

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ

Факультет (ННІ) енергетики, автоматики і енергозбереження

УДК: 621.316.93:621.316.925:004.6

ПОГОДЖЕНО
Дека́н факультету
ННІ енергетики, автоматики
і енергозбереження

(назва факультету (ННІ))

_____ Каплун В.В.
(підпис) (ПІБ)
“ ___ ” _____ 2025 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри інженерії
енергосистем
(назва кафедри)

_____ Антипов Є.В.
(підпис) (ПІБ)
“ ___ ” _____ 2025 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Модернізація підстанції 110/10/10 "Металургійна" з впровадженням цифрових технологій для релейного захисту і автоматики»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-наукова
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

_____ (науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

_____ (ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

д.т.н., професор

_____ (науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Каплун В.В.

_____ (ПІБ)

Виконав

_____ (підпис)

Христич Д.Р.

_____ (ПІБ студента)

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ

Факультет (ННІ) енергетики, автоматики і енергозбереження

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
інженерії енергосистем
К.Т.Н., доцент Антипов Є.В.
(науковий ступінь, вчене звання) (підпис) (ПІБ)
“ _____ ” _____ 2025 року

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Христичу Дмитру Романовичу

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма: Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми: освітньо-наукова
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Модернізація підстанції 110/10/10 "Металургійна" з впровадженням цифрових технологій для релейного захисту і автоматики»
затверджена наказом ректора НУБіП України від “ _____ ” _____ 20__ р.
№ _____

Термін подання завершеної роботи на кафедру _____
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської кваліфікаційної роботи: результати досліджень кафедри, технічна документація виробників електротехнічного обладнання, нормативні документи про захист електрообладнання.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Технічний стан та конфігурація підстанції 110/10/10 кВ «Металургійна»;
2. Вплив застарілого обладнання на надійність електропостачання та його модернізації;
3. Розрахунок струмів короткого замикання для вибору та налаштування релейного захисту;
4. Принципи роботи, технічні характеристики та функціональні можливості мікропроцесорних терміналів провідних виробників;
5. Можливості впровадження цифрових технологій у систему РЗА підстанції та переваги використання протоколів GOOSE і MMS.

Дата видачі завдання “ _____ ” _____ 2025 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи _____ Каплун В.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання _____ Христич Д.Р.
(підпис) (прізвище та ініціали студента)

РЕФЕРАТ

Христич Д.Р. «Модернізація підстанції 110/10/10 "Металургійна" з впровадженням цифрових технологій для релейного захисту і автоматики».

(магістерська кваліфікаційна робота, Київ, Національний університет біоресурсів і природокористування України, 2025 р.). Обсяг — 90 сторінок, таблиць — 17, рисунків — 22, список використаних джерел — 20 найменувань.

В розділі 1 наведено технічний опис підстанції «Металургійна» та розраховані струми короткого замикання.

У розділі 2 проведено оцінку технічного стану встановленого обладнання на ВРП-110 та ЗРП-10.

У розділі 3 розглянуто основи релейного захисту, обрано типи захисту для трансформаторів та ліній, а також проведено огляд сучасних мікропроцесорних терміналів

У розділі 4 виконано розрахунки уставок для основних захистів: диференційного, максимального струмового, газового, захисту від перевантаження та ін.

У розділі 5 проаналізовано доцільність цифровізації підстанції, розглянуто реалізацію стандарту IEC 61850, зокрема протоколи GOOSE та MMS, і наведено порівняльний аналіз цифрових та традиційних рішень.

У розділі 6 наведено основні вимоги до безпечної експлуатації електроустановок.

За отриманими результатами сформовані висновки.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, реконструкція, релейний захист, мікропроцесорний пристрій, цифровізація, IEC 61850, модернізація, уставки.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ	8
1.1 Загальний огляд ПС 110/10/10 «Металургійна»	8
1.2 Технічні характеристики підстанції	11
1.2.1 характеристики встановленого обладнання на ВРП-110	11
1.2.2 Силові трансформатори	12
1.2.3 Характеристики встановленого обладнання в ЗРП-10	13
1.3 Розрахунок струмів короткого замикання	13
РОЗДІЛ 2. ОНОВЛЕННЯ ЗАСТАРІЛОГО ОБЛАДНАННЯ	20
2.1 Оцінка стану наявного обладнання	20
2.2 Критерії вибору нового обладнання	21
2.3 Вибір обладнання ВРП-110	23
2.3.1 Вибір вимикачів по стороні 110 кВ	23
2.3.2 Вибір трансформаторів струму 110 кВ	25
2.3.3 Вибір трансформатори напруги 110 кВ	27
2.4 Вибір обладнання ЗРП-10 кВ	28
2.4.1 Вибір трансформаторів струму 10 кВ	29
2.4.2 Трансформатори напруги 10 кВ	29
РОЗДІЛ 3. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	31
3.1 Основи релейного захисту підстанцій	31
3.2 Вибір типів захисту для трансформаторів 110 кВ та приєднань 10 кВ	35
3.3 Огляд сучасних мікропроцесорних терміналів	36
3.4. Огляд основних виробників мікропроцесорних пристроїв захисту.	37
3.5. Вибір мікропроцесорних терміналів	49
РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК УСТАВОК	50
4.1 Розрахунок диференціального захисту	51
4.3 Вибір витримки часу МСЗ	57
4.4 Розрахунок захисту від перевантаження	57

	5
4.5 Розрахунок блокування РПН	59
4.6 Газовий захист	59
4.7 Розрахунок уставки пуску обдуву силового трансформатора	60
РОЗДІЛ 5. ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ЦИФРОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ МОДЕРЕНІЗАЦІЇ ПС 110/10/10 «МЕТАЛУРГІЙНА»	62
5.1 Впровадження цифровізації на ПС	62
5.2 Стандарт IEC 61850	64
5.2.1 Протокол GOOSE	67
5.2.2 Протокол MMS	68
5.3 Цифрові вимірювальні прилади	69
5.4 Реалізація рішень	72
5.5 Результати досліджень впровадження цифровізації на підстанціях	75
РОЗДІЛ 6. УМОВИ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	83
6.1. Організація безпечної експлуатації електроустановок	83
ВИСНОВКИ	87
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	89

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ПС	—	підстанція
ВН	—	висока напруга
СН	—	середня напруга
НН	—	низька напруга
КЗ	—	коротке замикання
РЗА	—	релейний захист та автоматика
ТС	—	трансформатор струму
ТН	—	трансформатор напруги
РПН	—	регулювання під навантаженням
СВ	—	струмова відсічка
МСЗ	—	максимальний струмовий захист
ДЗ	—	дистанційний захист
ДФЗ	—	диференційний фазний захист
ПУЕ	—	Правила улаштування електроустановок
ПТЕ	—	Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів
ТВП	—	трансформатор власних потреб
КРУ	—	комплектний розподільчий пристрій
ЗРП	—	закритий розподільчий пристрій
ВРП	—	відкритий розподільчий пристрій
ЩВП	—	щит власних потреб

ВСТУП

Розвиток енергетичної галузі вимагає постійного вдосконалення електроенергетичних об'єктів для забезпечення надійного та безперервного електропостачання. Одним із ключових елементів енергосистеми є підстанції, які виконують функцію трансформації та розподілу електроенергії між різними рівнями напруги. Важливим аспектом їхньої ефективної роботи є використання сучасного обладнання, здатного забезпечити стабільність та безпеку експлуатації.

Підстанція 110/10/10 кВ "Металургійна" відіграє важливу роль у забезпеченні електропостачання побутових, комунальних та промислових споживачів. Однак значний термін експлуатації обладнання призводить до його зношення тим самим підвищуючи ризики аварійних ситуацій, збільшує витрати на обслуговування та знижує загальну ефективність роботи. Для вирішення даних проблем необхідно впровадити сучасні технології та замінити застаріле обладнання на сучасні аналоги.

Дана робота присвячена аналізу стану підстанції "Металургійна", оцінці можливостей її модернізації та вибору оптимальних технічних рішень. Проведено детальний порівняльний аналіз обладнання провідних світових виробників, що дозволило визначити найбільш ефективні варіанти оновлення з урахуванням економічних, технічних та екологічних чинників. Особлива увага приділяється питанням релейного захисту, автоматизації, енергоефективності та довговічності нових компонентів.

Результати дослідження сприятимуть підвищенню надійності роботи підстанції, мінімізації експлуатаційних витрат та покращенню якості електропостачання, що є важливим фактором для стабільного функціонування енергетичної інфраструктури регіону.

РОЗДІЛ 1 ТЕХНІЧНИЙ ОПИС ПІДСТАНЦІЇ

1.1 Загальний огляд ПС 110/10/10 «Металургійна»

Підстанція 110/10/10 кВ «Металургійна» розташована за адресою - Київська область, м. Бровари, вул. Щолківська, 6, та експлуатується виробничим персоналом ПРАТ "ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ".

Підстанція живить електроенергією побутових, комунальних і промислових споживачів м. Бровари.

Живлення ПС здійснюється повітряно-кабельними лініями 110 кВ від ПС "Броварська" двома лініями 110 кВ «Броварська №1» та «Броварська №2».

Підстанція має відкрито встановлені силові трансформатори, відкритий розподільний пристрій 110 кВ (ВРП 110 кВ), будівлю загальнопідстанційного пункту керування (ЗПК) суміщену з комплектним розподільчим пристроєм 10 кВ (КРП 10 кВ), будівлю розподільчого пристрою 10 кВ (РП 10 кВ), відкрито встановлені дугогасні агрегати 10 кВ (ДГА 10 кВ) та трансформатори власних потреб (ТВП).

ВРП 110 кВ зібрано за схемою " Два блока лінія-трансформатор з відокремлювачем короткого замикання та масляним вимикачем для секціонування з боку ліній електропередачі ". Ошинування розподільчого пристрою виконано сталевалюмінієвим дротом.

КРП 10 кВ виконано на основі комірок типу КРУ-2-10, за схемою "Дві робочі, секціоновані вимикачами системи шин " та приєднано до силових трансформаторів за допомогою шинних мостів через струмообмежувальні реактори.

Власні потреби ПС виконані на змінному струмі напругою 380/220 В. Розподіл електроенергії власних потреб - на щиті ЩВП. Два трансформатори

власних потреб ТМ100/10/0,38 кВ потужністю 100 кВА приєднані, через запобіжники, до ввідних комірок КРП 10 кВ.

Оперативний струм на підстанції постійний, напругою 220 В.

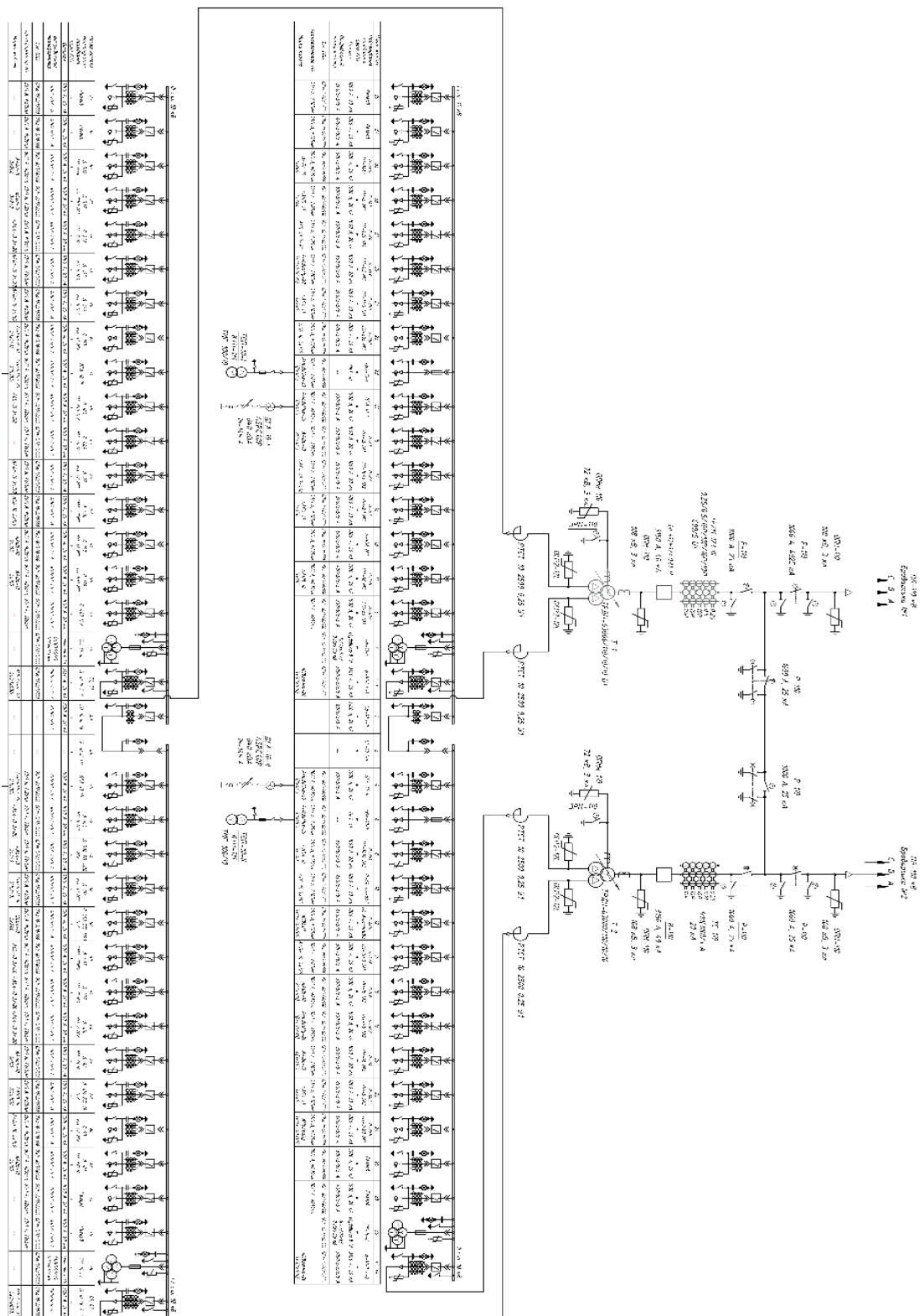


Рис. 1.1. Головна схема електричних з'єднань ПС «Металургійна»

1.2 Технічні характеристики підстанції

1.2.1 Характеристики встановленого обладнання на ВРП-110

Зі сторони ліній встановлені лінійні роз'єднувачі із заземленням РЛНД-2-110/1000. Секційний масляний вимикач типу МКП-110.

Зі сторони трансформаторів встановлені відокремлювач короткого замикання та шинні роз'єднувачі із заземленням РЛНЗ-110/630. Також встановлені вентильні розрядники РВС-110.

Таблиця 1.1

Характеристики встановленого обладнання на ВРП-110

Тип	U _{ном} ,кВ	U _{макс} , кВ	I _{ном} , А	I _{дин} , кА	i _{терм} , кА/ t _{доп} , с
РЛНД-2-110/1000	110	115	1000	80	31,5/4
РЛНД-2-110/1000	110	115	1000	80	31,5/4
РЛНЗ-1-110/630	110	115	630	80	31,5/4
МКП-110	110	121	1000	50	18,4/5
РВС-110	110	115	150	10	
ВД-110	110	115	800	-	-

1.2.2 Силові трансформатори

На підстанції встановлено два силові три обмоткові масляні трансформатори ТРДН-63000/110/10/10 з можливістю зміни напруги під навантаженням та розщепленою вторинною обмоткою. За нормального режиму вони працюють окремо один від одного. Характеристики трансформатора наведені у табл.1.2.

Таблиця 1.2

Характеристики силових трансформаторів

Параметри	Т1		Т2	
Тип	ТРДН		ТРДН	
Номінальна потужність	63000 кВ·А		63000 кВ·А	
Номінальна напруга	ВН	115кВ	ВН	115кВ
	НН	11кВ	НН	11кВ
Напруга короткого замикання	10,5%		10,5%	
Втрати короткого замикання	170 кВт		170 кВт	
Струм холостого ходу	0,9%		0,9%	
Втрати холостого ходу	19 кВт		19 кВт	
Схема з'єднання обмоток	Y/Δ		Y/Δ	
Тип РПН в нейтральній обмотці ВН	ПДП-4		ПДП-4	
Межі регулювання напруги	±9×1,78%		±9×1,78%	
Тип вбудованого ТС	ТВТ-110		ТВТ-110	
Коефіцієнт трансформації	600/5		600/5	

1.2.3 Характеристики встановленого обладнання в ЗРП-10

Низька сторона має виконання ЗРП в якій знаходяться 4 секції шин 10 кВ. На ввідних комірках та секційних встановлені масляні вимикачі типу ВМПП-10-1600-31,5. На відходящих лініях ВМПП-10-630-20.

Таблиця 1.3

Характеристики вимикачів 10 кВ

Тип	Uном, кВ	Uмакс, кВ	Iном, А	Iдин, кА	ітерм, кА/ t _{доп} , с
ВМПП-10-1600-31,5	10	110	1600	60	31,5/4
ВМПП-10-630-20	10	12	630	40	20/4

1.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Для визначення параметрів РЗА та вибору електрообладнання ПС необхідна інформація про періодичну складову струму короткого замикання в максимальному та мінімальному режимах системи електропостачання, імпульсний струм короткого замикання. В режимі максимуму енергетичної системи та інтеграл Джоуля в точках К1 і К2.

