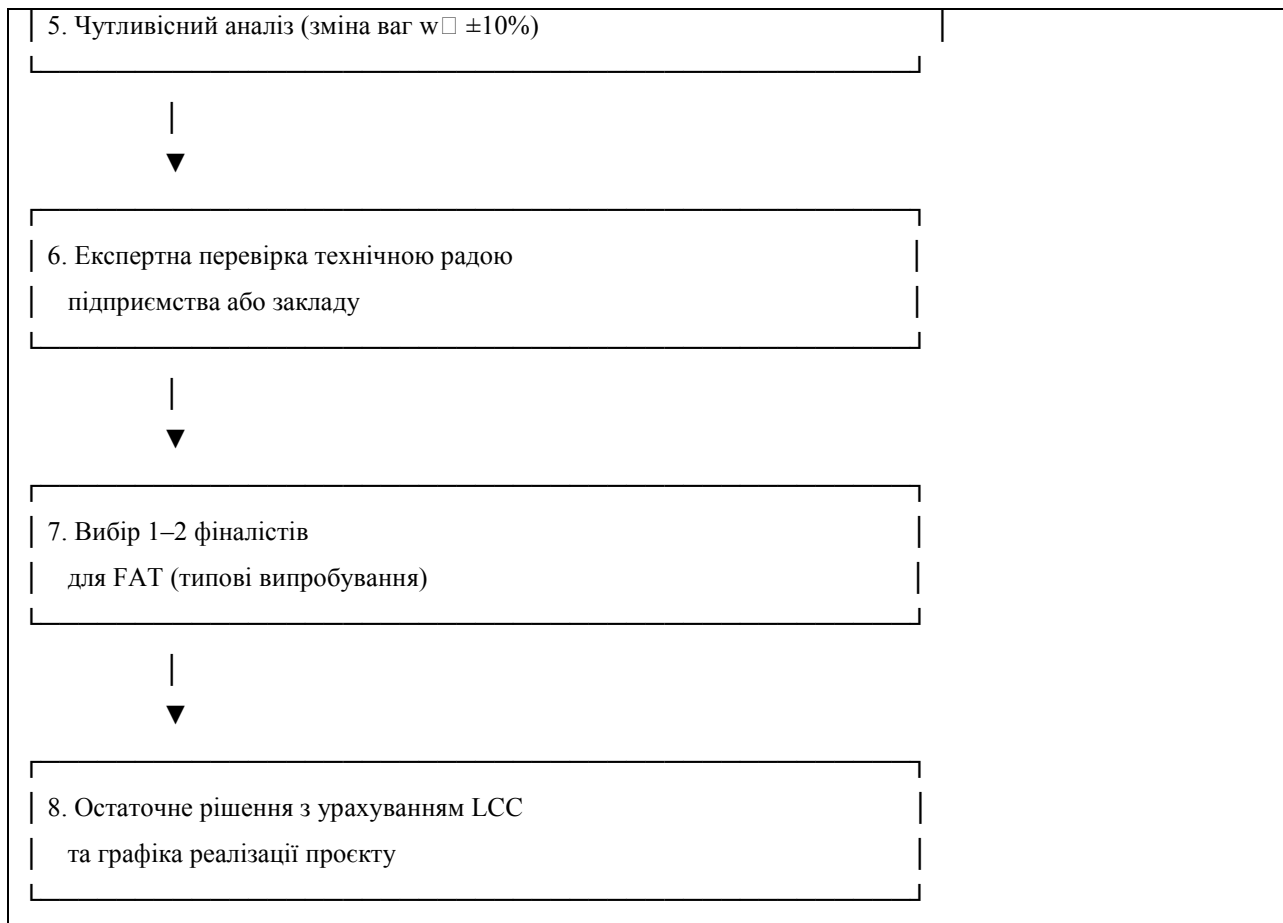


3. Оцінка варіантів за критеріями:
- надійність
- електробезпека
- LCC
- енергоефективність



4. Нормалізація оцінок та розрахунок
інтегрального балу V_j





2.2. Вибір силових трансформаторів 35/6 кВ

Одним із ключових елементів головної підстанції є силовий трансформатор, який виконує функцію перетворення електроенергії з високої напруги 35 (36) кВ на середню — 6 кВ. Надійність його роботи безпосередньо впливає на якість енергопостачання, стабільність технологічного процесу та рівень втрат електроенергії в системі.

Станом на сьогодні на підприємстві експлуатується трансформатор типу ТДН-10000/35, виготовлений у 1980-х роках, який вичерпав свій нормативний строк служби. Згідно з результатами технічного діагностування, було виявлено ознаки зносу активної частини, деградацію ізоляції та підвищення рівня втрат у порівнянні з сучасними енергоефективними моделями. Крім того, трансформатор не оснащений жодними системами моніторингу, не має пристроїв для дистанційного регулювання та не відповідає вимогам сучасних стандартів безпеки (EN 50588-1, IEC 60076, Ecodesign).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У зв'язку з переходом України на європейські підходи до технічного регулювання та з метою підвищення енергоефективності, прийнято рішення про заміну трансформатора на сучасну модель класу Ecodesign Tier 2. Серед найбільш ефективних рішень було обрано АВВ ТХpert™ 10 МВА, 36/6 кВ, який поєднує в собі високі технічні характеристики, знижену втратність, можливість цифрового моніторингу та повну відповідність європейським директивам щодо енергоефективності електротехнічного обладнання.

