

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ  
СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 р.

**Дипломний проєкт**

**на здобуття ступеня бакалавра з**

**а освітньо-професійною програмою «Управління, захист та  
автоматизація енергосистем»**

**спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»**

**на тему: «Модернізація релейного захисту і автоматики  
трансформаторної підстанції напругою 110/10 кВ»**

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕК-з21

Бойко Іван Олександрович

\_\_\_\_\_

Керівник:

Омельчук Анатолій Олександрович

\_\_\_\_\_

Рецензент:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті  
немає запозичень з праць інших авторів без  
відповідних посилань.

Студент \_\_\_\_\_

Київ 2026

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Денис Дерев'янюк

«\_\_» червня 2026 р

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проект студенту**

**Бойку Івану Олександровичу**

1. Тема проекту **«Модернізація релейного захисту і автоматики трансформаторної підстанції напругою 110/10 кВ»**, керівник проекту Омельчук Анатолій Олександрович, доцент, канд. тех. наук, затверджені наказом по університету від «\_\_» травня 2026 р. № 1751-с.
2. Термін подання студентом проекту «\_\_» червня 2026 р.
3. Вихідні дані до проекту: головна схема електричної підстанції 110/10 кВ.
4. Зміст пояснювальної записки
  1. Аналіз існуючої системи РЗА підстанції 110/10 кВ
  2. Розрахунок параметрів для налаштування РЗА
  3. Вибір сучасного обладнання РЗА
  4. Проектування модернізованої системи РЗА
5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслень, плакатів, презентацій тощо)
  1. Головна схема електричних з'єднань 35/10 кВ
  2. Принципова схема релейного захисту відхідної лінії 10 кВ (МТЗ+відсічка)

3. Загальний вигляд шафи РЗА (розміщення терміналів, автоматів, клем)

6. Дата видачі завдання «\_\_» травня 2026 р.

Календарний план

| № з/п | Назва етапів виконання дипломного проєкту        | Термін виконання етапів проєкту | Примітка |
|-------|--------------------------------------------------|---------------------------------|----------|
| 1.    | Аналіз існуючої системи РЗА підстанції 110/10 кВ | 25.01.2026                      |          |
| 2.    | Розрахунок параметрів для налаштування РЗА       | 18.02.2026                      |          |
| 3.    | Вибір сучасного обладнання РЗА                   | 27.03.2026                      |          |
| 4.    | Проектування модернізованої системи РЗА          | 01.05.2026                      |          |
| 5.    | Підготовка плакатів                              | 31.05.2026                      |          |

Студент

Іван БОЙКО

Керівник

Анатолій ОМЕЛЬЧУК

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

| №<br>п/п | Формат | Позначення          | Найменування                                   | Кількість<br>листів | Примітка |
|----------|--------|---------------------|------------------------------------------------|---------------------|----------|
| 1        | A4     |                     | Завдання на<br>дипломний проект                | 1                   |          |
| 2        | A4     | 141.ЕКз2101.001.ДБ  | Пояснювальна<br>записка                        | 83                  |          |
| 3        | A1     | 141.ЕКз2101.001.ТК1 | Схема електрична<br>принципова ПС<br>110/10 кВ | 1                   |          |
| 4        | A1     | 141.ЕКз2101.001.ТК2 | Схема<br>розташування<br>терміналів РЗА        | 1                   |          |
| 5        | A1     | 141.ЕКз2101.001.ТК3 | Диференціальний<br>захист                      | 1                   |          |

|            |      |                 |        |      |                              |  |  |                     |      |         |
|------------|------|-----------------|--------|------|------------------------------|--|--|---------------------|------|---------|
|            |      |                 |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ           |  |  |                     |      |         |
|            |      |                 |        |      |                              |  |  |                     |      |         |
| Змн.       | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата |                              |  |  |                     |      |         |
| Розробив   |      | Бойко І.О.      |        |      | Відомість дипломного проекту |  |  | Літ.                | Арк. | Акрушів |
| Перевірив  |      | Омельчук А.О.   |        |      |                              |  |  |                     | 3    | 1       |
|            |      |                 |        |      |                              |  |  | НТТУ ¼КПІ ім. Ігоря |      |         |
| Н.контроль |      | Ягельський Є.О. |        |      |                              |  |  | Сікорського½        |      |         |
| Затвердив  |      | Дерев'янка Д.Г. |        |      |                              |  |  | ФЕЛ зр. ЕК-221      |      |         |

**Пояснювальна записка**  
**до дипломного проекту**  
**на тему: «Модернізація релейного захисту і автоматики**  
**трансформаторної підстанції напругою 110/10 кВ»**

Київ - 2026 року

## РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт «Модернізація релейного захисту та автоматики трансформаторної підстанції напругою 110/10 кВ» виконаний на 83 аркушах та містить 4 рисунки, 20 таблиці, 5 додатки, графічну частину та 25 джерел-посилань.