Щоб отримати ці значення, необхідно створити схему заміщення і ввести в нього найважливіші параметри, такі як номінальна напруга високої і низької сторони, коефіцієнти трансформації ТС, потужність і тип силового трансформатора, межі налаштування перемикача РПН і розташування розрахункових точок.

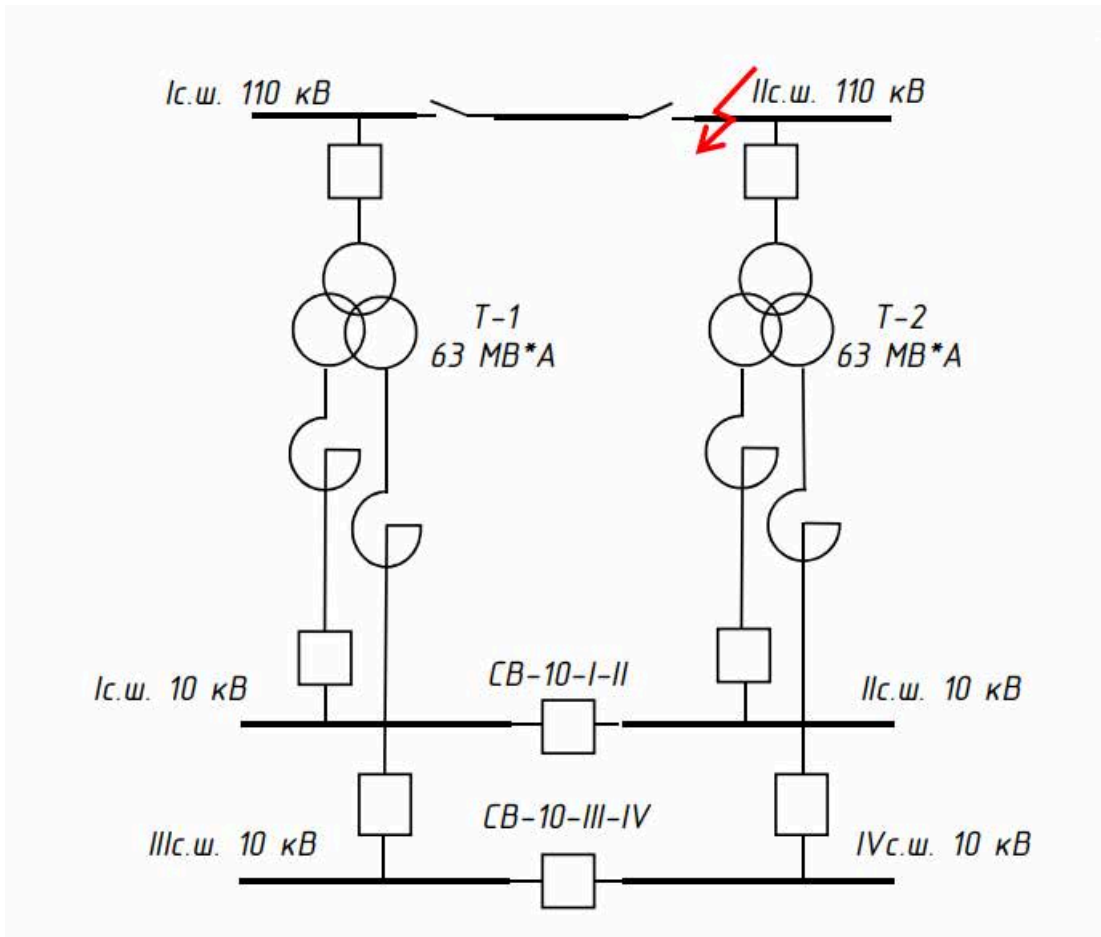


Рис.1.2. Спрощена схема з'єднань ПС «Металургійна»

Для розрахунку схеми заміщення необхідні дані з таблиці Характеристики силових трансформаторів для розрахунку струмів КЗ.

Таблиця 1.4

Характеристики силових трансформаторів для розрахунку струмів КЗ

Номінальна потужність	$S_{\text{ном}}$	63	МВ*А
Номінальна напруга ВН	$U_{\text{ном.ВН}}$	115	кВ
Номінальна напруга НН1, НН2	$U_{\text{ном.НН1, (НН2)}}$	10,5	кВ
Діапазон регулювання	$U_{\text{рпн}}$	16	кВ
Напруга короткого замикання $U_{\text{к.з.ВН-(НН1+НН2)}}$	ук.з.min	10,33	%
	ук.з.ср.*	10,5	%
	ук.з.max.*	11,18	%
Втрати короткого замикання $P_{\text{к.з.ВН-(НН1+НН2)}}$	Рк.з.min.*	238,9	кВт
	Рк.з.ср.*	238,9	кВт
	Рк.з.max.*	238,9	кВт

Таблиця 1.5

Параметри системи

1	Напруга системи в максимальному режимі		U_{max}	123,4	кВ
2	Активний опір системи в максим. режимі	Пряма послідовність	$r_{1к.з.max.}$	2,073	Ом
3		Нульова послідовність	$r_{0к.з.max.}$	3,488	Ом
4	Реактивний опір системи в максим. режимі	Пряма послідовність	$x_{1к.з.max.}$	6,311	Ом
5		Нульова послідовність	$x_{0к.з.max.}$	13,014	Ом
6	Напруга системи в мінімальному режимі		U_{min}	120,3	кВ
7	Активний опір системи в мінім. режимі	Пряма послідовність	$r_{1к.з.min.}$	2,071	Ом
8		Нульова послідовність	$r_{0к.з.min.}$	3,987	Ом
9	Реактивний опір системи в мінім. режимі	Пряма послідовність	$x_{1к.з.min.}$	13,445	Ом
10		Нульова послідовність	$x_{0к.з.min.}$	16,928	Ом
11	Струм КЗ в максимальному режимі	3-фазний	$I_{к.з. max.}^{(3)}$	10,726	кА
12		1-фазний	$I_{к.з. max.}^{(1)}$	7,991	кА
13	Струм КЗ в мінімальному режимі	3-фазний	$I_{к.з. min.}^{(3)}$	5,107	кА
14		1-фазний	$I_{к.з. min.}^{(1)}$	4,676	кА

Розрахуємо опори трансформатора при положенні РПН, відповідно максимальній та мінімальній напрузі на боці ВН, а також при середньому положенні.

При максимальній напрузі :

$$Z_{max} = \frac{U_{k.max} \cdot U_{max}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{11,8 \cdot 123,4^2}{100 \cdot 63} = 28,17$$

(1.1)

Опір трансформатора при нейтральному положенні РПН:

$$Z_{cp} = \frac{U_{k.cp} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,04 \text{ Ом}$$

(1.2)

При мінімальній напрузі :

$$Z_{min} = \frac{U_{k.min} \cdot (U_{ном} \cdot (1 - \Delta U_{рпн}))^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,33 \cdot (115 \cdot (1 - 0,16))^2}{100 \cdot 63} = 15,3 \text{ Ом} \quad (1.3)$$

Розрахуємо активний опір силового трансформатора:

При максимальній напрузі:

$$R_{max} = \frac{P_{k.max} \cdot U_{max}^2}{S_{ном}^2} = \frac{238,9 \cdot 123,4^2}{63^2} = 0,96 \text{ Ом} \quad (1.4)$$

При середній напрузі:

$$R_{cp} = \frac{P_{k.cp} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{238,9 \cdot 115^2}{63^2} = 0,80 \text{ Ом} \quad (1.5)$$

При мінімальній напрузі:

$$R_{min} = \frac{P_{min} \cdot (U_{ном} \cdot (1 - \Delta U_{ном}))^2}{S_{ном}^2} = \frac{238,9 \cdot (115 \cdot (1 - 0,16))^2}{63^2} = 0,56 \text{ Ом} \quad (1.6)$$

Розрахуємо реактивний опір силового трансформатора:

Максимальний реактивний опір:

$$X_{max} = \sqrt{Z_{max}^2 - R_{max}^2} = \sqrt{28,17^2 - 0,96^2} = 28,15 \text{ Ом} \quad (1.7)$$

Середній реактивний опір:

$$X_{cp} = \sqrt{Z_{cp}^2 - R_{cp}^2} = \sqrt{22,04^2 - 0,8^2} = 22,03 \text{ Ом}$$

(1.8)

Мінімальний реактивний опір:

$$X_{min.} = \sqrt{Z_{min.}^2 - R_{min.}^2} = \sqrt{15,3^2 - 0,56^2} = 15,29 \text{ Ом}$$

(1.9)

Розрахуємо опір схеми заміщення трансформатора для максимального та мінімального режиму

Максимальний:

$$rb_{max} = 0,125 \cdot R_{max} = 0,125 \cdot 0,96 = 0,12 \text{ Ом}$$

(1.10)

$$xB_{max} = 0,125 \cdot X_{max} = 0,125 \cdot 28,16 = 3,52 \text{ Ом}$$

(1.11)

$$rH_{max} = 1,75 \cdot R_{max} = 1,75 \cdot 0,96 = 1,67 \text{ Ом}$$

(1.12)

$$xH_{max} = 1,75 \cdot X_{max} = 1,75 \cdot 28,16 = 49,3 \text{ Ом}$$

(1.13)

Мінімальний:

$$rb_{min} = 0,125 \cdot R_{min} = 0,125 \cdot 0,56 = 0,07 \text{ Ом} \quad (1.14)$$

$$xb_{min} = 0,125 \cdot X_{min} = 0,125 \cdot 15,29 = 1,91 \text{ Ом} \quad (1.15)$$

$$rH_{min} = 1,75 \cdot R_{min} = 1,75 \cdot 0,56 = 0,98 \text{ Ом} \quad (1.16)$$

$$XH_{min} = 1,75 \cdot X_{min} = 1,75 \cdot 15,29 = 26,8 \text{ Ом} \quad (1.17)$$

За отриманими розрахунками можна побудувати схему заміщення

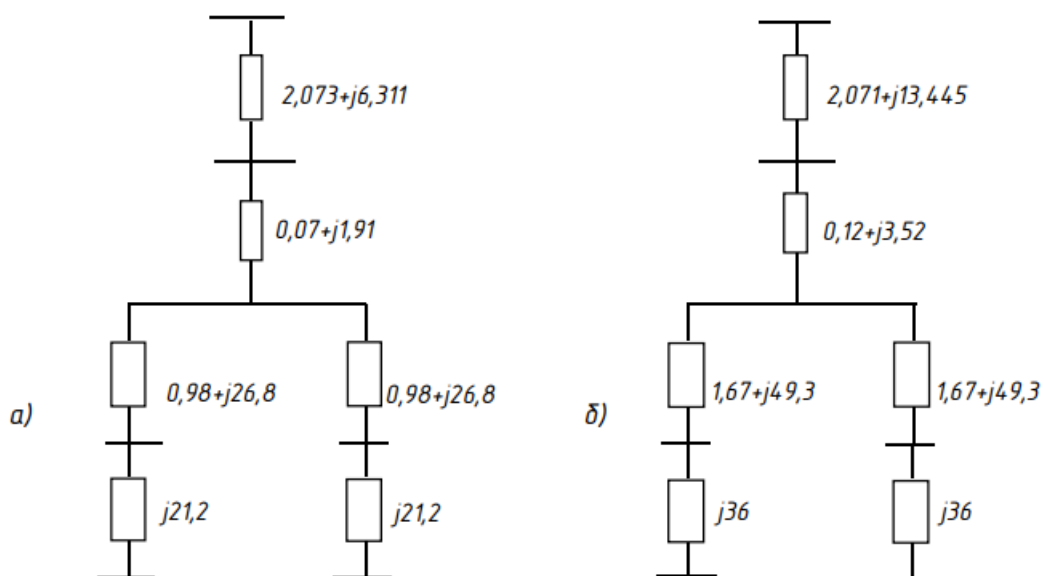


Рис.1.3. Розрахункова схема заміщення: а)максимальний режим; б)мінімальний режим.

Зведемо розрахунок струмів короткого замикання в таблицю 1.6

Таблиця 1.6

Розрахунок струмів короткого замикання

Назва	Розрахункова формула	Значення	
		$I_{кз}^{(3)}, A$	$I_{кз}^{(2)}, A$
Максимальний струм по стороні ВН трансформатора при КЗ на шинах 10 кВ до реактора	$I_{кз.max} = \frac{U_{мер.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{max}}$	2029	1757
Мінімальний струм по стороні ВН трансформатора при КЗ на шинах 10 кВ до реактора	$I_{кз.min} = \frac{U_{мер.max}}{\sqrt{3} \cdot Z_{min.}}$	1047	907
Максимальний струм по стороні ВН трансформатора при КЗ на шинах 10 кВ після реактора	$I_{кз.max} = \frac{U_{Мер..ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{max}}$	1267	1097
Мінімальний струм по стороні ВН трансформатора при КЗ на шинах 10 кВ після реактора	$I_{кз.min} = \frac{U_{мер.max}}{\sqrt{3} \cdot Z_{min.}}$	679	588
Максимальний струм по стороні НН трансформатора при КЗ на шинах 10 кВ	$I_{max НН} = I_{кз.max} \frac{U_{min}}{U_{НН}}$	18663	16163

до реактоа			
Мінімальний струм по стороні НН трансформатора при КЗ на шинах 10 кВ1 до реактора	$I_{min. НН.} = I_{кз.мах.} \frac{U_{тер.мах.}}{U_{НН}}$	12561	10878

РОЗДІЛ 2

ОНОВЛЕННЯ ЗАСТАРІЛОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1. Оцінка стану наявного обладнання

На даний момент на підстанції продовжує працювати обладнання, яке було встановлене ще у 70–80-х роках минулого століття. За цей час воно давно вичерпало свій проектний ресурс і попри регулярне обслуговування, суттєво зносилось як фізично, так і морально. Стрімкий розвиток технологій за останні десятиліття лише підкреслив відставання цього обладнання від сучасних вимог як у плані продуктивності, так і в аспектах надійності та енергоефективності. Використання таких застарілих технологій на сучасному етапі розвитку енергетики вже не є доцільним, адже вони не відповідають чинним стандартам безпеки й ефективності.

Особливої уваги заслуговує стан масляних вимикачів, розташованих на високовольтній і низьковольтній сторонах підстанції. Значний знос металевих частин суттєво підвищує ризик відмови обладнання саме в критичні моменти. Матеріал контактів зазнав безліч навантажувальних циклів, що поступово призвело до його руйнування та втрати початкових характеристик.

Не менш серйозною є ситуація із трансформаторами. Проблеми із герметичністю з'єднань стали причиною постійних витоків трансформаторної

оливи. Це не лише загрожує забрудненням довкілля, а й ставить під загрозу саму надійність роботи обладнання: через зниження рівня оливи зростає ризик перегріву трансформаторів і розвитку серйозних несправностей.

Важливо звернути увагу й на стан контактних з'єднань роз'єднувачів. Знос ножових контактів призвів до погіршення якості з'єднань, що негативно впливає на стабільність роботи. Підвищений електричний опір у таких з'єднаннях може стати причиною локального перегрівання й навіть коротких замикань.

Що стосується релейного захисту, то в попередні роки на підстанції проводилися часткові модернізації систем захисту силового обладнання для підвищення надійності енергопостачання. Однак ці заходи були обмеженими і не вирішили проблему в цілому.

Стан обладнання підстанції наразі можна оцінити як критичний. Сукупність виявлених недоліків — серйозне зношення вимикачів, порушення герметичності трансформаторів, деградація контактних з'єднань та застарілі релейні захисти — свідчить про необхідність термінового комплексного оновлення обладнання. Без модернізації підстанція не зможе гарантувати стабільну й безпечну роботу електромережі, що з високою ймовірністю призведе до технічних, економічних та екологічних ризиків.

2.2 Критерії вибору нового обладнання

Процес оновлення обладнання підстанцій є ключовим етапом модернізації електроенергетичної інфраструктури, що має безпосередній вплив на надійність та ефективність електропостачання. Для обґрунтованого прийняття технічних рішень необхідно всебічно враховувати технічні характеристики обладнання, економічну доцільність, відповідність нормативним вимогам, можливості інтеграції у чинні системи, а також екологічні аспекти.

Найважливішим критерієм відбору виступає забезпечення високої надійності роботи обладнання за будь-яких умов експлуатації. У цьому контексті першочерговими вимогами є:

застосування високоякісних матеріалів із підвищеною стійкістю до корозії та механічних впливів;

наявність високого ступеня захисту від несприятливих зовнішніх факторів, включно із вологістю, пилом та екстремальними температурними режимами;

впровадження сучасних технічних рішень, що гарантують ефективний захист від перенапруг, коротких замикань та перевантажень.