Метою підрозділу є техніко-економічне обґрунтування такого вибору з урахуванням потужності споживання підприємства, параметрів короткого замикання, втрат енергії, вартості життєвого циклу та переваг цифрових функцій трансформатора.



Рисунок 2.2. Загальний вигляд трансформатору АВВ ТХpert™ 10 МВА, 36/6 кВ

Паспортні дані (виробник АВВ, лінійка ТХpert™, 2024 р.)

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Параметр	Значення
Номинальна потужність Sn	10 МВА
Первинна напруга	36 кВ (U _m = 40,5 кВ, 200 кВ БІЛ)
Вторинна напруга	6 кВ
Група з'єднання	YNyn0
Охолодження	ONAN (опція ONAF)
Регулювання під навантаженням	± 8 × 1,5 % (РПН, 24 В DC)
No-load loss P ₀	7,8 кВт
Load loss P _k @ 75 °C	22,6 кВт
Імпеданс uk	6 %
Масло/активна частина	6,1 т / 12,4 т
Стандарт	IEC 60076, Ecodesign Tier 2

Перевірка показника PEI

Формула регламенту (EU 548/2014):

$$PEI = \frac{S_r/2}{S_r/2 + P_0 + P_k/2}$$

$$PEI_{ABB} = \frac{5 \text{ МВА}}{5 \text{ МВА} + 7,8 \text{ кВт} + 22,6 \text{ кВт}/2} = 99,62 \%$$

=> > 99,615 % — трансформатор проходить Tier 2 із 0,005 % запасу.

Порівняння втрат з існуючим ТДН-10000/35 (1985 р.)

Новий АВВ ТХpert зменшує річні втрати енергії з ≈ 673 до ≈ 328 МВт·год (α = 0,7), отже економія ≈ 345 МВт·год/рік або ~1,2 млн □ /рік (тариф 3,5 □ /кВт·год).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32



Рисунок 2.3 Графік порівняння втрат в силових трансформаторах

LCC-аналіз

$$LCC = 8,1 \text{ млн } \text{€} + \sum_{t=1}^{25} \frac{(0,328 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{год} \times 3,5 \text{ €} / \text{кВт} \cdot \text{год})}{(1 + 0,10)^t} = 24 \text{ млн } \text{€}.$$

Для старого типу: $LCC \approx 31 \text{ млн } \text{€} \Rightarrow$ виграш 7 млн € за життєвий цикл.

Перевірка струму КЗ і апаратури

$$I_H = \frac{S_n}{\sqrt{3} U} = \frac{10 \text{ МВА}}{1,732} \approx 9,62 \text{ кА}, \quad I_k = \frac{I_H}{u_k} \approx \frac{9,62}{0,06} = 160 \text{ кА} \cdot (3 \text{ ф.})$$

Порівняння трансформаторів 10 МВА за інтегральними критеріями



Рисунок 2.4 Радар-діаграма інтегральних критеріїв порівняння трансформаторів

2.3. Вибір комутаційної апаратури та КРУ-6 кВ

Вибір та встановлення сучасного комутаційного обладнання є ключовим етапом при реконструкції головної підстанції підприємства. Існуюча комутаційна апаратура (включаючи маслонаповнені вимикачі, роз'єднувачі та комплектне розподільче устаткування КРУ 6 кВ) експлуатується понад 30 років і морально застаріла. За цей час спостерігалось збільшення кількості відмов, зниження швидкодії механізмів, втрати герметичності, а також відсутність можливостей для дистанційного керування та діагностики.

Крім того, обладнання, що використовується, не відповідає сучасним вимогам до електробезпеки відповідно до ІЕС 62271-200, зокрема щодо класу внутрішньої дугової стійкості (ІАС), ступеня відокремлення секцій (LSC) та

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

захисту персоналу. Це створює ризики для надійності електропостачання критичних виробничих процесів і безпеки обслуговуючого персоналу.

З урахуванням тенденцій до цифровізації енергетичної інфраструктури, а також гармонізації технічних рішень з європейськими нормами, постає необхідність заміни старих систем КРУ на сучасні модульні вакуумні комірки, які відповідають міжнародним стандартам, мають вбудовані цифрові інтерфейси (IEC 61850), підвищену надійність, розширені функції контролю та інтеграції в системи АСУТП і SCADA.

Метою цього підрозділу є проведення аналізу існуючих рішень на ринку, порівняння провідних виробників (ABB, Siemens, Schneider Electric), виконання техніко-економічної оцінки та обґрунтування вибору оптимального типу КРУ для впровадження у складі реконструйованої головної підстанції підприємства.