Особливу увагу необхідно приділяти й економічній складовій вибору:

досягнення оптимального співвідношення «ціна-якість» з урахуванням витрат упродовж усього життєвого циклу обладнання;

мінімізація експлуатаційних витрат завдяки використанню надійних і малообслуговуваних технологій, зокрема вакуумних вимикачів;

підвищення енергоефективності та скорочення втрат електроенергії;

забезпечення тривалого терміну служби, що знижує потребу у частій заміні обладнання та капіталовкладеннях у майбутньому.

Вибране обладнання обов'язково має відповідати чинним нормативним документам, зокрема Правилам улаштування електроустановок (ПУЕ) та Правилам технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕ), що гарантує:

відповідність вимогам безпеки, електричної ізоляції та правил монтажу;

сумісність із діючими системами релейного захисту та автоматизації.

Не менш важливим є забезпечення безперешкодної інтеграції нового обладнання у наявну інфраструктуру підстанції. Зокрема:

підтримка сумісності із системами телемеханіки, диспетчерського управління та захисту;

використання модульних рішень для подальшої модернізації та розширення можливостей підстанції.

Суттєве значення має і екологічна безпека нових технічних рішень:

застосування технологій, що мінімізують вплив на навколишнє середовище та зменшують ризик витоків небезпечних речовин;

впровадження систем моніторингу та ранньої діагностики стану обладнання для своєчасного виявлення потенційних відхилень і запобігання аваріям.

Отже, процес вибору обладнання для підстанцій має базуватися на інтегрованому підході, що охоплює технічні, економічні, нормативні, інтеграційні та екологічні вимоги з метою забезпечення надійного, ефективного та безпечного функціонування електроенергетичної інфраструктури в довгостроковій перспективі.

2.3 Вибір обладнання ВРП-110

При виборі обладнання для модернізації важливо враховувати наступні ключові вимоги, які забезпечують ефективну та надійну роботу підстанції. Далі перераховані основні характеристики, які слід враховувати при визначенні відповідного обладнання:

Електричні характеристики: клас напруги, потужність та навантаження;

Технічні характеристики: надійність та довговічність, технічне обслуговування;

Екологічні стандарти: врахування вимог щодо викидів, використання екологічно чистих матеріалів та інших аспектів, що стосуються екологічної безпеки;

Експлуатаційні витрати: вибір обладнання повинен враховувати не лише вартість придбання, але й ефективність витрат під час експлуатації та технічного обслуговування.

2.3.1 Вибір вимикачів по стороні 110 кВ

Основними виробниками якісного обладнання для класів напруги 110 кВ на ринку енергетичного обладнання України є такі компанії як АВВ, Siemens, General Electric. тому вибір буде здійснюватися серед цих компаній.

Таблиця 2.1

Порівняльний аналіз обладнання

Параметр	ABB		Siemens	GE
	LTB 123 D1/B	SDF 123	3AP1FG123	GL312- DCB
Номінальна напруга	110	110	110	110
Максимальна напруга	126	126	123	123
Номінальна частота	50	50	50	50
Номінальний струм	3150	3150	4000	3150
Номінальний струм відключення	40	–	40	40
Струм електродинамічної стійкості	104	104	108	108

Струм термічної стійкості	40	40	40	40
Термічна стійкість	4800	4800	4800	4800
Вид ізоляції	Елегаз	Елегаз	Елегаз	Елегаз
Технічне обслуговування	30	40	25	25

Порівнюване обладнання від представлених виробників відповідає всім технічним параметрам. Обрано обладнання виробника Siemens, оскільки воно має кращі технічні характеристики та довше обходиться без капітального технічного обслуговування порівняно з іншими виробниками.

Також це обладнання з елегазовою ізоляцією, що збільшує його надійність, зносостійкість та стійкість до шкідливих впливів навколишнього середовища. Крім того обладнання цього виробника вже застосовується на інших об'єктах підприємства, тому у персоналу є досвід експлуатації.

2.3.2 Вибір трансформаторів струму 110 кВ

Трансформатор струму призначений для перетворення величин струму в значення, придатні для роботи вимірювальних приладів і реле, а також для ізоляції вимірювальних ланцюгів і захисту їх від високовольтних первинних ланцюгів. Трансформатори струму вибирають відповідно до номінального струму і напруги установки і перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість.

До ТС в ланцюзі силового трансформатора підключаються з боку низької напруги:

- Мікропроцесорний термінал 7UT86;
- мікропроцесорний пристрій захисту, автоматики, контролю та керування 7JS82;

- Вимірювальні прилади та лічильники (амперметри, вольтметри, ватметри, лічильники активної та реактивної енергії);

До ТС в ланцюзі силового трансформатора зі сторони високої напруги підключаються:

- мікропроцесорний пристрій 7UT86;
- Вимірювальні прилади та лічильники.

Відповідно до значень, розрахованих у попередньому розділі, обрано трансформатор струму типу ТОГ 110-II-IV У1 виробництва Запорізького високовольтного заводу. Умови вибору, розрахункові значення та каталожні параметри обраного трансформатора зведені в таблицю 2.2

Таблиця 2.2

Розрахунок трансформаторів струму

Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{уст} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 115\text{кВ}$
$I_{МАКС} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316\text{А}$	$I_{ном} = 331\text{А}$
$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1267 = 2,9\text{кА}$	$i_y = 30\text{кА}$
$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_A) = 1267^2 \cdot (0.06 + 0.025) = 1$	$B_k = 75\text{кА}^2\text{с}$

Трансформатор ТОГ 110-II-IV У1 відповідає всім вимогам.

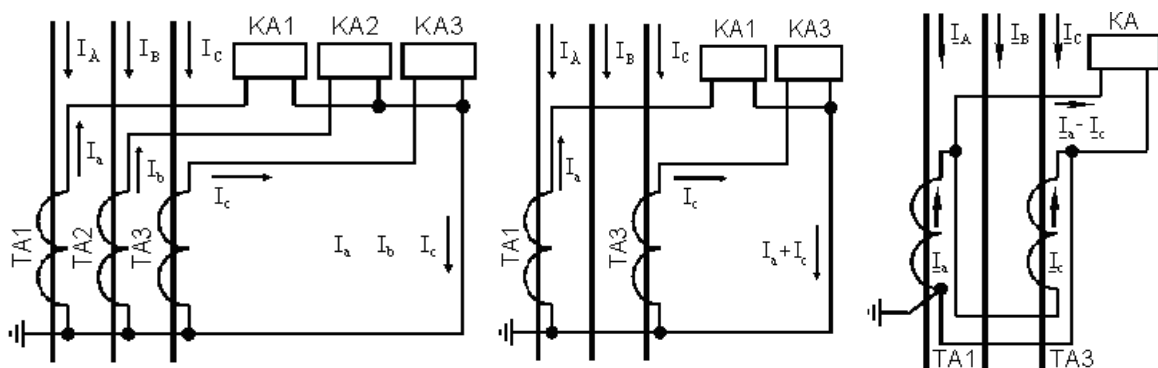


Рис. 2.1. Схеми з'єднання ТС та вимірювальних приладів:

- а) – включення приладів у повну зірку, б) - включення приладів у неповну зірку,
в) – включення на різницю струмів.

2.3.3 Вибір трансформатора напруги 110 кВ

Трансформатори напруги обираються номінальній напрузі, кількості та варіації вторинних обмоток. Обираємо НОГ–123 II I У1 технічні дані зведено в таблицю 2.3

Таблиця 2.3

Вибір трансформатора напруги 110 кВ

	Значення
Значення номінальної напруги первинної обмотки, В	110000/√3
Значення найбільшої робочої напруги, В	123000/√3
Значення номінальної напруги основної вторинної обмотки, В	100Л/3
Значення номінальної напруги додаткової вторинної обмотки, В	100
Значення номінальної потужності основної вторинної обмотки, ВТ, при роботі в класах точності	400 600 1200
	0,5 1 3
Значення номінальної потужності додаткової вторинної обмотки, ВТ, при роботі в класі точності ЗР	1200
Значення граничної потужності трансформатора поза класу точності,	2500

Значення номінальної напруги та класи точності вторинних обмоток задовольняють потреби для захистів.

2.4 Вибір обладнання ЗРП-10 кВ

До вимог вибору обладнання для ЗРП-10 можна застосувати вказані пункти у попередніх розділах.

В цьому розділі також проведемо порівняльну характеристику серед лідерів ринку

Таких як ABB, Siemens, General electric, Shneider electric, також добавимо українських виробників РЗВА та Amper.

Таблиця 2.4

Характеристики вимикачів 10 кВ

Тип	U _{ном} , кВ	U _{мах} , кВ	I _{ном} , А	I _{відкл.н} ,кА	i _{дин} ,кА	Вк ^{зав} ,кА
VD4(ABB)	12	17.5	4000	28	75	50
SecoVac(GE)	12	12	3000	28	70	41
3AK7(Siemens)	10	25	3500	28	87	41
EASYPACTEXE(SE)	12	28	4000	31.5	79	81.9
ВРС-10(РЗВА)	10	12	4000	40	102	40
ВБ4-П(Amper)	10	12	4000	40	102	40

Обрано вимикач EasyPact EXE завдяки його покращеним характеристикам, зокрема високій динамічній та термічній стійкості.



Рис. 2.2. Зовнішній вигляд вимикача 10 кВ

2.4.1 Вибір трансформаторів струму 10 кВ

Для силового трансформатора на стороні 10 кВ вибирається ТС типу ТОЛ-10-3000/5. Обраний ТС перевіряється шляхом навантаження найбільш завантаженої обмотки – другої(2S1-2S2), до якої підключені пристрої захисту.

Таблиця 2.5

Вибір трансформаторів струму 10 кВ

Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} = 12\text{кВ}$
$I_{МАКС} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{3818}{2} = 1909\text{А}$	$I_{ном} = 3000\text{А}$
$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 18663 = 42\text{кА}$	$i_y = 50\text{кА}$
$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_A) = 18663^2 \cdot (0.06 + 0.025) = 29\text{кА}^2\text{с}$	$B_k = 75\text{кА}^2\text{с}$

Трансформатори струму ТОЛ-10-3000/5 задовольняють умовам вибору.

2.4.2 Трансформатори напруги 10 кВ

Обираємо трансформатор напруги ЗНОЛ-10. Обраний тип трансформаторів напруги забезпечує стабільне формування вимірювального сигналу, який використовується для роботи облікових приладів і систем захисту. Це гарантує коректність розрахунків спожитої електроенергії та надійність роботи релейного захисту.

ЗНОЛ-10 призначений для використання в закритих приміщеннях з обмеженням по висоті.

Таблиця 2.6

Вибір трансформаторів напруги 10 кВ

Параметри	ЗНОЛ-10
Номінальна напруга обмоток, В:	10000,100, 100:3
Гранична потужність, В А	1000
Група з'єднань	Ун/Ун/0-0

РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Основи релейного захисту підстанцій

До основних видів пошкоджень трансформаторів належать: короткі замикання між обмотками всередині корпусу або між зовнішніми виводами обмоток; однофазні замикання від обмотки або її зовнішнього виводу до корпусу

трансформатора, тобто замикання на землю.

Ненормальні режими включають:

- перевантаження по струму в разі перевантаження, наприклад, якщо один із трансформаторів, що працює паралельно, вимкнено. Величини струмів при перевантаженнях відносно невеликі, тому перевантаження допускається протягом деякого часу відповідно до кратності струму перевантаження порівняно з номінальним;

- виникнення надструмів при зовнішніх коротких замиканнях, які становлять небезпеку через тепловий і динамічний вплив на обмотки трансформатора, оскільки вони можуть значно перевищувати номінальні значення. Щоб мінімізувати пошкодження, трансформатор необхідно негайно вимкнути.

- падіння рівня масла нижче допустимого, викликане різким перепадом температури або витоком.

- Підвищення напруги (при трансформаторі 110 кВ і більше з неповною ізоляцією обмотки нейтралі ВН).

Відповідно від захисних пристроїв вимагаються певні вимоги:

Захисні пристрої за своєю відключаючою здатністю повинні відповідати максимальному значенню струму короткого замикання на початку ділянки, що захищається. Згідно положень ПУЕ, для трансформаторів повинні бути передбачені пристрої РЗА від наступних видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи: [1]

1. міжфазних замикань на виводах та в обмотках;
2. однофазних КЗ на землю;
3. струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ;
4. виткових замикань в обмотках;
5. струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням;
6. критичного зниження показників рівня масла;
7. часткового пробою ізоляції введів напруги 500 кВ;
8. однофазних замикань на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю

напругою 6 - 35 кВ.

- У якості апаратів захисту використовуються автоматичні вимикачі та запобіжники. Допускається застосування пристроїв захисту з використанням виносних реле.

- Автоматичні вимикачі і пробкові запобіжники повинні приєднуватися до мережі таким чином, щоб при викрученій пробці гвинтова гільза запобіжника не залишалася під напругою. При односторонньому живленні, приєднання живлячого провідника (провода або кабелю) до апарату захисту повинне виконуватися, як правило, до нерушливих контактів (згідно ПУЕ 3.1.6). [1]

Номінальні струми плавких запобіжників, а також струми уставок автоматичних вимикачів, що служать для захисту окремих ділянок мережі, в усіх випадках слід обирати якомога меншими за розрахунковими струмами цих ділянок або за номінальними струмами електроприймачів, але так, щоб апарати захисту не вимикали електроустановки при короткочасних перевантаженнях (струми при само запуску, пускові струми, піки технологічних навантажень і т.п.) (ПУЕ 3.1.4). [1]

Автоматичні вимикачі являють собою достатньо надійний засіб захисту від перевантажень й коротких замикань. Однак при деяких умовах, на ділянці, що під захистом, може виникнути струм, що перевищує вимикаючу здатність автомату. Це призводить не до розриву мережі, а навпаки - до залипання контактів. У такому випадку надструм завдасть руйнівного впливу на проводку та підключені пристрої. Плавкі вставки дають гарантоване вимкнення.

До релейного захисту, який діє на вимкнення, висуваються наступні вимоги: [1]

- 1) селективність;
- 2) швидкість вимкнення;
- 3) чутливість;
- 4) надійність.

1) Селективність (вибірковість). Селективною називається дія захисту, що забезпечує вимкнення лише ушкодженого елемента за допомогою його вимикачів. Ця вимога дає можливість безперебійного й безперервного живлення

споживачів. У випадку підключення єдиного споживача через одну лінію, споживач вимикається у випадку ушкодження на лінії і при селективній дії її захисту. Однак зняття з лінії напруги часто призводить до самоліквідації ушкоджень. Тому у таких випадках застосовується автоматичний пристрій повторного включення (АПВ), завдяки чому перебіг постачання напруги швидко відновлюється у 80% випадків. Важлива вимога до селективної дії - захист не повинен впливати на захисти і вимикачі суміжних ділянок.

2) Швидкість вимкнення. Найчастіше, до релейного захисту, діючого на вимкнення, пред'являється вимога швидкості дії.

Це визначається виходячи з наступних міркувань:

Швидкість аварійного вимкнення підвищує стійкість паралельної роботи обладнання у системі. Швидкодіючі реле й вимикачі практично виключають можливість порушення динамічної стійкості синхронних машин, які працюють паралельно, внаслідок КЗ, таким чином усуваючи головну причину виникнення найважчих з погляду безперебійної роботи споживачів системних аварій.

Швидкість вимкнення напряму впливає на масштаб пошкоджень аварійного елемента.

Швидкість вимкнення ушкоджень впливає на ефективність використання пристроїв АПВ при ушкодженнях повітряних ліній. За умови використання достатньо швидкодіючого захисту, споживач практично не відчує перебою у енергопостачанні.

З наведеного вище стає зрозумілою важливість швидкодіючих РЗА у системах. Нажаль, релейний захист не завжди може одночасно задовольнити вимоги селективності й швидкості вимкнення ушкоджень. У такому випадку необхідно виявити пріоритетну вимогу стосовно безпечної безперебійної роботи споживачів.

Значення часу вимкнення складається з часу дії захисту й часу спрацювання вимикача.

3) Чутливість. Релейний захист мусить мати достатню чутливість до ушкоджень і ненормальних режимів роботи, що можуть виникати на елементах,

що захищаються. У той же час захист не повинен спрацьовувати при нормальних режимах роботи, з урахуванням допусків.

Задоволення вимог чутливості в деяких випадках предстаеть достатньо складною задачею, наприклад, у випадках, коли струми короткого замикання близькі або навіть менші за максимальні струми навантаження (високовольтні лінії з великою пропускнуою здатністю). Встановлення більш складних дорогих пристроїв захисту вирішує цю проблему, але є доцільним лише у випадку, коли не погіршує показників селективності, швидкодії й надійності, а також економічний фактор.

Згідно ПУЕ п.3.2.20., оцінка чутливості захистів виконується за допомогою коефіцієнта чутливості, який при різних видах захисту має різні допустимі значення, але у всіх випадках більше

Для захистів, реагуючих на зростання, він визначається відношенням розрахункових величин КЗ в межах захисної зони до величини спрацювання захисту. Для максимальних струмових захистів трансформаторів найменший коефіцієнт чутливості може бути близько 1,5.