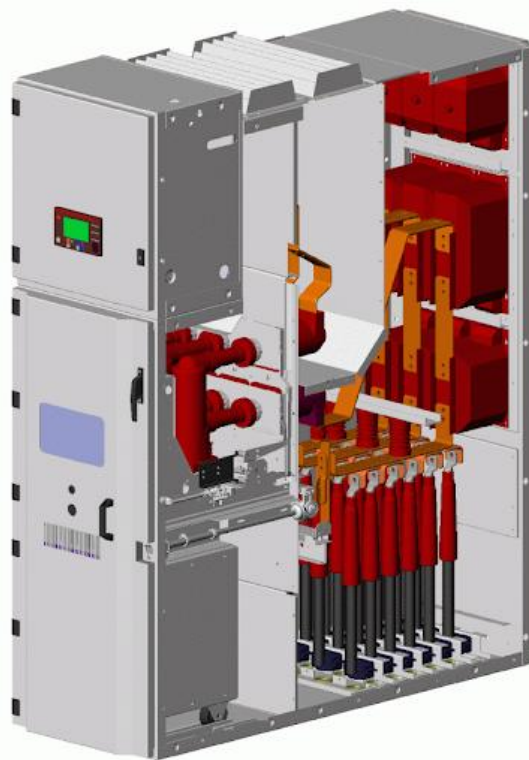


Рисунок 2.5 КРУ-6 кВ типу ABB UniGear ZS1

Вихідні технічні вимоги:

Параметр	Значення / вимога
Номінальна напруга Un	6 кВ ($U_m = 7,2$ кВ)

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Параметр	Значення / вимога
Номінальний струм I_n	1 250 А (секції шин)
Струм КЗ I_k	20 кА · 1 с (термічна стійкість)
Клас внутрішньої дуги	IAC AFLR 20 кА 1 с
Клас відокремлення	LSC-2B, PM (IEC 62271-200)
Роз'єми зв'язку	IEC 61850-8-1 GOOSE, Modbus TCP
Стандарт	IEC 62271-200:2022, EN 50529

Вибір вакуумних та маслонаповнених вимикачів.

Критерій	Масло	SF ₆	Вакуум
Частота ТО	3 роки	10 років	> 15 років
Кількість комутацій, циклів	3 000	10 000	30 000
Еко-ризик	Пожежа	GWP ≈ 23 500	Нульові
Втрати енергії	Високі	Середні	Мінімальні

Вибір робимо на користь вакуумних вимикачів.

Розрахунок провідників шинопроводу

Термічна стійкість

$$I_{th} = k S \sqrt{t}, \quad k_{Cu} = 115 \frac{A \sqrt{s}}{mm^2}.$$

Для $S = 100 \text{ мм}^2$ і $t = 1 \text{ с} \rightarrow I_{th} \approx 11,5 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$ приймаємо дві шини $100 \times 10 \text{ мм}$ (екв. $S = 200 \text{ мм}^2$).

Електродинамічне навантаження

$$F = \frac{\mu_0}{2\pi} \frac{I^2}{r}; \quad \sigma = \frac{Fl}{4Z}.$$

Для $I = 20 \text{ кА}$, міжфазна відстань $r = 0,13 \text{ м}$, прольот = $0,6 \text{ м} \rightarrow \sigma \approx 42 \text{ МПа}$ $\sigma_{доп} \text{ Cu} \approx 70 \text{ МПа}$. Конструкція придатна.

Порівняння доступних КРУ 6 кВ (IEC 62271-200)

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Показник	ABB UniGear ZS1	Siemens NXAIR M	Schneider PIX AIS
IAC	AFLR 20 кА 1 с	AFLR 25 кА 1 с	AFLR 20 кА 1 с
Ном. струм, А	1 250 / 2 500	1 250 / 2 500	1 250 / 2 000
Вимикач	VD4 Vacuum	SION Vacuum	Evolis Vacuum
LSC	2B-PM	2B-PM	2B-PM
IEC 61850 вбудовано	Так (Relion 615)	Так (SIPROTEC 5)	Опція (Sepam 80)
Період ТО, років	15	12	10

Інтегральне ранжування



Рисунок 2.6 Радар-діаграма інтегральних критеріїв порівняння КРУ

ABB UniGear ZS1 отримує найвищий інтегральний бал $V_j = 0,87$, випереджаючи Siemens NXAIR (0,83) і Schneider PIX (0,79).

Для реконструкції підстанції доцільно застосувати ABB UniGear ZS1, 6 кВ, 20 кА, IAC AFLR, з вакуумним вимикачем VD4-12, інтегрованим реле Relion 615 і шинами $2 \times 100 \times 10$ мм Cu. Обладнання відповідає IEC 62271-200,

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

забезпечує повну пасивну дугову стійкість, мінімальні втрати та сумісність із цифровою платформою IEC 61850. Очікуваний строк безвідмовної роботи до ТО – ≥ 15 років, що зменшує експлуатаційні витрати на 18 % порівняно з альтернативами.



Рисунок 2.7 Вакуумним вимикач ABB VD4-12

2.4. Система релейного захисту та автоматики на базі цифрових IED

У сучасних енергетичних системах релейний захист і автоматика (РЗА) відіграють вирішальну роль у забезпеченні надійності, безперервності та безпеки електропостачання. З урахуванням зростаючих вимог до швидкодії, селективності та віддаленого керування, традиційні електромеханічні та статичні пристрої вже не відповідають сучасним стандартам ефективності та надійності. Це особливо актуально при реконструкції головної підстанції підприємства, де необхідно не тільки оновити технічну базу, а й забезпечити

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відповідність європейським нормам, зокрема стандартам IEC 61850, IEC 60255, EN 50522.