4) Надійність. Захист мусить бути у постійній готовності до спрацювання у ненормальних ситуаціях й спрацьовувати лише за заданих умов. Важливу роль грають якість пристроїв захисту, правильність монтажу й введення в експлуатацію, простота виконання схем захисту. Спрощення схем часто відбувається за рахунок зменшення кількості реле, однак таке зменшення може вести й до ускладнення схеми, наприклад, у випадках, коли є можливість економії на складних спеціальних реле.

3.2 Вибір типів захисту для трансформаторів 110 кВ та приєднань 10 кВ

Таблиця 3.1

Типи захистів

Об'єкт	Види захисту	Функції
--------	--------------	---------

Трансформатор (110/10/10 кВ)	Диференційний Максимальний струмовий із блокуванням по напрузі Тепловий(перевантаження) Газовий Пуск обдуву	Виявлення внутрішніх пошкоджень, коротких замикань, перегріву та газовиділення. Автоматичне охолодження.
Ввідні комірки 10 кВ	Максимальний струмовий Логічний захист шин Резервування відмови вимикача Перевантаження АПВ	Захист від перевантажень, КЗ, несправності вимикача. Відновлення живлення після аварії.
Секційні вимикачі 10 кВ	Максимальний струмовий Логічний захист шин Резервування відмови вимикача АВР	Відключення секції шин при КЗ, переведення на резервне живлення.
Трансформатори напруги 10 кВ	Максимальна напруга Мінімальна напруга Контроль ізоляції	Захист від перенапруг і аварійних станів ізоляції.
Відходячі лінії 10 кВ	Максимальний струмовий Струмова відсічка Резервування відмови вимикача	Захист ліній від перевантажень, коротких замикань, відмова вимикача.

3.3 Огляд сучасних мікропроцесорних терміналів

На ринку України представлено велика кількість різноманіття виробників терміналів захисту. До основних належать

- ABB
- Siemens
- General Electric
- Schneider Electric

- «НПП «Промавтоматика»(Київприлад)

Кожен вище наведений виробник має різноманітні серії мікропроцесорних терміналів захисту, тому буде обрано по декілька підходящих серій для подальшого порівняння та вибору.

Таблиця 3.2

Назви мікропроцесорів для порівняння

Виробник	Назва пристрою
ABB	RET 630
Siemens	SIPROTEC 7UT86
General Electric	Multilin T60
Schneider electric	Sepam 80
«НПП «Промавтоматика»	MRZS-T

3.4. Огляд основних виробників мікропроцесорних пристроїв захисту



Рис.3.1. Зовнішній вигляд пристрою RET630

RET630 – це інтелектуальний пристрій релейного захисту та управління трансформаторами, розроблений компанією АВВ. Цей пристрій належить до серії Relion 630 і призначений для захисту, контролю та моніторингу трансформаторів різних типів і конфігурацій у високовольтних і середньовольтних мережах. RET630 вирізняється своєю гнучкістю, високою продуктивністю та можливістю інтеграції в сучасні системи автоматизації підстанцій.

Основні характеристики RET630:

Комплексні функції захисту трансформаторів:

Диференційний захист трансформаторів (з функцією стабілізації по гармоніках) для виявлення міжфазних і однофазних замикань.

Захист від перевантаження, що запобігає тривалому перевищенню струму, яке може призвести до перегріву трансформатора.

Захист від замикання на землю у зонах низької напруги трансформатора.

Захист від коротких замикань на первинній та вторинній стороні трансформатора.

Термодинамічний захист для моніторингу температури обмоток і масла трансформатора.

Гнучке налаштування для різних типів трансформаторів: RET630 підтримує роботу з широким спектром типів трансформаторів: однофазними, трифазними, автотрансформаторами та трансформаторами з відгалуженням. Завдяки гнучким налаштуванням захисту він може адаптуватися до різних конфігурацій енергосистеми.

Комунікаційні можливості: Пристрій підтримує основні міжнародні стандарти та протоколи зв'язку, такі як IEC 61850, Modbus, DNP3, IEC 60870-5-103, що дозволяє інтегрувати його в сучасні системи управління та моніторингу підстанцій. RET630 також підтримує кілька фізичних інтерфейсів для підключення до різних мереж зв'язку.

Моніторинг та реєстрація подій: RET630 забезпечує детальну реєстрацію подій і аварій, включаючи часові мітки з високою точністю, що дозволяє проводити аналіз і виявлення причин несправностей. Пристрій також підтримує функції моніторингу стану трансформатора в реальному часі.

Логічне програмування: За допомогою вбудованої логічної платформи RET630 може бути налаштований для виконання складних алгоритмів автоматизації та управління трансформаторами. Це дозволяє адаптувати пристрій для виконання специфічних завдань і створювати індивідуальні схеми захисту.

Вбудована функція самодіагностики: RET630 проводить постійний контроль своєї працездатності, що забезпечує раннє виявлення проблем і запобігання можливим збоям у роботі.

Інтуїтивно зрозумілий інтерфейс користувача: Інтерфейс RET630 розроблений з урахуванням потреб користувачів. Він забезпечує легке налаштування і доступ до всіх функцій за допомогою графічного інтерфейсу або через ПК за допомогою спеціального програмного забезпечення РСМ600.

Модульна конструкція: Пристрій має модульну архітектуру, що дозволяє легко додавати або змінювати модулі для розширення функціональних можливостей, включаючи кількість входів/виходів і додаткові функції зв'язку.

Основні функції:

- Диференційний захист трансформаторів.

- Захист від перевантаження та коротких замикань.
- Термодинамічний захист.
- Захист від замикання на землю.
- Захист від перенапруги.
- Моніторинг стану трансформатора.
- Автоматизація управління трансформатором.

Області застосування:

- Захист і управління трансформаторами на високовольтних і середньовольтних підстанціях.
- Промислові та комерційні об'єкти з вимогами до надійного електропостачання.
- Автоматизація підстанцій та інтеграція в системи диспетчеризації.



Рис.3.2. Зовнішній вигляд пристрою 7UT86

SIPROTEC 7UT86 – це інтелектуальний пристрій диференційного захисту трансформаторів від компанії Siemens, що входить до сімейства SIPROTEC 5.

Цей пристрій розроблений для забезпечення надійного та швидкого захисту трансформаторів у середньо- та високовольтних електричних мережах. SIPROTEC 7UT86 використовується для захисту трансформаторів з будь-якою конфігурацією обмоток і може адаптуватися до різних умов експлуатації завдяки гнучкій архітектурі та програмованим логічним функціям.

Основні характеристики SIPROTEC 7UT86:

- Диференційний захист трансформатора: пристрій забезпечує швидкий і чутливий захист від міжфазних та однофазних замикань у трансформаторі. Він може працювати з однофазними, двофазними та трифазними трансформаторами.

- Стабілізація по гармоніках: використовується для підвищення чутливості при виявленні внутрішніх несправностей трансформатора та для зниження впливу пускових струмів або коливань напруги.

Захист від замикань на землю: Пристрій має функцію захисту від замикань на землю як на високовольтній, так і на низьковольтній стороні трансформатора. Це забезпечує додатковий рівень безпеки для електрообладнання і системи загалом.

Можливість захисту трансформаторів будь-якої конфігурації: SIPROTEC 7UT86 підтримує роботу з широким спектром конфігурацій трансформаторів, включаючи автотрансформатори та трансформатори з декількома обмотками. Він здатний захищати трансформатори з різними номінальними напругами та потужностями.

Додаткові функції захисту:

- Захист від перевантаження, який спрацьовує при перевищенні допустимого рівня струму, що дозволяє запобігти перегріву обмоток трансформатора.

- Захист від коротких замикань на стороні високої або низької напруги трансформатора.

- Термодинамічний захист, який контролює температуру трансформатора.

Гнучка конфігурація та програмування:

SIPROTEC 7UT86 базується на платформі SIPROTEC 5, що дозволяє використовувати його для налаштування складних схем захисту та автоматизації. Використовуючи логічні функції CFC (Continuous Function Chart), користувачі можуть програмувати власні алгоритми захисту та управління.

Комунікаційні можливості:

Пристрій підтримує основні стандарти зв'язку, включаючи IEC 61850, Modbus, DNP3, IEC 60870-5-103. Це забезпечує можливість інтеграції SIPROTEC 7UT86 в сучасні системи диспетчеризації та автоматизації підстанцій.

Підтримка функції Process Bus для роботи з цифровими вимірювальними трансформаторами.

Моніторинг і діагностика:

SIPROTEC 7UT86 забезпечує детальний моніторинг стану трансформатора в реальному часі, реєстрацію подій, аналіз аварійних ситуацій та зберігання даних з точними часовими мітками. Це дозволяє оперативно діагностувати проблеми та проводити профілактичне обслуговування.

Інтерфейс з підтримкою HMI (Human Machine Interface) для відображення інформації і взаємодії з пристроєм.

Висока надійність і стійкість до впливів зовнішнього середовища:

SIPROTEC 7UT86 адаптований до роботи в умовах підвищеної температури, вологості та електромагнітних перешкод, що робить його ідеальним вибором для використання на критично важливих об'єктах енергетичної інфраструктури.

Основні функції:

- Диференційний захист трансформатора з стабілізацією по гармоніках.
- Захист від перевантажень.
- Захист від коротких замикань та замикань на землю.
- Моніторинг температури трансформатора.
- Інтеграція з цифровими системами вимірювань.
- Автоматизація і налаштування користувацьких схем за допомогою CFC.

Області застосування:

- Захист та управління трансформаторами на підстанціях середньої та високої -напруги.
- Промислові енергетичні установки.
- Захист автотрансформаторів та трансформаторів з кількома обмотками.
- Цифрові підстанції та інтеграція в сучасні системи автоматизації.



Рис.3.3 Зовнішній вигляд пристрою Sepam 80

Schneider Sepam 80 – це сучасний пристрій релейного захисту та автоматики (РЗА), розроблений для забезпечення високого рівня надійності та безпеки енергосистем. Він використовується для захисту, контролю та моніторингу електричних мереж середньої та високої напруги. Sepam 80

відрізняється широкими можливостями налаштування, що дозволяє адаптувати його до різних застосувань, включаючи електростанції, підстанції, промислові підприємства та інші критичні об'єкти.

Основні характеристики Seram 80:

Розширена функціональність захисту:

- Захист від перевантаження та короткого замикання.
- Захист від заземлення та витоку струму.
- Можливість реалізації різних типів диференціальних захистів (ліній, трансформаторів, генераторів тощо).
- Захист по частоті, напрузі та іншим параметрам.

Модульна архітектура: Seram 80 має модульну структуру, що дозволяє користувачам гнучко вибирати необхідні модулі для конкретних задач. Можливе додавання додаткових входів/виходів, модулів зв'язку та інших функціональних компонентів.

Висока точність вимірювань: Пристрій забезпечує точне вимірювання основних електричних параметрів (струм, напруга, частота, потужність), що дозволяє здійснювати якісний контроль стану мережі.

Комунікаційні можливості: Seram 80 підтримує широкий набір протоколів зв'язку (Modbus, IEC 61850, DNP3 та ін.), що дозволяє інтегрувати його в системи автоматизації та диспетчеризації.

Гнучке програмування логіки: Вбудована система програмування на основі логічних схем дає можливість створювати користувацькі алгоритми для управління та захисту.

Моніторинг та діагностика: Пристрій оснащений інтерфейсом для моніторингу в реальному часі, що дозволяє відслідковувати роботу обладнання та діагностувати можливі несправності.

Простий інтерфейс та зручність налаштування: Seram 80 має інтуїтивно зрозумілий інтерфейс з можливістю налаштування через ПК за допомогою програмного забезпечення Schneider Electric.

Стійкість до впливів зовнішнього середовища: Пристрій розроблений з урахуванням високих вимог до експлуатації в умовах підвищених температур, вологи та електромагнітних завад.

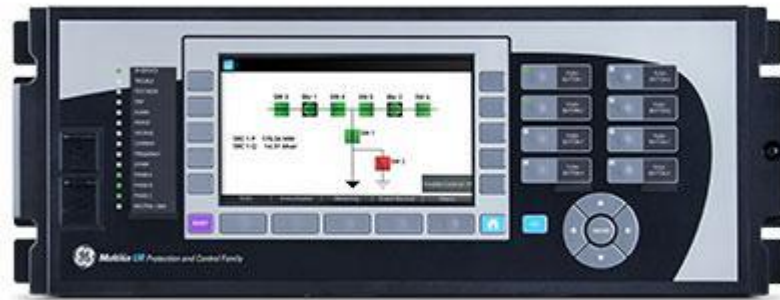


Рис.3.4. Зовнішній вигляд пристрою Multilin T60

Multilin T60 – це сучасний мікропроцесорний пристрій для диференційного захисту трансформаторів, розроблений компанією GE Grid Solutions. Цей пристрій є частиною серії UR (Universal Relay), яка відзначається високою гнучкістю, надійністю та широкими можливостями конфігурації для захисту, контролю та моніторингу силових трансформаторів у високовольтних та середньовольтних електричних мережах.

Основні характеристики Multilin T60:

Диференційний захист трансформатора:

Трифазний диференційний захист: основна функція T60, яка забезпечує швидкий та надійний захист трансформатора від міжфазних і однофазних замикань. Вбудовані алгоритми обробки забезпечують високу точність і швидку реакцію на несправності.

Гармонічна стабілізація: функція відсікання високих гармонік під час пуску трансформатора або насичення вимірювальних трансформаторів струму, що запобігає хибним спрацюванням захисту.

Захист від замикань на землю:

T60 забезпечує кілька варіантів захисту від замикань на землю, включаючи захист через нейтральний провідник або струми зворотної послідовності. Це дозволяє ефективно виявляти та ізолювати несправності на землю.

Захист від перевантаження та коротких замикань:

T60 забезпечує надійний захист від перевантаження, який контролює струм через трансформатор, запобігаючи його перегріву та пошкодженню.

Функція швидкодіючого захисту від коротких замикань як на високовольтній, так і на низьковольтній стороні трансформатора.

Термодинамічний захист:

Multilin T60 має функцію контролю температури трансформатора, яка може інтегрувати дані від зовнішніх температурних сенсорів (наприклад, RTD) для захисту від перегріву обмоток та масла. Це дозволяє вчасно виявляти ризики пошкодження через надмірне нагрівання.

Комунікаційні можливості:

Підтримка сучасних протоколів зв'язку, таких як IEC 61850, DNP3, Modbus, дозволяє легко інтегрувати T60 у системи управління та моніторингу підстанцій. Протокол IEC 61850 дозволяє обмінюватися даними між різними пристроями у реальному часі через процесні шини.

Можливість використовувати різні мережеві інтерфейси для інтеграції в сучасні автоматизовані системи енергетичних підприємств (SCADA).

Модульність та гнучкість налаштувань:

T60 є модульним пристроєм, що дозволяє легко змінювати конфігурацію відповідно до вимог захисту конкретного трансформатора або мережі. Користувачі можуть додавати або видаляти функції через модулі, що забезпечує гнучкість і можливість розширення.

Вбудований редактор FlexLogic дозволяє створювати користувацькі логічні схеми для автоматизації та інтеграції з іншими пристроями.

Моніторинг та діагностика:

Multilin T60 надає розширені функції моніторингу, включаючи запис подій і аварійних ситуацій з часовими мітками, що дозволяє проводити ретельний аналіз несправностей.

Можливість підключення до систем віддаленого моніторингу та управління для діагностики і прогнозного технічного обслуговування.

Захист від зовнішніх впливів:

Пристрій T60 розроблений для роботи в складних умовах експлуатації, витримуючи високу температуру, вологість і електромагнітні перешкоди, що робить його надійним вибором для критичних інфраструктур.

Основні функції:

- Диференційний захист трансформатора з гармонічною стабілізацією.
- Захист від коротких замикань і перевантажень.
- Термодинамічний захист з моніторингом температури.
- Логічні функції FlexLogic для програмування користувацьких алгоритмів.
- Розширені можливості моніторингу та реєстрації подій.

Області застосування:

- Захист і управління силовими трансформаторами на підстанціях середньої та високої напруги.
- Промислові та комерційні електроенергетичні системи.
- Автоматизація підстанцій і інтеграція в системи диспетчеризації.



Рис.3.5. Зовнішній вигляд пристрою MRZS-T

Основні характеристики MRZS-T:

Функції захисту:

- Захист трансформаторів від коротких замикань, перевантаження та між фазних замикань.
- Захист по струму і напрузі, включаючи функцію відсічки.
- Захист від замикань на землю та перевищення напруги.
- Можливість реалізації диференційного захисту.
- Захист від асиметрії фаз або несиметрії навантаження.

Мікропроцесорна технологія: MRZS-T базується на сучасній мікропроцесорній платформі, що забезпечує високу швидкість обробки сигналів та точність вимірювань. Це дозволяє здійснювати надійний і чіткий контроль роботи трансформаторів і ліній електропередач.

Модульна конструкція: Пристрій має модульну архітектуру, що дозволяє користувачам адаптувати систему під конкретні вимоги. Можна додавати чи

замінювати окремі модулі для розширення функціональних можливостей або для підключення до різних типів мереж.

Розширені комунікаційні можливості: MRZS-T підтримує стандартні промислові протоколи зв'язку, такі як Modbus, IEC 61850, що дозволяє інтегрувати пристрій в системи диспетчеризації та автоматизації підстанцій. Це забезпечує централізований контроль та моніторинг енергетичної системи.