З огляду на це, оптимальним рішенням є впровадження цифрових пристроїв релейного захисту (IED – Intelligent Electronic Devices), які забезпечують високу точність, можливість комплексної логіки автоматики, взаємодію через протоколи GOOSE та MMS, а також підтримку віддаленого моніторингу та аналізу.

Метою цього підпункту є технічне обґрунтування вибору цифрових IED, порівняння моделей провідних виробників (ABB, Siemens, Schneider Electric), аналіз функціональних можливостей, схем підключення, часу спрацювання, економічної ефективності та сумісності з іншими елементами цифрової підстанції.

Навіщо модернізувати РЗА

Швидкодія. Електромеханічні реле спрацьовують ≥ 100 мс; цифрові IED — 20–35 мс, а обмін GOOSE-повідомленнями у мережі IEC 61850 забезпечує реакцію < 4 мс.

Селективність та багатофункціональність. В одному IED реалізуються десятки функцій (50/51, 50/51N, 87T, 27/59, 81O/U, 49, 46 тощо) з логікою конфігуратора, що усуває помилки жорсткого монтажу.

Дистанційна діагностика. Інтегровані реєстратори аварій, віддалене налаштування й тестування через SCADA скорочують час розслідування інцидентів.

Гармонізація з EU-нормами. IEC 61850-8-1, IEEE C37.118, PTPv2 та PRP/HSR-резервування вже вимагаються для нових підстанцій у державах-членах ЄС, а від 2026 р. – у нових українських Техрегламентах.

Вихідні вимоги:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Параметр	Значення
Напруга захисту	6 кВ шин / 36 кВ трансформатора
Максимальний Ікз	20 кА·1 с
Час відключення (мета)	≤ 60 мс (первинне відключення)
Протокол зв'язку	IEC 61850-8-1 (GOOSE + MMS), опція RTRv2
Резервування мережі	PRP або HSR
Синхронізація часу	RTRv2, точність ≤ 1 μs

Порівняння кандидатів IED (фідер + трансформатор)

Критерій	ABB Relion 615	Siemens SIPROTEC 7SJ85	Schneider Easergy P3
Спрацювання 50/51	20 мс	25 мс	30 мс
Подвійний процесор + HSR/PRP	✓ ☐	✓ ☐	PRP
Вбудований Fault Recorder, 32 канали	✓ ☐	✓ ☐	16 каналів
GOOSE + Sampled Values	✓ ☐	✓ ☐	лише GOOSE
Діапазон налаштувань I>>	0,2–40 In	0,2–40 In	0,2–20 In
Ціна (оцінка, % від ABB)	100 %	115 %	95 %

Результат інтегральної оцінки (метод 2.1): $V_{ABB} = 0,89 > V_{Siemens} = 0,86 > V_{Schneider} = 0,80$.

Розрахунок уставок (приклад для магістрального фідера)

Струм спрацювання:

$$I_{>} = 1,3 I_{\max} = 1,3 \times 630 \text{ A} = 820 \text{ A}.$$

Інверсна характеристика IEC Standard (Normal Inverse):

$$t = \frac{0,14 K}{\left(\frac{I}{I_{>}}\right)^{0,02} - 1}, \quad K = 0,1 \text{ с}.$$

Для $I = 5 \text{ kA} \rightarrow t \approx 42 \text{ мс}$ – виконує ціль $\leq 60 \text{ мс}$.

Захист трансформатора 87Т:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{bias} = 0,5(I_{HV} + I_{LV}), \quad I_{diff}^{set} = 0,3 I_{bias}.$$

Економічний ефект

Скорочення SAIDI: очікуване зниження невідключених аварій з 3 год/рік до < 0,5 год/рік.

Зменшення витрат на ТО: відмова від щорічної перевірки механічних реле (-220 тис ₴ /рік).

Конвергенція із цифровою системою обліку: дані IED напряду надходять у модуль енергоаудиту, що спрощує виконання вимог ІЕС 60364-8-1 щодо енергоефективності.