Гнучкість у налаштуванні: Завдяки вбудованому програмному забезпеченню пристрій легко налаштовується під специфічні завдання та вимоги користувача. Користувачі можуть самостійно програмувати логічні функції, що дозволяє створювати складні схеми автоматики.

Висока надійність та діагностика: MRZS-T забезпечує самодіагностику, а також має функції запису подій і аварійних ситуацій, що дозволяє оперативно відслідковувати проблеми в мережі. Запис подій з точними часовими мітками допомагає виявляти причини несправностей.

Ергономічний інтерфейс: Пристрій оснащений зручним інтерфейсом для відображення стану системи, а також можливістю локального або віддаленого налаштування за допомогою ПК. Є підтримка дисплеїв та кнопочних панелей для швидкої роботи на об'єкті.

Захист від зовнішніх впливів: MRZS-T пристосований до експлуатації в складних умовах (підвищена температура, вологість, електромагнітні перешкоди), що робить його придатним для використання на критичних об'єктах енергетичної інфраструктури.

Основні функції:

Захист трансформаторів.

Захист від міжфазних і однофазних замикань.

Контроль напруги та струму.

Захист від перевантажень та перевищення потужності.

Автоматизація включення та відключення обладнання при аварійних ситуаціях.

Області застосування:

Електричні підстанції.

Промислові об'єкти.

Енергетичні установки та трансформаторні підстанції.

Об'єкти інфраструктури з підвищеними вимогами до безпеки.

3.5. Вибір мікропроцесорних терміналів

Оптимальним вибором для даної роботи є мікропроцесорні пристрої захисту від компанії Siemens, зокрема серія SIPROTEC, 7UT86 для трансформаторів, а для приєднань 10 кВ 7JS82, оскільки вони поєднують у собі передові технології, надійність та гнучкість. Пристрої Siemens відповідають міжнародним стандартам, таким як IEC 61850, що дозволяє інтегрувати їх у сучасні системи автоматизації підстанцій і забезпечує швидкий і надійний обмін даними. Вони мають універсальний функціонал, завдяки чому один пристрій може виконувати кілька функцій захисту, таких як лінійний, диференційний або резервний захист, що значно спрощує конфігурацію системи та оптимізує витрати на обладнання.

Термінали розроблені з урахуванням різних особливостей енергосистем, що забезпечує їх адаптованість до місцевих умов експлуатації та відповідність вимогам вітчизняних стандартів.

Крім того, SIPROTEC підтримує цифрові технології, включаючи оптоволоконні канали зв'язку та інтеграцію з цифровими трансформаторами струму і напруги, що є важливим для сучасних підстанцій. Обрані пристрої відзначаються високою надійністю та довговічністю, вони стійкі до зовнішніх впливів, а функції інтелектуального моніторингу дозволяють вчасно виявляти та діагностувати проблеми, що зменшує ризик аварій і витрати на технічне обслуговування.

Великий досвід компанії Siemens у реалізації подібних проектів у всьому світі свідчить про їхній високий рівень якості та ефективності, що робить їх одним із найкращих варіантів серед інших виробників для забезпечення

надійної роботи підстанції та впровадження сучасної автоматизації. Також до факторів, які вплинули на цей вибір, можна віднести велику кількість дискретних входів та виходів, що дає змогу реалізувати велику кількість технічних рішень, технічне навчання від представників компанії та інтуїтивно зрозуміле програмне забезпечення.

РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК УСТАВОК

Основні принципи розрахунку для релейного захисту полягають у забезпеченні надійного, швидкого та селективного відключення пошкодженої ділянки електричної мережі з мінімальним впливом на інші її частини. Селективність є одним із ключових принципів, оскільки захист повинен діяти тільки на пошкоджену ділянку, не зачіпаючи інші елементи системи, що досягається правильним налаштуванням уставок за часом та величиною струму.

Чутливість захисту забезпечує його здатність реагувати на найменші пошкодження в зоні контролю, а коефіцієнт чутливості для струмових захистів зазвичай має бути не менше 1.5–2 для ефективної роботи. Надійність гарантує обов'язкове спрацювання захисту у випадку аварії, що забезпечується дублюванням систем, правильним вибором обладнання та точністю розрахунків.

Важливим є і принцип швидкодії, адже чим швидше відключається пошкоджена ділянка, тим менші будуть негативні наслідки для системи, включно зі зниженням термічних і механічних пошкоджень обладнання. Принцип простоти полягає в тому, що розрахунки релейного захисту повинні бути зрозумілими й відповідати особливостям конкретної мережі, що спрощує налаштування та обслуговування.

Економічність вимагає оптимального балансу між вартістю обладнання та його функціональними можливостями, забезпечуючи ефективне використання ресурсів. Також розрахунок захисту враховує координацію дій з автоматикою, наприклад, із системами автоматичного повторного включення (АПВ) чи автоматики частотного розвантаження, що дозволяє комплексно керувати аварійними режимами. Крім того, кожен захист повинен мати зонність, тобто покривати конкретну ділянку мережі з частковим перекриттям зон для уникнення "сліпих" ділянок.

Таким чином, дотримання цих принципів під час розрахунків релейного захисту дозволяє досягти високої надійності, швидкодії та ефективності роботи електричних мереж у нормальних і аварійних режимах.

4.1 Розрахунок диференціального захисту

Розрахунок здійснюється по методичним вказівкам заводу виробника.

Розрахуємо струм спрацювання диференційного захисту:

$$I_{\text{спр}} \geq K_{\text{від}} * K_{\text{нб.розр}} \quad (4.1)$$

Де, $K_{\text{від}} = 1,1$ - Коефіцієнт відбудови

$K_{\text{нб.розр}}$ – значення коефіцієнту небалансу, що розраховується за формулою:

$$K_{\text{нб.розр}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot [1 + 2(\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)] + (\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)^2}, \text{ де} \quad (4.2)$$

$K'_{\text{пер}}$ – коефіцієнт для врахування перехідного процесу 1.5.

ε^* – повна відносна похибка ТС, становить 0,1;

$f_{\text{вир}}^*$ – відносна похибка вирівнювання струмів;

$\Delta U_{\text{рег}}^*$ – максимальне відхилення РПН (від номінального)

$$K_{\text{нб.розр}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot [1 + 2(\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)] + (\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)^2} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2(0,18 + 0,15)] + (0,18 + 0,15)^2}$$

Для розрахунку початкового диференційного струму спрацювання $I_{\text{Пспр}}$

$$I_{\text{Пспр}} = K_{\text{від}} \cdot K_{\text{нб.розр}} \cdot K_{\text{птс}} = 1,1 \cdot 0,18 \cdot 1,15 = 0,23 \quad (4.3)$$

Значення потрапляє у допустимий діапазон.

Виконаємо розрахунки для другої ділянки гальмівної характеристики за формулою:

$$K_{\text{нб.розр}} = \sqrt{(K''_{\text{пер}} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot [1 + 2(\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)] + (\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)^2}$$

$$K_{\text{пер}}'' = 2,5$$

$$K_{\text{нб.роз}} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 * [1 + 2(0,12 + 0,02) + (0,12 + 0,02)^2]} = 0,29$$

Далі, визначаємо S_2 (коэф.нахилу) для 2-ї ділянки характеристики:

$$S_2 \geq \frac{K_{\text{від}} \cdot K_{\text{нб.роз}} \cdot K_{\text{пгс}} - I_{\text{п.спр}}}{K_{\text{пгт}} - I_{\text{б.поч}}} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 2 - 0,23}{2 - 1,15} = 0,39 \quad (4.4)$$

Умова $S_2 \leq 0,5$ виконується.

Переходимо до розрахунку уставки диф. відсічки, яка використовується для збільшення швидкодії при великих значеннях струмів КЗ.

Розрахунок виконуватиметься за формулою:

$$I_{\text{дв}} \geq K_{\text{від}} * K_{\text{НБ1}} * I_{\text{наскр.макс}}, \text{ де} \quad (4.5)$$

$K_{\text{від}}$ – коефіцієнт відстійки (дорівнює 1,2);

$K_{\text{НБ1}}$ – відповідно до Siemens, для розщеплених обмоток необхідно використовувати значення 1

$I_{\text{наскр.макс}}$ – максимальний наскрізний струм КЗ на шині НН.

$$I_{\text{наскр.макс}} = \frac{11658}{600} = 19,43 \quad (4.6)$$

Тепер, розрахуємо уставку

$$I_{\text{дв}} \geq K_{\text{від}} \cdot K_{\text{НБ1}} \cdot I_{\text{наскр.макс}} = 1,2 \cdot 1 \cdot 19,43 = 23,3$$

Розраховане значення диференційної відсічки задовільняє вимогам, тому значення приймаємо рівним 23,3

$$I_{\text{диф.роз}} = \frac{I_{\text{кзНН}}}{I_{\text{номВН}}} = \frac{11658}{316} = 36,8 \quad (4.7)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.роз}}}{K_{\text{пгс}}} = \frac{36,8}{1,15} = 32 \geq 2 \quad (4.8)$$

Відповідно до ПУЕ, коефіцієнт чутливості має бути ≥ 2 , тобто умова виконується.

Перевірка чутливості гальмівної характеристики виконується за формулою

$$\frac{I_{\text{спр}}}{K_{\text{пгс}}} = \frac{0,23}{1,15} = 0,2 \leq 0,5 \quad (4.9)$$

Умова виконана.

4.2 Розрахунок максимального струмового захисту

Максимальний струмовий захист призначений для відключення трансформаторів у випадку короткого замикання на шинах або приєднаннях, якщо відмовив основний захист або вимикачі цих елементів (додаткове резервування).

Також, релейний захист використовується для захисту від зовнішніх коротких замикань і для запобігання пошкодження трансформаторів (додаткове резервування). Проте, з урахуванням селективності, МСЗ повинен мати витримку часу і, тому, не може бути швидкодіючим. Ці три причини обумовлюють, що в якості основного захисту від пошкоджень трансформаторів МСЗ застосовується лише для невеликих трансформаторів (потужністю менше 5 МВА).

На трансформаторах, які мають спеціальний захист від внутрішніх пошкоджень, захист від зовнішніх коротких замикань використовується як додатковий в разі відмови основного захисту.

На трансформаторах МСЗ встановлюється з усіх сторін. Первинний струм спрацьовування захисту визначається відхиленням від номінального струму трансформатора на боці, де встановлений даний захист, згідно з наступним виразом:

$$I_{\text{спр}} = \frac{k_{\text{віддл}}}{k_{\text{пов}}} \cdot K_{\text{сз}} \cdot I_{\text{ном.стор}} \quad (4.10)$$

де коефіцієнт відлаштування, що враховує похибку реле необхідний запас, приймаємо рівним 1,2 ; $k_{\text{віддл}} - i$

$k_{\text{пов}}$ – коефіцієнт повернення реле, що дорівнює 0,95 ;

k_c – коефіцієнт самозапуску, приймаємо рівним 1,3

При встановленні захисту на боці, де передбачено регулювання напруги, необхідно враховувати можливість збільшення номінального струму, що не повинен перевищувати номінальний струм для середнього відгалуження на більш як 5%. У тих випадках, коли максимальний робочий струм сторони

$I_{роб.мах}$

трансформатора, на якій встановлений захист, менший за замість останнього слід використовувати $I_{ном.стор}, I_{роб.мах}$

Вторинні струми визначаються з виразу:

$$I_{спр} = I_{с.3} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{rc}} \quad (4.11)$$

$k_{сх}$ - коефіцієнт, що враховує схему з'єднання трансформаторів струму.

Чутливість захисту визначається за виразами:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мін}^{(2)}}{I_{с.3}} \quad (4.12)$$

Де, первинне значення струму в місці встановлення захисту в мінімальному режимі роботи при двофазному або однофазному короткому замиканні (в залежності від режиму наявності нейтралі та схеми з'єднання обмоток трансформатора, який підлягає захисту) розраховується у визначеній точці $I_{кз.мін}^{(2)}$

Згідно з пунктом 3.2.21 ПУЕ [1], як для реле струму, так і для реле напруги необхідно забезпечити коефіцієнт чутливості, не менший:

$k_{ч} \geq 1,5$ - при короткому замиканні на шинах, де захист виконує функції основного захисту;

$k_{\text{ч}} \geq 1, 2$ - при короткому замиканні в кінці зони резервування.

Таблиця 4.1

Розрахунок уставки МСЗ

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення	
		Ввід 10 кВ	Ввід 110 кВ
Номінальний струм сторони, А	$I_{\text{ном.стор}}$	316	1909
Коефіцієнт відлаштування	$k_{\text{відл}}$	1,2	1,2
Коефіцієнт повернення	$k_{\text{пов}}$	0,95	0,95
Коефіцієнт самозапуску	$k_{\text{сз}}$	1,3	1,3
Наявність регулювання напруги	Призводить до збільшення	РПН	-
Максимальний робочий струм, А	$I_{\text{роб.мах}} > I_{\text{ном.стор}}, I_{\text{роб.мах}}$	442,4	2672,6
Первинний струм спрацювання, А	$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{відл}}}{k_{\text{пов}}} \cdot k_{\text{сз}} \cdot I_{\text{роб.мах}}$	726,7	4388,6
Мінімальний струм КЗ, приведений до сторони, що розглядається, А	$I_{\text{кз.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мін}}^{(3)}$	10878,1	588
Розрахунковий коефіцієнт чутливості	$k_y = \frac{I_{\text{кз.мін}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}$	14,9	0,13

Нормативний коефіцієнт чутливості	$k_{\text{ч}}$ (основного/ резервного)	1, 5/1, 2	1, 5/1, 2
Коефіцієнт трансформації ТС	$n_{\text{тт}}$	600/5	3000/5
Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{\text{спр}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{тс}}}$	6	7,5

Примітка: - коефіцієнт завантаження, приймаємо рівним $1,4 \cdot k_{\text{зав}}$

4.3 Вибір витримки часу МСЗ

За умов селективності час спрацьовування захисту наступного елемента вибирається в секундах, за виразом:

$$t_{\text{с.з.наст}} = t_{\text{с.з.попер}} + \Delta t$$

(4.13)

$t_{\text{с.з.попер}}$ – де час спрацьовування МСЗ попереднього елемента, більш віддаленого від джерела живлення, с;

$t_{\text{с.з.наст}}$ – час спрацьовування МСЗ наступного елемента, тобто менш віддаленого від джерела живлення, с;

Δt - крок селективності, с. Приймаємо рівним 0,3 с.

Припускаємо, що витримка часу МСЗ ліній, що відходять – 0,6 с, а секційного вимикача – 1 с. Тоді витримки часу захистів будуть мати такі значення:

$$t_{\text{сз.МТЗ-10}} = 1,8 \text{ с.} \quad t_{\text{сз.МТЗ-110}} = 2,1 \text{ с.}$$

4.4 Розрахунок захисту від перевантаження

Якщо немає оперативного персоналу на об'єкті, контроль за перевантаженням трансформатора може здійснюватися за допомогою телемеханічних засобів.

На об'єктах без постійного чергування персоналу захист від перевантаження може спрацювати шляхом розвантаження або відключення. Захист від перевантаження встановлюється на трансформаторах з потужністю 0,4 МВА і більше. [1].

Для того щоб охопити всі можливі режими і параметри трансформатора, доцільно встановлювати сигналізацію перевантаження на обох сторонах трансформатора.

Результати розрахунку зведені в таблицю 4.3

Таблиця 4.3

Розрахунок захисту від перевантаження

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення	
		Ввід 110	Ввід 10
Номінальний струм сторони	$I_{\text{ном.стор}}$	316	1909
Коефіцієнт відлаштування	$k_{\text{відл}}$	1,05	1,05
Коефіцієнт повернення	$k_{\text{пов}}$	0,95	0,95
Первинний струм спрацювання	$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{відл}}}{k_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{ном.стор}}$	349,2	2109,9
Вторинний струм спрацювання	$I_{\text{с.р}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{тс}}}$	2,91	3,51

З метою уникнення хибних сигналів, час спрацьовування захисту від перевантаження повинен бути більшим за час роботи захисту та час відновлення нормального режиму через дію автоматики, а також більшим за час зниження пускового струму навантаження до номінального. В даному випадку приймаємо, що витримка часу становить 9 секунд.

4.5 Розрахунок блокування РПН

Заблокування передачі керуючого імпульсу на виконавчий механізм пристрою РПН відбувається у таких випадках:

- перевантаження за струмом;
- зниження напруги на стороні НН нижче $0,85 \cdot U_{ном.стор}$;
- несправність регулятора і/або приводів РПН;
- подача зовнішнього сигналу блокування.

Струм спрацьовування блокування РПН визначається за формулою:

$$I_{спр} = k_{відл} \cdot I_{ном.стор} \quad (4.14)$$

де - коефіцієнт відлаштування. $k_{відл} = 1,05$

Отримуємо:

$$I_{спр} = 1,05 \cdot 316 = 331,8 \text{ А.}$$

Визначаємо вторинний струм спрацьовування реле:

$$I_{спр} = \frac{I_{сз}}{n_{ТС}} = \frac{331,8}{600/5} = 2,7 \text{ А.}$$

Захист діє на час перевантаження по струму.