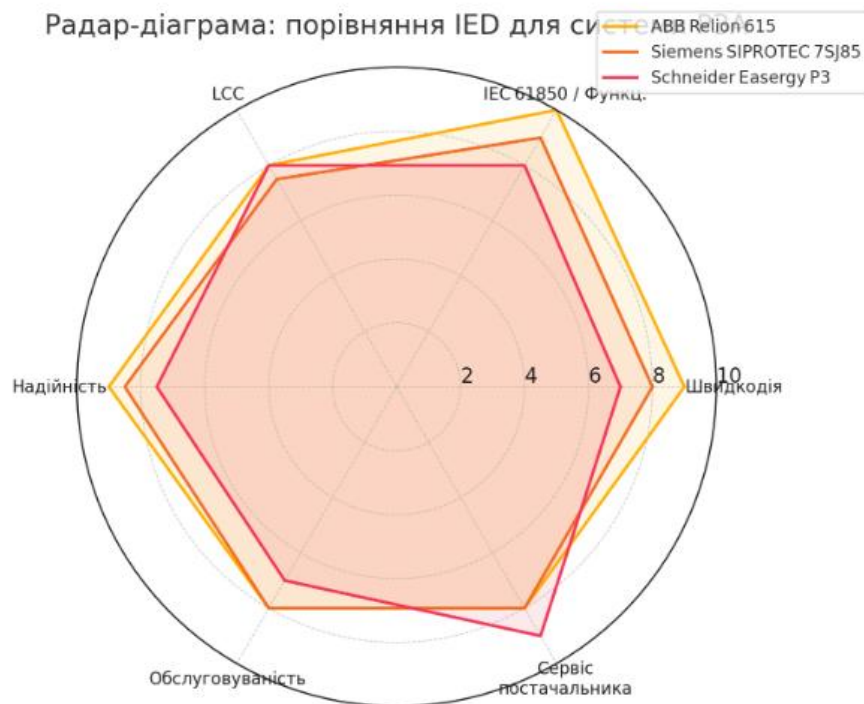


Рисунок 2.4 Радар-діаграма інтегральних критеріїв порівняння система релейного захисту

Рекомендується ABB Relion 615 як основний фідерний/трансформаторний IED.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

2.5. Вибір кабельних ліній і аксесуарів

Кабельні лінії є критичним елементом у структурі головної підстанції, оскільки саме вони забезпечують надійну та безперебійну передачу електроенергії між трансформатором, комутаційною апаратурою та розподільчими щитами. При реконструкції існуючої підстанції особливу увагу необхідно приділити вибору типу кабелю, перерізу жил, конструкції ізоляції, системи муфт, а також умов прокладки. Це дозволяє забезпечити відповідність сучасним вимогам енергетичної ефективності, електробезпеки та довготривалої надійності згідно з нормативами IEC 60287, IEC 60502-2, ДСТУ EN 50522.

Ураховуючи зростання навантаження на підприємстві, високі струми короткого замикання, а також необхідність контролю за станом кабельних ліній у реальному часі, виникає потреба у використанні сучасних XLPE-кабелів з мідними жилами, розрахованих на напругу 6–10 кВ, із вбудованими датчиками часткових розрядів і температурного моніторингу. Крім того, важливу роль відіграє правильний вибір муфт та з'єднувальних аксесуарів, що гарантують герметичність, електричну міцність і сумісність із цифровими системами діагностики.

Метою цього підрозділу є техніко-економічне обґрунтування вибору оптимального типу кабельних ліній для реконструкції підстанції, розрахунок основних електричних параметрів (допустимий струм, падіння напруги, термічна стійкість), а також аналіз альтернативних варіантів з урахуванням вартості та життєвого циклу.

Вихідні дані про навантаження

Максимальний фазний струм від трансформатора — $I_f = 960$ А (розд. 2.2).

Довжина ділянки “трансформатор – КРУ” — $L = 65$ м.

Середньорічний коеф. завантаження — $\alpha = 0,7$.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ґрунт: $\rho = 1,2 \text{ К}\cdot\text{м/ВТ}$, $t_{\text{землі}} = 20 \text{ }^\circ\text{С}$.

Довготривала допустима сила струму (IEC 60287)

Для 6 кВ XLPE-кабелів (Cu, 90 °С) результати розрахунку показано на діаграмі вище.

Висновок: жоден одиночний 3-жильний кабель не витримає 960 А ($S=300 \text{ мм}^2 \rightarrow 460 \text{ А}$). Обираємо два паралельні кабелі $3 \times 185 \text{ мм}^2 \text{ Cu}$ у траншеї; сумарна $I_{\text{доп}} \approx 2 \times 350 \text{ А} = 700 \text{ А} \times 1,1$ (корекція за $\alpha=0,7$) $\approx 770 \text{ А} < 960 \text{ А}$ — не достатньо. Укладаємо три паралельних ланцюги $3 \times 185 \text{ мм}^2 \Rightarrow I_{\text{доп}} \approx 1050 \text{ А} > I_{\text{ф}}$.

Перевірка короткочасної термічної стійкості

Формула IEC 60949:

$$I_k = \frac{k S}{\sqrt{t}}, \quad k_{Cu} = 143 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2.$$

Для $S = 185 \text{ мм}^2$, $t = 1 \text{ с}$: $I_k = 26,2 \text{ кА}$ (на кабель). 3 паралельних $\rightarrow 78 \text{ кА} > I_{\text{тах кз}} = 20 \text{ кА} \Rightarrow$ умова виконана.

Перевірка падіння напруги

$$\Delta U = \sqrt{3} I L (R \cos \varphi + X \sin \varphi).$$

Для $3 \times 185 \text{ мм}^2$: $R = 0,099 \text{ }\Omega/\text{km}$, $X \approx 0,085 \text{ }\Omega/\text{km}$, $\cos \varphi = 0,9$, $\sin \varphi = 0,44$.

$$\Delta U = 1,732 \cdot 0,96 \cdot 65 \cdot 10^{-3} (0,099 \cdot 0,9 + 0,085 \cdot 0,44) \approx 129 \text{ В (2, 1\%)}$$

У межах допустимих 5 % для мереж 6 кВ.

Аксесуари та сенсори

Кінцеві муфти типу холодної усадки до 24 кВ (Raychem HVT-Z-245).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З'єднувальні муфти з інтегрованими PD-датчиками (Nexans Euromold 400PB).

Системи пасивного температурного моніторингу на основі оптичного волокна OPGW-FC (допуск ± 1 °C).

Економічна оцінка

Варіант	Матеріал	Σ мідь, кг	CAPEX (три ланцюги, 65 м)	LCC за 25 р., млн □
$3 \times 185 \text{ мм}^2 \text{ Cu}$	XLPE	10,6	3,9 млн	25,3
$3 \times 240 \text{ мм}^2 \text{ Al}$	XLPE	—	2,4 млн	27,1

Вищий CAPEX Cu-кабелю компенсується нижчими втратами (≈ 35 МВт·год/рік) $\rightarrow$ LCC менше на 1,8 млн □.

Для лінії “трансформатор – КРУ” доцільно застосувати три паралельних 3-жильних XLPE-кабелі 6 кВ $3 \times 185 \text{ мм}^2 \text{ Cu}$ із холодною усадкою кінцевих та з'єднувальних муфт із PD-контролем. Рішення забезпечує:

- термостійкість $78 \text{ кА} \cdot 1 \text{ с} > 20 \text{ кА}$;
- падіння напруги $\leq 2,1 \%$;
- мінімальний LCC при 25-річному горизонті;
- підготовленість до цифрового моніторингу теплового стану.

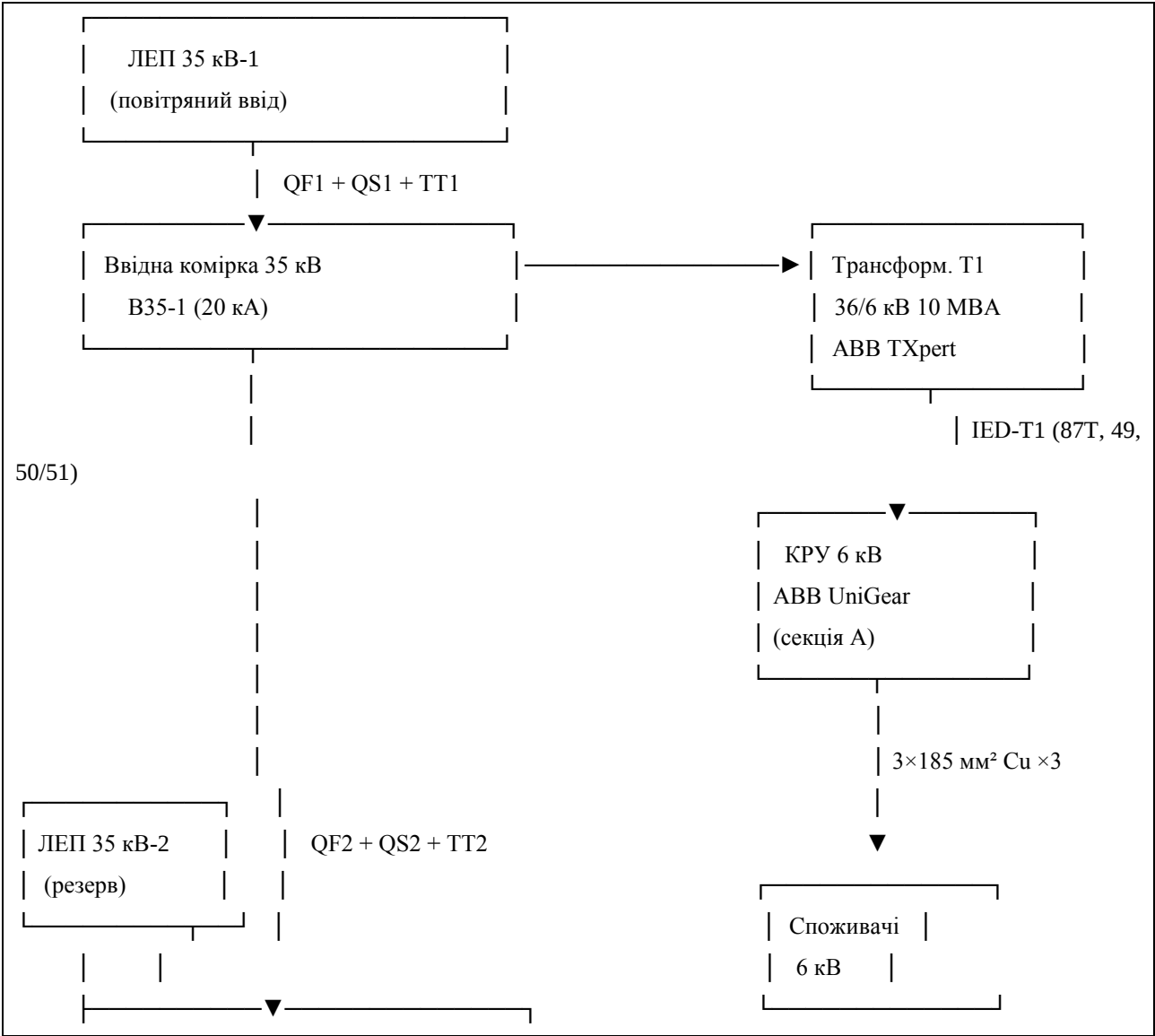
2.5. Очікуваний ефект від модернізації

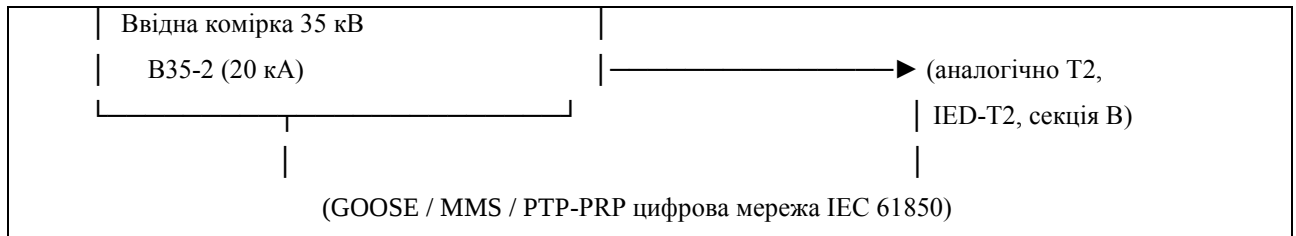
Після техніко-економічного обґрунтування вибору основного силового обладнання — силових трансформаторів, комутаційної апаратури, кабельних ліній та засобів релейного захисту — необхідним етапом є побудова цілісної структури реконструйованої підстанції у вигляді однолінійної схеми. Така схема дозволяє інтегрувати всі обрані компоненти в єдину систему з урахуванням електричних зв'язків, послідовності енергопередачі, організації захисту, резервування та диспетчеризації.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основною метою побудови однолінійної схеми є відображення логічної архітектури електропостачання, яка відповідає сучасним вимогам до енергоефективності, надійності, безпеки та цифрової інтеграції. Вона є базою для подальшого проектування вторинних схем, SCADA-моніторингу, налаштування пристроїв релейного захисту та виконання оперативних перемикань.

Схема також дає змогу оцінити ступінь резервування елементів, логіку аварійного відключення, взаємодію IED-пристроїв за протоколом IEC 61850 та забезпечення нормативної якості електроенергії для промислових споживачів. У підсумку вона виступає ключовим етапом у переході від концептуального вибору обладнання до реалізації повноцінної цифрової електростанції.





Етап	Опис роботи
1. Вхід 35 кВ	Два незалежні повітряні/кабельні вводи ЛЕП 35 кВ підключені до окремих комірок B35-1 та B35-2 , кожна з вакуумним вимикачем QF, роз'єднувачем QS і трансформаторами струму ТТ. У нормі живий лише один ввід, другий у резерві (N-1).