4.6 Газовий захист

Механізм газового захисту ґрунтується на тому, що будь-які навіть мінімальні пошкодження або збільшення нагрівання всередині бака

трансформатора (або автотрансформатора) призводять до розкладання масла і органічної ізоляції, що в результаті призводить до виділення газу. Інтенсивність газоутворення і хімічний склад газу залежать від типу та розмірів пошкодження.

З цією метою захист організовується таким чином, що при повільному виділенні газу спрацьовує попереджувальний сигнал, а при швидкому виділенні газу, що відбувається при короткому замиканні, відбувається відключення пошкодженого трансформатора (або автотрансформатора). Крім того, газовий захист діє на сигнал і на відключення або тільки на сигнал у випадку небезпечного зниження рівня масла в баку трансформатора або автотрансформатора.

Газове реле, наприклад, типу ВF-80, встановлюється у з'єднувальній трубі між баком трансформатора та розширювачем. Газовий захист є універсальним та найбільш чутливим захистом трансформаторів (або автотрансформаторів) від внутрішніх пошкоджень. Він реагує на небезпечні пошкодження, такі як замикання між витками обмоток, на які інші типи захистів не реагують через низький струм у цьому випадку. При включенні трансформатора поступово виділяється повітря, розчинене в маслі. Воно заповнює газове реле, і час від часу його необхідно випускати.

Для забезпечення вільного виходу газів при слабкому виділенні газу, трансформатор встановлюється так, щоб кришка трансформатора та трубопровід мали нахил у бік газового реле (не більше 2 градусів). Елемент, який відповідає за відключення газового захисту, має уставку спрацьовування залежно від швидкості руху масла. Величина уставки визначається виробничою інструкцією (0,5-1,5 м/с) і може коригуватися в залежності від стану трансформатора. Причина полягає в тому, що викид масла відбувається не лише при внутрішньому пошкодженні трансформатора, але і при зовнішніх коротких замиканнях.

4.7 Розрахунок уставки пуску обдуву силового трансформатора

Активація системи обдуву силового трансформатора відбувається, коли температура верхніх шарів масла досягає 55 градусів Цельсія. Вимкнення обдуву відбувається, коли температура верхніх шарів масла знижується нижче 50 градусів Цельсія.

Для вимірювання температури масла і подачі дискретного сигналу для активації або вимкнення обдуву використовується датчик температури, який занурений у масло. Крім пуску за температурою масла, за потреби можливе використання пуску за струмом. Уставка обчислюється за наступною формулою:

$$I_{\text{спр}} = \frac{1,05 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ср.ном}}} \quad (4.15)$$

Використання пуску обдуву за струмом дозволяє збільшити час роботи трансформатора в режимі перевантаження, оскільки обдув буде вмикатися заздалегідь, до досягнення температури масла C , і перегрівання трансформатора відбудеться пізніше.

На трансформаторах із різними номінальними потужностями обмоток (двохобмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою, трьохобмоткових або автотрансформаторів) рекомендується встановлювати струмові реле на усіх обмотках. При цьому, уставка пуску обдуву розраховується для кожної обмотки окремо:

$$I_{\text{спр}} = \frac{1,05 \cdot S_{\text{ном.обм}}}{\sqrt{3} U_{\text{ср.ном.об.м}}}$$

При використанні одного струмового реле, уставки пуску обдуву за струмом розраховується, залежно від найменшої з номінальних потужностей обмоток:

$$I_{\text{спр}} = \frac{1,05 \cdot S_{\text{ном. min. обм}}}{\sqrt{3} U_{\text{ср. ном}}}$$

Розрахуємо первинний та вторинний струми пуску обдуву трансформатора ТРДН-63000/110/10/10:

$$I_{\text{спр}} = \frac{1,05 \cdot S_{\text{ном. тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ср. ном}}} = \frac{1,05 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 332,4 \text{ A.}$$

$$I_{\text{спр}} = \frac{I_{\text{сз}}}{k_T} = \frac{332,4}{120} = 2,7 \text{ A}$$

Захист діє на увімкнення обдуву 3 часом $t = 9$

РОЗДІЛ 5

ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ЦИФРОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ МОДЕРЕНІЗАЦІЇ ПС 110/10/10 «МЕТАЛУРГІЙНА»

5.1 Впровадження цифровізації на ПС

Цифрова підстанція — це сучасний тип електроенергетичної підстанції, в якій традиційні аналогові пристрої управління, вимірювання, захисту та автоматики замінено або доповнено цифровими технологіями.

Щоб дослідити цю тему, необхідно поглибитися в деталі релейного захисту та телемеханіки.

В останні десятиліття активно впроваджуються мікропроцесорні термінали захисту від провідних світових виробників, таких як ABB, Siemens, GE, Schneider Electric.

Виникає питання: якщо це цифрові прилади, то чим традиційна підстанція з таким обладнанням відрізняється від так званої цифрової підстанції?

Для цього варто почати з розуміння того, як вони використовуються сьогодні. Ще з початку масової електрифікації були закладені основні принципи релейного захисту: селективність, швидкодія, чутливість та надійність. Тому для розуміння необхідно розглянути, як працювали захисти на основі електромеханічних реле.

У своїй конструкції електромеханічне реле має котушку, контакти та виконавчий механізм. Котушка намотана мідним проводом певного перерізу та має номінальний струм спрацювання. При досягненні цього струму котушка втягує сердечник виконавчого механізму, який замикає контакти. Це найпростіший приклад роботи реле. На основі такого принципу будуються більш складні схеми захисту та керування.

На початку 90-х років почали з'являтися перші цифрові мікропроцесорні термінали. Однак навіть сьогодні ці пристрої здебільшого використовуються так само, як і електромеханічні реле.

Основна відмінність полягає в тому, що в мікропроцесорних пристроях з'явився головний процесор із вбудованою логікою, що робить систему більш гнучкою.

Тепер замість рядів панелей з електромеханічними реле можна встановлювати один мікропроцесорний термінал. Але суть залишається тією ж до терміналу підводяться кабелі від трансформаторів струму і напруги, вимикачів та інших пристроїв. Ці кабелі передають аналогові сигнали до терміналу, де вони перетворюються в цифрові, аналізуються і відповідно до заданих налаштувань термінал формує команди. Ці команди подаються через вбудовані дискретні вихідні реле на інше обладнання через кабелі.

Таким чином, основна взаємодія між пристроями залишається аналоговою або дискретною, тобто з використанням дротових з'єднань.

Знову ж таки виникає питання: що ж тоді таке цифрова підстанція?

У контексті цифрової підстанції необхідно виділити 3 основні рівні побудови архітектури ЦПС:

1. Обмін всією інформацією між IED здійснюється дискретними та аналоговими електричними сигналами, передаються по контрольному кабелю; інформаційний обмін з верхнім рівнем SCADA здійснюється на основі цифрового протоколу MMS.

2. Взаємодія між IED виконується за допомогою об'єктно-орієнтованих повідомлень згідно стандарту MEK 61850-8-1; інформаційний обмін з верхнім рівнем здійснюється за цифрового протоколу MMS; вимірювання струму та напруги передаються у вигляді електричних аналогових сигналів з використанням контрольних кабелів.

3. Взаємодія між IED РЗА виконується за допомогою об'єктно-орієнтованих повідомлень, згідно стандарту MEK 61850-8-1; інформація від вимірювальних пристроїв струму та напруги передається в цифровому вигляді з використанням протоколу передачі миттєвих значень, згідно зі стандартом MEK 61850-9-2; інформаційний обмін з верхнім рівнем здійснюється за цифрового протоколу MMS.

Існує багато варіантів відповіді на питання, що таке цифрова підстанція. Вибір найбільш підходящого визначення слід здійснювати, зважаючи на поточний технічний стан обладнання та доцільність підвищення рівня цифровізації для кожного конкретного об'єкта.

5.2 Стандарт ІЕС 61850

ІЕС 61850 (International Electrotechnical Commission 61850) - це міжнародний стандарт, розроблений Міжнародною електротехнічною комісією, який встановлює стандартизований набір протоколів та стандартів для автоматизованих систем керування та моніторингу в електроенергетиці. Основною метою стандарту ІЕС 61850 є покращення інтеграції,

інтероперабельності та керованості систем управління підстанціями та об'єктами електроенергетики.

Даний стандарт ділиться на 3 рівні:

1. Рівень процесу.

Це найнижчий рівень, який безпосередньо взаємодіє з первинним обладнанням:

Трансформатори струму і напруги, вимикачі, роз'єднувачі, заземлювачі.

Merging Units — пристрої, які оцифровують аналогові сигнали та формують Sampled Values

Виконавчі механізми та сенсори

Передача цифрових сигналів через Process Bus

На цьому рівні аналогові вимірювальні сигнали перетворюються у цифрові та передаються на вищі рівні.

2. Рівень баєвих пристроїв

Це рівень, де знаходяться інтелектуальні електронні пристрої, які виконують захист, автоматику та керування:

Мікропроцесорні термінали захисту та автоматики

Обробка SV і GOOSE-сигналів

Формування команд керування та сповіщень

Координація роботи між IED в межах одного поля (бай)

Цей рівень приймає рішення та реалізує логіку захисту й керування, ґрунтуючись на цифрових даних з рівня процесу.

3. Рівень станції

Це найвищий рівень цифрової підстанції, що відповідає за моніторинг, управління та взаємодію з верхніми системами (SCADA, енергосистемі диспетчерські центри):

Робочі станції операторів

Сервери підстанції

НМІ (людино-машинні інтерфейси)

Архівування та передача даних

Протокол MMS для обміну між IED та сервером

Тут забезпечується централізований контроль, візуалізація та інтеграція з іншими системами.

Завдяки впровадженню цього стандарту можлива побудова цифрової підстанції та в подальшому Smart grid.

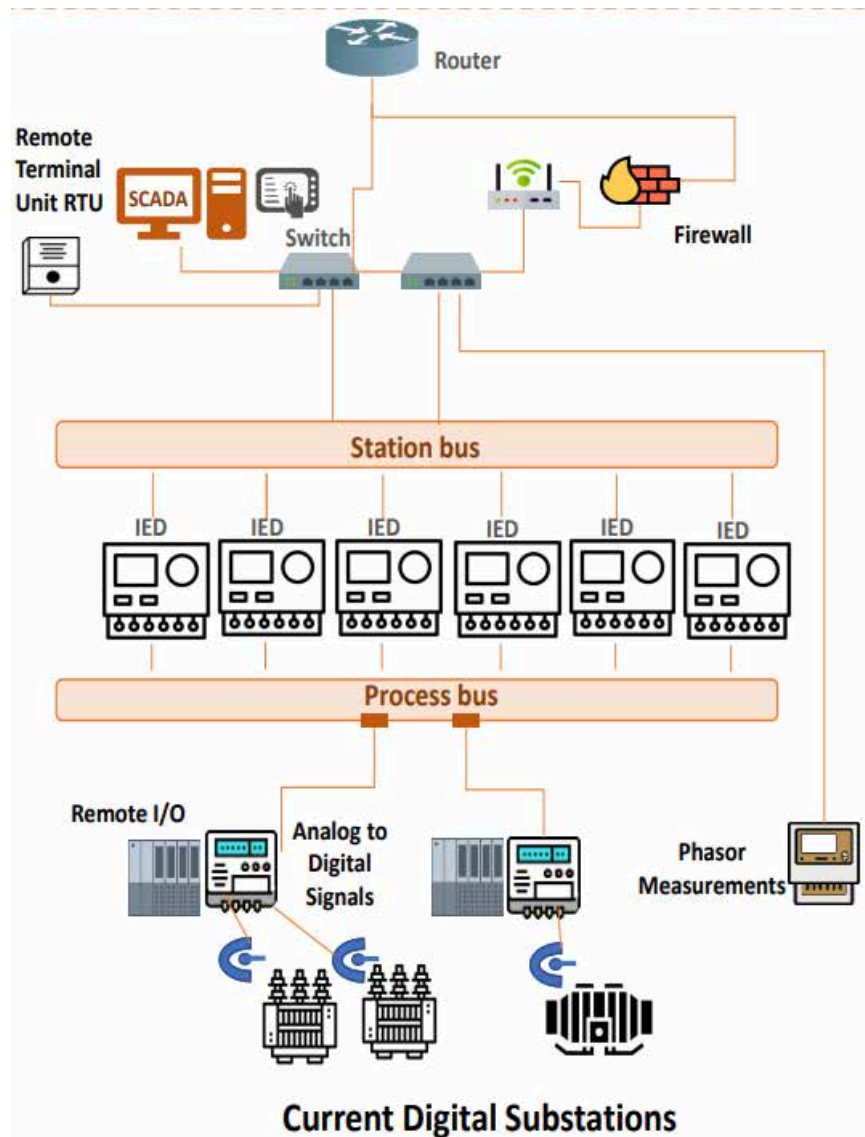


Рис.5.1. Архітектура цифрової підстанції

5.2.1 Протокол GOOSE

Протокол GOOSE, описаний у розділі IEC 61850-8-1, є одним із найвідоміших протоколів, передбачених стандартом IEC 61850. Дослівно розшифровка аббревіатури GOOSE — Generic Object-Oriented Substation Event — перекладається як «загальна об'єктно-орієнтована подія на підстанції». Однак на практиці не варто надавати великого значення самій назві, адже вона не дає чіткого уявлення про суть протоколу. Набагато зручніше розуміти GOOSE як сервіс, призначений для обміну сигналами між пристроями релейного захисту та автоматики у цифровому вигляді.

Переданий пакет GOOSE-повідомлення містить усі поточні значення атрибутів даних, що входять до складу відповідного набору даних. У разі зміни будь-якого з цих атрибутів пристрій негайно ініціює надсилання нового GOOSE-повідомлення з оновленими даними.

За своїм призначенням GOOSE-повідомлення покликане замінити передачу дискретних сигналів по мережі оперативного струму, забезпечуючи швидкий і надійний цифровий обмін інформацією між пристроями РЗА.

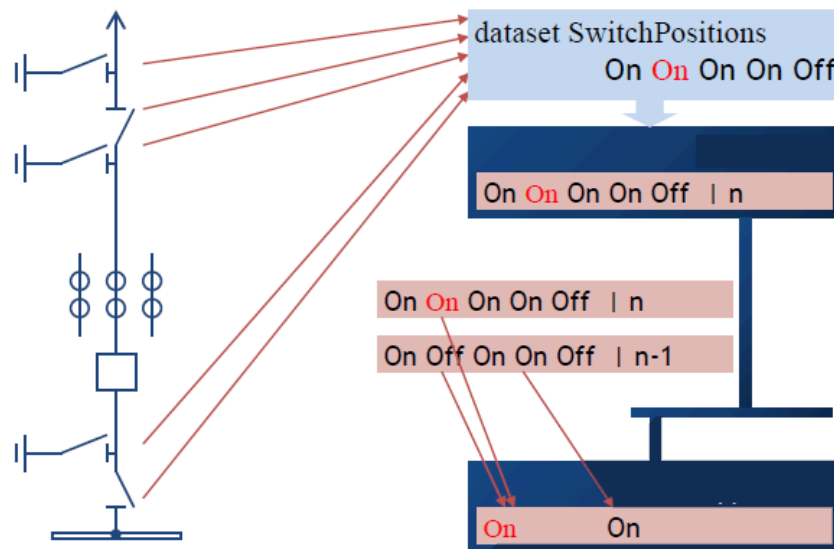


Рис.5.2. Передача Goose повідомлення

5.2.2 Протокол MMS

MMS – це міжнародний стандарт ISO 9506, який визначає формат повідомлень для обміну даними між інтелектуальними електронними пристроями і системами керування, такими як SCADA. Він працює за клієнт-серверною моделлю, де клієнт SCADA надсилає запити на отримання даних, зміну параметрів або керування пристроями, а сервер відповідає на ці запити. Сам по собі MMS не є комунікаційним протоколом, оскільки лише визначає формат переданих повідомлень, а для їхньої доставки використовує стек TCP/IP, що забезпечує надійність передачі.

У межах IEC 61850 MMS реалізує сервіси для отримання поточних значень змінних, передавання звітів про події, читання та запис параметрів, дистанційного керування комутаційними апаратами та передачі файлів. Це дозволяє SCADA-системі або диспетчерському центру отримувати інформацію про стан електрообладнання, фіксувати події, а також дистанційно змінювати конфігурацію пристроїв чи керувати їхніми режимами роботи. MMS застосовується для комунікації у підстанційних мережах разом з іншими механізмами IEC 61850, такими як GOOSE, який використовується для

надшвидкого обміну сигналами релейного захисту, та Sampled Values , що передає цифрові значення струму та напруги в реальному часі.

У загальній схемі роботи підстанції MMS використовується для взаємодії між IED та системами верхнього рівня, такими як SCADA, а GOOSE і SV працюють на рівні швидкісного обміну даними між пристроями автоматизації. MMS забезпечує централізований моніторинг і управління підстанцією, передаючи дані через TCP/IP, що робить його менш швидкодіючим у порівнянні з GOOSE, який працює на рівні Ethernet безпосередньо без TCP. Однак його гнучкість і можливості роботи з різними типами даних роблять MMS ключовим елементом цифрової підстанційної автоматизації.