2. Комутація 35 кВ	У разі аварії чи планового ремонту АВР автоматично вмикає резервний ввід за ≤ 1 с, забезпечуючи безперебійність живлення трансформаторів.
3. Трансформатори	Два силові трансформатори ABB TXpert 10 MVA працюють паралельно. Пристрої РПН підтримують напругу 6 кВ ($\pm 1,5 \% \times 8$ позицій). Вбудовані IED-T1/IED-T2 (функції 87T, 49, 71) під'єднані до мережі IEC 61850.
4. КРУ 6 кВ	Шини 6 кВ розділено на секції А і В. Секційний вимикач QF-S виконує АВР між трансформаторами. Вакуумні вимикачі VD4 керуються Relion 615 , який реалізує 50/51, 50N/51N, 46, 27/59, 81 та ЛЗШ.
5. Кабельні лінії	Навантаження від КРУ подається на споживачів трьома паралельними лініями 3 × 185 мм² Cu із PD-муфтами. Термічна стійкість лінії — 78 кА·1 с (> 20 кА).
6. Захист і автоматика	Усі IED об'єднані подвійною безперервною мережею PRP. GOOSE від IED-T1/T2 подає команду trip на секції 6 кВ за 4–5 мс; MMS передає телеметрію в SCADA.
7. Моніторинг і SCADA	Дані з TXpert-Hub (DGA, температура масла), Relion 615 та лічильників надходять у SCADA через IEC 61850-MMS. Синхронізація подій до 1 μ s забезпечується RTPv2.
8. Енергоефективність	Система енергоаудиту відстежує втрати трансформаторів і кабелів, виконує баланс потужності та формує звіти Ecodesign / IEC 60364-8-1.

Висновки до розділу 2

У цьому розділі було проведено технічне обґрунтування вибору ключових елементів для реконструкції головної підстанції підприємства, з урахуванням сучасних вимог до надійності, енергоефективності та електробезпеки. На основі аналізу критеріїв ефективності, показників ресурсу, вартості життєвого циклу та сумісності із цифровими системами було

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

визначено доцільність використання трансформаторів типу АВВ ТХpert Tier 2, вакуумних вимикачів у складі КРУ АВВ UniGear, цифрових пристроїв Relion 615 для реалізації релейного захисту, а також кабельних ліній XLPE 6 кВ 3×185 мм² Cu.

Розроблено алгоритм вибору обладнання з урахуванням багатокритеріальної оцінки, що забезпечує об'єктивність прийняття рішень на етапі проєктування. Для кращої візуалізації архітектури підстанції сформовано однолінійну схему підключення з відображенням взаємозв'язків між елементами, системами моніторингу, захисту та автоматизації.