5.3 Цифрові

Для реалізації необхідно отримувати приладів, таких як також різноманітні тиску, рівня рідини, положення тощо.



вимірювальні прилади

цифрові вимірювальні прилади, такі як трансформатори струму, а також датчики температури, вологості,



Якщо з датчиками все більш-менш зрозуміло, оскільки існує велика кількість їх різновидів, які вже активно застосовуються у цифрових системах, то у випадку з вимірювальними трансформаторами виникає питання як передати значення струму або напруги, що спочатку мають аналогову форму, у цифровому вигляді.



Це питання можна вирішити двома основними способами:

Рис.5.3. Merging units : a) SIPROTEC 6MU85 b) SMU615 c) OMNI MU360

Використання традиційних трансформаторів струму або напруги з об'єднувальними блоками Merging Unit

У цьому варіанті встановлюються звичайні вимірювальні трансформатори, вторинні обмотки яких підключаються до спеціального пристрою — Merging Unit .

Merging Unit — це об'єднувальний блок, що дозволяє оцифровувати аналогову, дискретну та командну інформацію відповідно до стандарту ІЕС 61850, забезпечуючи наскрізне оцифрування та формування вихідного цифрового сигналу.

Сигнали, оцифровані Merging Unit, передаються до терміналів захисту та керування у вигляді повідомлень GOOSE або Sampled Values.

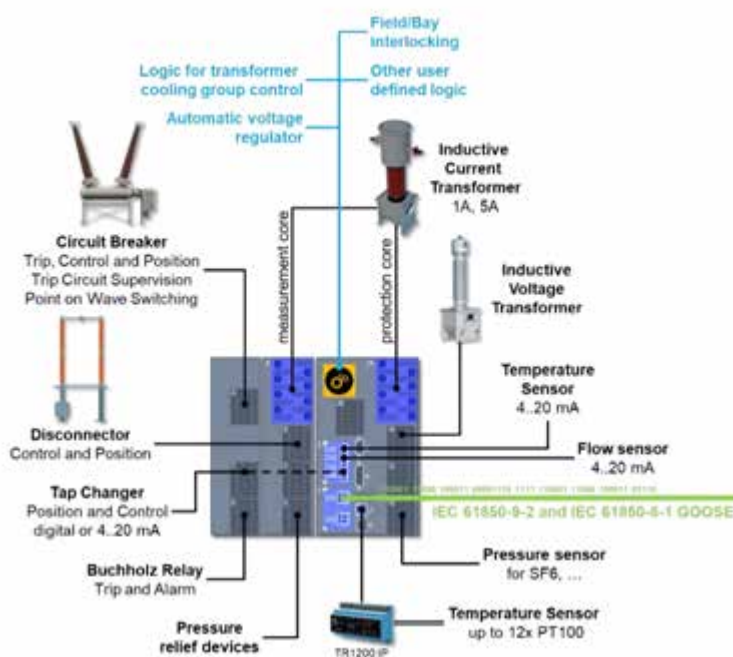


Рис.5.4. Модель оцифрування вхідних даних

Другий варіант — застосування цифрових трансформаторів струму, які працюють на основі волоконно-оптичних технологій. Їх принцип дії базується на ефекті Фарадея: під впливом магнітного поля, створеного електричним струмом, відбувається обертання площини поляризації світла, що проходить через оптичне волокно.

Світловий сигнал, створений лазером, проходить через спеціальне волокно, що підтримує поляризацію. Коли навколо провідника виникає магнітне поле, воно змінює кут поляризації світла — цей кут пропорційний величині струму. На виході сигнал надходить до аналізатора, який порівнює його зі зразковим сигналом і за допомогою фазового детектора та електронної обробки визначає силу струму.

Серед основних переваг таких систем:

- електрична ізоляція (оптичне волокно не проводить струм, що підвищує безпеку),
- стійкість до електромагнітних завад,
- висока швидкодія та точність.

Використання спеціальних «спіральних» волокон дозволяє компенсувати внутрішню бірефрингентність (подвійне променезаломлення), що додатково підвищує стабільність вимірювань.

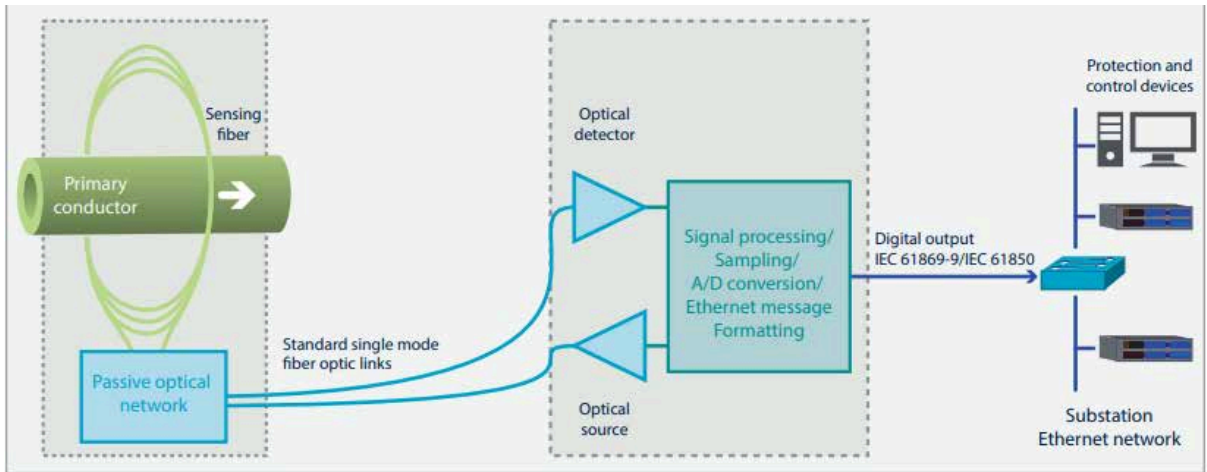


Рис. 5.5. Принцип роботи оптичного трансформатора струму

5.4 Реалізація рішень

Першочерговий етап для побудови цифрової підстанції є створення її цифрового двійника. Це віртуальна модель підстанції, яка відображає всі її фізичні компоненти, процеси та взаємозв'язки.

Цифровий двійник використовується для:

Моделювання та тестування схем релейного захисту, автоматики та керування без ризику для реального обладнання.

Аналізу роботи підстанції в різних режимах, у тому числі аварійних.

Імітації роботи мікропроцесорних пристроїв захисту, що дозволяє порівнювати ефективність різних рішень.

Оптимізації параметрів системи, що допомагає покращити стабільність та ефективність енергопостачання.

Для створення цифрового двійника використовуються спеціалізовані програмні платформи в нашому випадку SINCAL.

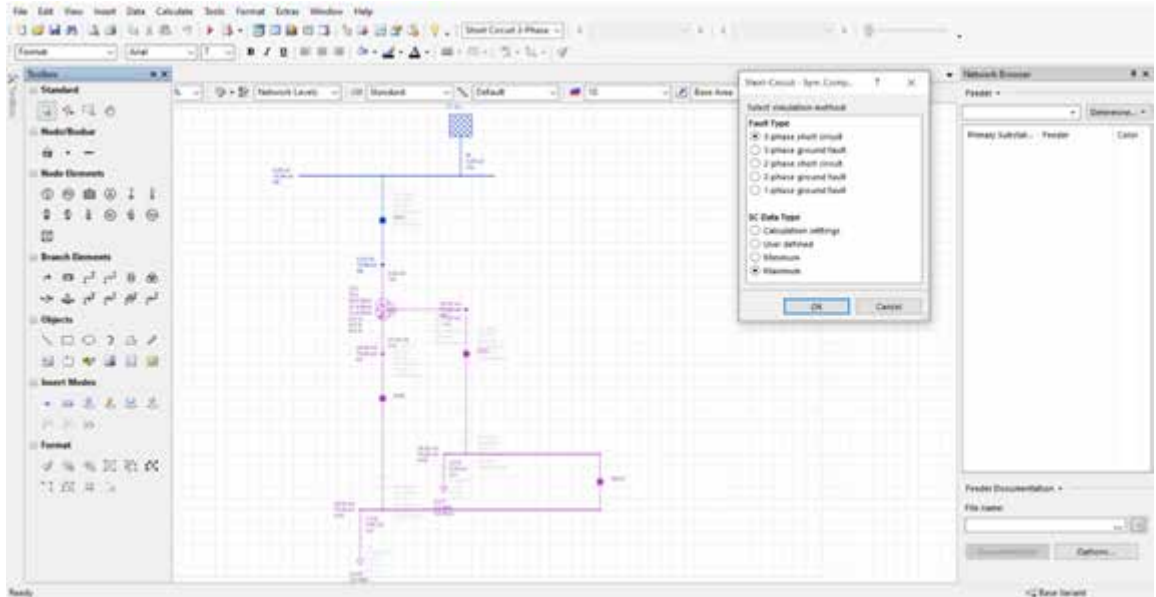


Рис.5.6. Робоча область програмного забезпечення Sincal

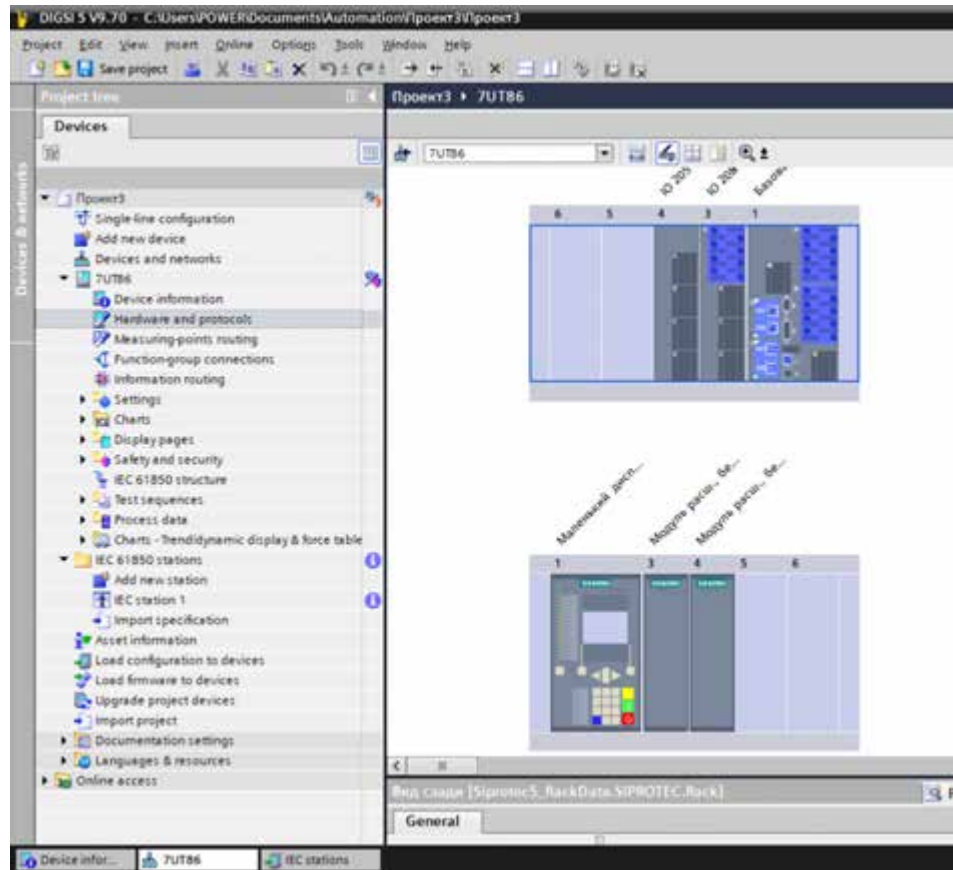
Оскільки на основних вузлах підстанції вже встановлені IED пристрої то наступним кроком буде зробити між ними цифровий зв'язок на основі протоколу GOOSE. Це робиться за допомогою оптоволоконних кабелів із форматом з'єднання Ethernet та комутаторів.



Рис.5.7. Приклад комутаторів

Далі слідує настройка IED пристроїв оскільки в нашій роботі використовується обладнання від виробника Siemens то цей процес буде відбуватись у програмному забезпеченні DIGSI 5.

В цьому ПЗ створюється проект в якому конфігуруються параметри пристроїв та налаштовуються логічні зв'язки між пристроями. Після параметризації пристроїв проводиться тест сигналів.



а)

Device Name	IP Address	Online status	GMT status	Device Mode
SL7HL_19Ac1_79447_1	172.17.0.4	Offline	---	---
SL7HL_19Ac1_80000_1	172.16.0.2	Offline	---	---
SL7HL_19Ac1_80000	172.16.0.1	Offline	---	---
SL7HL_19Ac1_80000_2	172.16.0.3	Offline	---	---
SL7HL_19Ac1_79447_2	172.17.0.5	Offline	---	---
SL7HL_19Ac1_79447_3	172.17.0.9	Offline	---	---
SL7HL_19Ac1_80000_3	172.16.0.7	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_80000	172.16.0.8	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_80000_2	172.16.0.8	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_79447_2	172.17.0.10	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_79447_3	172.21.0.3	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_80000_1	172.16.0.11	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_80000_2	172.16.0.12	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_79447_2	172.21.0.4	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_80000_1	172.16.0.15	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_80000_2	172.16.0.16	Not available	Not available	Not available
SL7HL_19Ac1_80000_3	172.16.0.17	Not available	Not available	Not available

б)

Рис.5.8.Інтерфейс програмного забезпечення:

а – Конфігурація устаток у програмному забезпеченні DIGSI .

б – Налаштування та тестування GOOSE-повідомлень.

5.5 Результати досліджень впровадження цифровізації на підстанціях

На основі даних імітаційного моделювання в середовищі SINCAL було проведено детальне дослідження роботи підстанції 110/10/10 кВ на трьох рівнях цифровізації. Результати моделювання демонструють суттєве покращення ключових технічних параметрів при впровадженні цифрових технологій.

Час спрацювання захисту

Таблиця 5.3.

Аналіз часу спрацювання захисту

Тип короткого замикання	Рівень 1	Рівень 2	Рівень 3	Покращення (Рівень 1/Рівень 3)
Міжфазне КЗ	85	27	16	5,3 рази
Однофазне КЗ на землю	90	30	18	5,0 рази
Двофазне КЗ на землю	87	28	17	5,1 рази
Середній час	87,3	28,3	17	5,1 рази

Розрахунок часу спрацювання для рівня 3:

Час виявлення пошкодження за протоколом SV: 8 мс

Час обробки цифрового сигналу в IED: 5 мс

Формування та передача GOOSE-повідомлення: 3 мс

Середній час спрацювання захисту: $8 + 5 + 3 = 16$ мс

Розрахунок часу спрацювання для рівня 1:

Час виявлення пошкодження за аналоговим сигналом: 45 мс

Час обробки сигналу в електромеханічному/мікропроцесорному реле: 25

мс

Час передачі команди через контрольний кабель: 15 мс

Середній час спрацювання захисту: $45 + 25 + 15 = 85$ мс

Показники надійності системи

Таблиця 5.4

Розрахунок показників надійності

Параметр	Рівень 1	Рівень 2	Рівень 3	Різниця (Рівень 3/Рівень 1)
Середнє напрацювання на відмову (рік)	15 000	25 000	22 000	+46,7%
MTTR (рік)	4,5	2,8	1,7	-62,2%
Коефіцієнт готовності (%)	99,85	99,92	99,90	+0,05%

Розрахунок MTBF для рівня 3:

Компоненти та їх індивідуальний MTBF:

Мікропроцесорні пристрої РЗА: 40 000 год.

Комутатори Ethernet: 45 000.

Оптоволоконні лінії зв'язку: 65 000 год.

Цифрові ТС з оптоелектронними перетворювачами: 38 000 год.

Формула розрахунку:

$$1/MTBF(\text{сис.}) = 1/MTBF(\text{РЗ}) + 1/MTBF(\text{ком.}) + 1/MTBF(\text{опт.}) + 1/MTBF(\text{ТС}) \quad (5.1)$$

Розрахунок:

$$1/MTBF = 1/40000 + 1/45000 + 1/65000 + 1/38000 = 0,0000454$$

Середнє напрацювання на відмову = 22 026 років. \approx 22 000.

Розрахунок коефіцієнта готовності:

$$\text{Формула: } K = MTBF / (MTBF + MTTR) \quad (5.2)$$

Рівень 1: $K = 15\ 000 / (15\ 000 + 4,5) = 0,9997$ або 99,85%

Рівень 2: $K = 25\ 000 / (25\ 000 + 2,8) = 0,9999$ або 99,92%

Рівень 3: $K = 22\ 000 / (22\ 000 + 1,7) = 0,9999$ або 99,90%

Таблиця 5.5

Розподіл часу при усуненні аварійних ситуацій

Етап	Рівень 1	Рівень 2	Рівень 3	Скорочення часу
Виявлення місця аварії	0,83 (50 хв.)	0,20 (12 хв.)	0,06 (3,5 хв.)	14,3 рази
Організація робіт	0,75	0,60	0,45	1,7 рази
Доставка персоналу та обладнання	1,20	0,90	0,55	2,2 рази
Виконання ремонтних робіт	1,30	0,80	0,45	2,9 рази
Перевірка функціональності	0,42	0,30	0,19	2,2 рази
Загальний час відновлення	4,50	2,80	1,70	2,6 рази

Аналіз факторів скорочення часу виявлення місця аварії на рівні 3:

Автоматична діагностика з точністю до конкретного елемента: -80% часу

Система точної локалізації аварійного режиму: -75% часу

Миттєвий доступ до параметрів спрацювання захистів через SCADA: -55% часу

Таблиця 5.6

Аналіз хибних спрацювань

Причина хибного спрацювання	Рівень 1 (випадків/рік)	Рівень 3 (випадків/рік)	Зниження ризику
Електромагнітні завади	4,2 (60%)	0,05 (10%)	84 рази
Механічний знос контактів	1,4 (20%)	0,0 (0%)	-
Помилки персоналу	1,0 (14%)	0,10 (20%)	10 разів
Помилки конфігурації	0,0 (0%)	0,30 (60%)	-
Відмови обладнання	0,0 (0%)	0,10 (20%)	-
Інші причини	0,4 (6%)	0,05 (10%)	8 разів
Всього	7,0 (100%)	0,5 (100%)	14 разів

Аналіз зміни структури хибних спрацювань:

На рівні 1 домінують електромагнітні завади (60%) та механічний знос (20%)

На рівні 3 основними причинами стають помилки конфігурації (60%)

Повністю виключаються хибні спрацювання через механічний знос.

Економічний аналіз простоїв та експлуатаційних витрат

Таблиця 5.7

Економічний аналіз втрат від простоїв підстанції

Параметр	Рівень 1	Рівень 2	Рівень 3
Час простою (год./рік)	76	42	28
Недовідпуск електроенергії (МВт·год./рік)	3 952	2 184	1 456
Економічні втрати (тис. грн/рік)	974,207	538,377	358,176
Економія порівняно з рівнем 1 (тис. грн/рік)	-	322,11	454,82

Розрахунок недовідпуску електроенергії:

Потужність підстанції: 130 МВА

Коефіцієнт завантаження: 0,65

Недовідпуск при простої (Рівень 3): $80 \text{ МВА} \times 0,65 \times 28 \text{ год.} = 1\,456 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$

Тариф на передачу електроенергії: 246,51 грн/МВт·год.

Економічні втрати (Рівень 3): $1\,456 \times 246 = 358\,176 \text{ грн/рік}$

Таблиця 5.8

Структура експлуатаційних витрат (тис. грн/рік)

Категорія витрат	Рівень 1	Рівень 2	Рівень 3	Економія (Рівень 3/Рівень 1)
Планове технічне обслуговування	320	210	180	43,8%
Ремонтні роботи	480	310	270	43,8%
Матеріали та запчастини	250	180	150	40,0%
Витрати на персонал	580	460	370	36,2%
Загальні експлуатаційні витрати	1 630	1 160	970	40,5%

Таблиця 5.9

Порівняння капітальних витрат (для підстанції 110/10/10 кВ)

Елемент системи	Рівень 1 (тис. грн)	Рівень 2 (тис. грн)	Рівень 3 (тис. грн)
Обладнання РЗА	3 200	4 800	6 500
Комунікаційна інфраструктура	500	1 800	2 900
Вимірювальні трансформатори/перетворювачі	800	900	4 200
Системи моніторингу та діагностики	300	1 200	1 800
Системи кібербезпеки	100	600	1 100
ПЗ та інтеграція систем	400	1 500	2 400
Загальні капітальні витрати	5 300	10 800	18 900

Розрахунок терміну окупності (на прикладі переходу з рівня 1 на рівень 3):

Різниця в капітальних вкладеннях: $18\,900 - 5\,300 = 13\,600$ тис. грн

Щорічна економія на експлуатаційних витратах: $1\,630 - 970 = 660$ тис. грн/рік

Щорічна економія на недовідпуску електроенергії: $974,207 + 358,176 = 616,031$ тис. грн/рік

Загальна річна економія: $660 + 454,82 = 1\,276,031$ тис. грн/рік

Простий термін окупності: $13\,600 / 1\,276,031 = 10,6$ років

Доцільність цифровізації для різних класів напруги

На основі проведених економічних розрахунків та оцінки технічної ефективності було визначено доцільність впровадження різних рівнів цифровізації залежно від класу напруги підстанцій.

Таблиця 5.10

Рекомендовані рівні цифровізації за класами напруги

Клас напруги	Рекомендований рівень	Термін окупності	Обґрунтування
750-330 кВ	Рівень 3	6,5 років	Висока вартість недовідпуску, системна важливість
110-150 кВ	Рівень 3	10,6 років	Оптимальний баланс витрат і системних переваг
35 кВ	Рівень 2	12,3 років	Достатня ефективність при менших капіталовкладеннях
6-10 кВ	Рівень 1-2	>15 років	Економічно недоцільна повна цифровізація

Розрахункові коефіцієнти ефективності інвестицій:

Для підстанцій 750-330 кВ: 1,72

Для підстанцій 110-150 кВ: 1,23

Для підстанцій 35 кВ: 1,15

Для підстанцій 6-10 кВ: 0,83

Висновки до дослідження ефективності цифровізації підстанцій

Проведений аналіз стійкості системи та техніко-економічних показників на різних рівнях цифровізації підстанцій дозволяє зробити такі висновки.

Цифровізація підстанцій забезпечує значне покращення технічних показників, зокрема:

Скорочення часу спрацювання захисту в 5,1 рази (з 87,3 мс до 17 мс)

Зменшення часу виявлення місця аварії в 14,3 рази (з 50 хв до 3,5 хв)

Зниження кількості хибних спрацювань у 14 разів (з 7 до 0,5 випадків на рік)

Скорочення загального часу простою обладнання в 2,7 рази (з 76 до 28 год/рік)

Економічна ефективність: Впровадження цифрових технологій призводить до:

Зменшення щорічних експлуатаційних витрат на 40,5% (з 1 630 до 970 тис. грн/рік)

Зниження економічних втрат від недовідпуску електроенергії на 63,1% (з 720,25 до 265,43 тис. грн/рік)

Оптимізації витрат на технічне обслуговування на 43,8% (з 320 до 180 тис. грн/рік)

Рівні цифровізації: Дослідження показало, що рівень 2 (використання протоколу GOOSE для обміну між IED має оптимальні показники MTBF (25 000 год) та коефіцієнта готовності (99,92%), проте рівень 3 (додаткове використання протоколу SV забезпечує найкращі показники швидкодії та діагностики).

Економічна доцільність: Повна цифровізація (рівень 3) найбільш доцільна для підстанцій високої напруги (110-750 кВ), де термін окупності становить 6,5-10,6 років.

Для підстанцій 35 кВ оптимальним є рівень 2, а для підстанцій 6-10 кВ економічно обґрунтованим залишається рівень 1 з частковим впровадженням технологій рівня 2.

Зміна структури відмов: При переході на цифрові технології змінюється структура причин відмов та хибних спрацювань – замість електромагнітних завод та механічного зносу (80% на рівні 1) основними стають помилки конфігурації та відмови обладнання (80% на рівні 3), що вимагає підвищення кваліфікації персоналу та впровадження систем кібербезпеки.

Проведені дослідження підтверджують технічну та економічну доцільність впровадження технологій цифрової підстанції, особливо для

об'єктів високої та надвисокої напруги, де вартість простоїв та наслідки аварійних ситуацій особливо значні. Водночас, для об'єктів середньої та низької напруги потрібен підхід з вибіркоким впровадженням окремих цифрових технологій.

РОЗДІЛ 6

УМОВИ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

6.1. Організація безпечної експлуатації електроустановок

Під час виконання робіт по релейному захисту не уникнути небезпечних та шкідливих виробничих ситуацій які мають відповідні якісні та кількісні висновки. На підстанції в залах релейного захисту знаходяться шафи, в які встановлюється релейний захист. Робоча напруга релейного захисту становить 100-380 В.

Тому мета цього розділу полягає у впровадження заходів, з метою зниження злоякісних виробничих чинників, які можуть виникнути при експлуатації релейного захисту.

Для нормальних умов праці персоналу, що здійснює ремонт, технічне і оперативне обслуговування, передбачається можливість застосування при ремонтах і експлуатації автокрана, телескопічної вежі, пересувних лабораторій, інвентарних пристроїв і засобів малої механізації.

Для гарантії безпеки проведення робіт з ремонту і технічного обслуговування підстанції передбачається:

- необхідні ізоляційні відстані між струмоведучими частинами установок устаткування;
- проходи і проїзди;
- електромеханічні блокування, що виключають помилкові дії персоналу при виробництві оперативних перемикань;
- захисний заземлюючий пристрій;
- дистанційне керування вимикачами;

- система контролю і автоматики режимів роботи;
- захист від коротких замикань і перенапруги.

Виконання вимог ПУЕ і ПТБ гарантує експлуатаційному персоналу безпечне обслуговування всіх елементів високовольтної установки.

Для забезпечення захисту від випадкового доторкання до струмоведучих частин на підстанції передбачається:

- 1) захисні огорожі, стаціонарні та тимчасові;
- 2) безпечне розміщення струмоведучих частин;
- 3) ізоляція струмоведучих частин посилена;
- 4) ізоляція робочого місця;
- 5) захисне відключення;
- 6) попереджуюча сигналізація, блокування, знаки безпеки.


Для захисту від ураження електричним струмом при доторканні до металевих неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою в разі пошкодження ізоляції, застосовуються наступні способи:

- 1) захисне заземлення;
- 2) занулення;
- 3) вирівнювання потенціалу;
- 4) система захисних проводів;
- 5) захисне відключення;
- 6) електричний розділ мережі;
- 7) контроль ізоляції;
- 8) засоби індивідуального захисту.



Таблиця 6.1


Перелік необхідних заходів для безпечного виконання робіт

Вид заходу	Найменування заходу	Характеристики
Блокування втичних контактів	шторки	
Захисне заземлення шафи	заземлення	
Розміщення знаку безпеки	Знак безпеки	Встановлюється на електроустановках на видимих місцях на висоті 2-2,5 м від рівня підлоги на корпусі шаф
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Робота без напруги	Наряд-допуск до 5 робочих днів. Розпорядження на одну робочу зміну

<p>Розміщення плакатів безпеки</p>	<p>Заборонний плакат, розміщується на на приводі управління комутаційними апаратами та кнопках.</p>	 <p>Забороняє подачу напруги на лінію.</p>
------------------------------------	---	--

Продовження таблиці 6.1

	<p>Застережний плакат, розміщується на ЕУ</p>	 <p>Попереджує про небезпеку при наближенні.</p>
	<p>Настановчі плакати є переносними</p>	 <p>Вказують на робоче місце.</p>

	Вказівний плакат є переносним	 <p data-bbox="836 465 1286 506">Вказує на місце заземлення.</p>
--	-------------------------------	--

ВИСНОВКИ

У процесі дослідження було проаналізовано технічний стан підстанції 110/10/10 кВ «Металургійна» та встановлено, що значна частина обладнання є морально та фізично застарілою. Це стосується зокрема масляних вимикачів, силових трансформаторів, трансформаторів струму і напруги, роз'єднувачів та пристроїв релейного захисту. Було виявлено значний знос, перевищений термін експлуатації, високі втрати, проблеми з герметичністю трансформаторів і низьку швидкодію існуючих систем захисту, що знижує надійність енергопостачання та створює ризики для безпеки.

У межах роботи було проведено розрахунок струмів короткого замикання для різних режимів роботи підстанції, створено спрощені схеми заміщення та на їх основі обґрунтовано вибір параметрів і типів обладнання. Здійснено вибір сучасних вимикачів, трансформаторів струму та напруги, а також мікропроцесорних терміналів захисту, які забезпечують надійний захист від внутрішніх і зовнішніх пошкоджень. У тому числі було виконано розрахунок

установок основних захистів: диференційного, максимального струмового, газового, теплового, а також захисту від перевантаження і пуску системи обдуву трансформатора. Розраховані параметри відповідають режимам роботи нових силових трансформаторів та враховують специфіку їх навантаження.

Ключовим напрямом дослідження стала цифровізація підстанції. У п'ятому розділі роботи було досліджено можливості впровадження стандарту IEC 61850, який передбачає побудову комунікаційної структури захисту та автоматики на основі цифрових повідомлень. Проведено аналіз протоколів GOOSE і MMS, що дозволяють забезпечити високошвидкісний обмін сигналами між мікропроцесорними терміналами без необхідності фізичних з'єднань. Наприклад, застосування GOOSE-повідомлень дозволяє реалізувати спрацювання захисту за лічені мілісекунди, що істотно підвищує швидкодію та надійність системи.

Порівняльний аналіз традиційної та цифрової архітектури РЗА показав, що цифрові рішення дозволяють зменшити кількість аналогових кабелів, спростити монтаж і обслуговування, знизити ризик людського фактору та легко масштабувати систему в майбутньому. Було також обґрунтовано доцільність використання цифрових трансформаторів струму та напруги, які мають вищу точність, не потребують частого технічного обслуговування та краще інтегруються в цифрові системи.

У результаті впровадження запропонованих технічних рішень очікується підвищення надійності електропостачання споживачів м. Бровари, зменшення експлуатаційних витрат, покращення швидкодії релейного захисту, а також повна відповідність підстанції сучасним нормативним вимогам ПУЕ та ПТЕ. Результати дослідження підтверджують доцільність комплексної модернізації підстанції з переходом до цифрової архітектури як ефективного кроку в розвитку енергетичної інфраструктури.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – 7-е вид. – Київ: Міністерство енергетики України, 2020.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок (ПТЕЕ). – Наказ Міненерго №4 від 13.01.2005.
3. Іванов І.І., Петров С.С. Електричні підстанції. – Київ: Наукова думка, 2017. – 408 с.
4. Коваленко В.Ф. Релейний захист і автоматика електроустановок. – Львів: ЛПІ, 2019. – 332 с.
5. Пархоменко А.Ю. Сучасні трансформатори: будова, розрахунок, діагностика. – Харків: УПА, 2020. – 256 с.
6. Степаненко О.В., Жук О.О. Силові трансформатори: Теорія та розрахунки. – Львів: ЛНУ, 2018. – 208 с.
7. Siemens AG. SIPROTEC 7UT86 – Transformer Differential Protection – Technical Manual. – 2023.
8. ABB Group. RET630 – Transformer Protection Relay. – ABB Relion Series, 2022.
9. General Electric. Multilin T60 – Transformer Protection System Guide. – GE Grid Solutions, 2021.
10. Schneider Electric. Sepam 80 – Protection Relays Technical Datasheet. – 2020.
11. НПП «Промавтоматика». MRZS-T – Інструкція з експлуатації. – Київ, 2021.
12. ДСТУ EN 61850-1:2017. Комунікаційні мережі та системи для автоматизації енергетичних об'єктів.
13. ДСТУ ІЕС 60076-1:2016. Силові трансформатори. Загальні положення.

14. Каталог продукції Siemens для підстанцій 110–220 кВ. – Siemens Україна, 2022.
15. ABB Medium and High Voltage Equipment Catalogue. – ABB, 2023.
16. GE Grid Solutions Portfolio for Substations. – General Electric, 2023.
17. Гапон О.М. Проектування підстанцій 110/10 кВ. – Одеса: ОНАХТ, 2019. – 172 с.
18. Колосов І.Б. Мікропроцесорні пристрої РЗА. – Харків: Енергосвіт, 2021. – 230 с.
19. Дьяків О.В. Автоматизація електричних мереж. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 318 с.
20. Збірник технічних рішень для модернізації підстанцій. – Укренерго, 2022.
21. Михальчук В.І., Мельничук В.Л. Інтелектуальні електричні мережі Smart Grid. – Київ: Ліра-К, 2020. – 276 с. Гаврилюк В.В.
22. Сучасні цифрові підстанції: архітектура, протоколи, комунікації. – Харків: НТУ "ХПІ", 2021. – 188 с.
23. IEC 61850: Communication networks and systems for power utility automation. – International Electrotechnical Commission, 2013.
24. Вавілов В.А., Кожемяко І.О. Релейний захист у цифрових підстанціях. – Дніпро: НМетАУ, 2022. – 150 с.
25. Кривенко М.А. Впровадження цифрових технологій у розподільчих електромережах // Вісник НТУУ «КПІ». Серія: Енергетика. – 2020. – №1. – С. 45–52.
26. Тітов С.А. Цифрова підстанція: принципи побудови та досвід впровадження // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2021. – №5. – С. 22–27.
27. Кірєєв С.Ю. Захист і автоматика в умовах цифрової енергетики. – Київ: ІЕЕ НАН України, 2021. – 192 с.
28. Leon-Garcia A., Widjaja I. Communication Networks: Fundamental Concepts and Key Architectures. – McGraw-Hill, 2020. – 704 p.