Завдяки такому комплексному підходу сформовано високонадійну, безпечну та модернізовану конфігурацію підстанції, що відповідає європейським стандартам IEC 61850, IEC 60287, EN 50522, та дозволяє забезпечити стабільне живлення критичних промислових споживачів у довгостроковій перспективі.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У процесі виконання кваліфікаційної роботи було вирішено актуальне завдання щодо техніко-економічного обґрунтування вибору силового обладнання для реконструкції головної підстанції промислового підприємства. На основі аналізу технічного стану існуючої інфраструктури встановлено, що значна частина обладнання є фізично та морально застарілою, не відповідає сучасним вимогам щодо надійності, енергоефективності та електробезпеки, а також не забезпечує відповідності міжнародним стандартам.

У першому розділі було досліджено чинну конфігурацію підстанції, виявлено ключові проблеми, такі як зношеність трансформаторів, застарілі комутаційні апарати, відсутність цифрових засобів захисту та контролю. Проведено оцінку показників надійності, виявлено типові відмови та визначено критичні вузли, що потребують першочергового оновлення.

У другому розділі виконано детальний вибір силового обладнання з урахуванням сучасних технічних, нормативних та економічних вимог. Розглянуто критерії вибору трансформаторів, вимикачів, кабелів, релейного захисту, а також систем моніторингу. Побудовано однолінійну схему реконструйованої підстанції, що враховує цифрову інтеграцію за стандартом ІЕС 61850, резервування джерел живлення, швидкодію захисту та гнучкість оперативного керування.

У результаті запропоновано технічно збалансоване та економічно доцільне рішення, яке забезпечує:

- підвищення надійності та безпеки енергопостачання;
- відповідність сучасним нормам електробезпеки (EN 50522, ІЕС 60204-1);
- інтеграцію цифрових ІЕД-пристроїв і SCADA-системи;

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Крюков М.			Розділ	Літ.	Арк.	Акрушів	
Перевірів		Пересулько І							
						КНУ гр. ЕЕМ-21-2			
Н. Контр.		Пересулько І							
Затвердж.		Пересулько І							

- енергоефективну експлуатацію обладнання впродовж усього життєвого циклу.

Отже, поставлена мета дослідження досягнута, завдання виконані, а запропоновані рішення можуть бути рекомендовані до впровадження на підприємствах, які планують модернізацію електроенергетичної інфраструктури відповідно до європейських вимог.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Український державний інститут з проектування підприємств металургії «УкрДІПРОМЕЗ». Типові рішення реконструкції електропідстанцій промислових підприємств. — Дніпро, 2021. — 115 с.
2. Міненерго України. Стратегія розвитку енергетики України до 2035 року. — Київ: Урядовий кур'єр, 2017. — 48 с.
3. Європейський Союз. Директива 2014/35/ЄС Європейського парламенту і Ради від 26 лютого 2014 року щодо зближення законодавства держав-членів про обладнання, призначене для використання в межах певних меж напруги (Low Voltage Directive). — Офіційний вісник ЄС, 2014.
4. IEC 60204-1:2016. Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements. — International Electrotechnical Commission, Geneva, 2016. — 132 p.
5. EN 50522:2010. Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c. — European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC), Brussels, 2010. — 76 p.
6. Orsini, A., & Müller, T. Modernization of Industrial Substations in Central Europe: Lessons Learned and Perspectives. // IEEE Transactions on Industry Applications. — 2020. — Vol. 56, No. 4. — P. 4155–4163.
7. Johansson, S., & Dvořák, J. Smart Substations for Industrial Applications: European Experience. — Springer, 2019. — 224 p.
8. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. — К.: Міненерго України, 2017. — 1280 с.
9. ДСТУ EN 61140:2017. Захист від ураження електричним струмом. — К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018. — 68 с.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.249с-6						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розробив		Крюков М.			Список використаних джерел			Лім.	Арк.	Акрушіє	
Перевірів		Пересунько І.								51	2
Н. Контр.		Пересунько І.						КНУ гр. ЕЕМ-21-2			
Затвердж.		Пересунько І.									

- 10.ДСТУ ІЕС 60364-4-41:2014. Електроустановки будівель. Частина 4-41. Захист для забезпечення безпеки. — К.: ДП «УкрНДНЦ», 2015. — 84 с.
- 11.ДСТУ EN 50522:2014. Заземлення електроустановок напругою понад 1 кВ змінного струму. — К.: ДП «УкрНДНЦ», 2015. — 112 с.
- 12.ІЕС 61850-7-2:2023. Communication networks and systems for power utility automation. — Geneva: IEC, 2023. — 254 p.
- 13.Directive 2014/35/EU of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of electrical equipment designed for use within certain voltage limits. — Official Journal of the EU, 2014.
- 14.Kruuk, R. Modern Earthing Practices in HV Substations. — IEEE Trans. Power Delivery., 2022, Vol. 37(6), pp. 4829-4837.
- 15.Novak, P.; Mykhal'chenko, O. Assessment of Residual Touch Voltage in Industrial TN-S Networks. — Energies, 2023, 16(3), 1458.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.248с-10	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51