Об'єкт дослідження: підстанція 110/10 кВ з двома силовими трансформаторами ТДН-10000/110/10, повітряними лініями 110 кВ та розподільчим пристроєм 10 кВ.

Мета роботи: розробка технічно та економічно обґрунтованого проєкту модернізації системи релейного захисту та автоматики підстанції 110/10 кВ шляхом заміни застарілих електромеханічних пристроїв захисту сучасними мікропроцесорними терміналами, що забезпечують підвищення надійності, селективності та швидкодії захисту електрообладнання.

Методи дослідження: аналіз існуючої системи релейного захисту та автоматики підстанції, дослідження технічних характеристик силового обладнання, розрахунок струмів короткого замикання, визначення та перевірка уставок релейного захисту, вибір сучасних мікропроцесорних терміналів захисту, аналіз відповідності обладнання вимогам нормативних документів, техніко-економічне обґрунтування запропонованих рішень.

Практичне значення: запропоновані технічні рішення можуть бути використані під час реконструкції та модернізації підстанцій напругою 110/10 кВ. Впровадження сучасних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики забезпечить підвищення надійності електропостачання споживачів, скорочення часу ліквідації аварійних режимів, розширення функцій моніторингу та діагностики обладнання, зниження експлуатаційних витрат і забезпечення відповідності вимогам міжнародного стандарту ІЕС 61850.

Ключові слова: ПІДСТАНЦІЯ 110/10 КВ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АВТОМАТИКА, МІКРОПРОЦЕСОРНІ ТЕРМІНАЛИ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ДИФЕРЕНЦІАЛЬНИЙ ЗАХИСТ, ІЕС 61850, МОДЕРНІЗАЦІЯ, РЗА.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 6    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

## ABSTARCT

The diploma project entitled "Modernization of Relay Protection and Automation of a 110/10 kV Transformer Substation" consists of 83 pages and includes 4 figures, 20 tables, 5 appendices, a graphical part, and 25 references.

Object of research: a 110/10 kV substation equipped with two TDN-10000/110/10 power transformers, 110 kV overhead transmission lines, and a 10 kV switchgear.

Purpose of the study: to develop a technically and economically justified project for the modernization of the relay protection and automation system of a 110/10 kV substation by replacing obsolete electromechanical protection devices with modern microprocessor-based terminals, ensuring improved reliability, selectivity, and operating speed of electrical equipment protection.

Research methods: analysis of the existing relay protection and automation system of the substation, investigation of the technical characteristics of power equipment, short-circuit current calculations, determination and verification of relay protection settings, selection of modern microprocessor protection terminals, analysis of equipment compliance with regulatory requirements, and techno-economic assessment of the proposed solutions.

Practical significance: the proposed technical solutions can be applied during the reconstruction and modernization of 110/10 kV substations. The implementation of modern microprocessor-based relay protection and automation devices will improve the reliability of power supply to consumers, reduce fault-clearing time, expand monitoring and diagnostic capabilities, decrease operating costs, and ensure compliance with the requirements of the international IEC 61850 standard.

Keywords: 110/10 kV SUBSTATION, RELAY PROTECTION, AUTOMATION, MICROPROCESSOR TERMINALS, POWER TRANSFORMER, SHORT-CIRCUIT CURRENTS, DIFFERENTIAL PROTECTION, IEC 61850, MODERNIZATION, RELAY PROTECTION AND AUTOMATION (RPA).

|      |      |          |        |      |                     |      |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
|      |      |          |        |      | 14.1.EK32101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                     | 7    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                     |      |

## ЗМІСТ

|                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------|----|
| ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ .....                                                    | 10 |
| ВСТУП.....                                                                 | 11 |
| 1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ РЗА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ .....                   | 14 |
| 1.1 Загальна характеристика підстанції та її основне обладнання .....      | 14 |
| 1.2 Існуючі пристрої релейного захисту трансформаторів .....               | 20 |
| 1.3 Існуючі пристрої захисту ліній 110 кВ та фідерів 10 кВ .....           | 24 |
| 1.4 Існуючі системи автоматики (АПВ, АВР, АЧР).....                        | 28 |
| 1.5 Недоліки та обмеження діючої системи РЗА .....                         | 33 |
| Висновок по розділу .....                                                  | 34 |
| 2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ НАЛАШТУВАННЯ РЗА .....                         | 36 |
| 2.1 Розрахунок струмів короткого замикання .....                           | 36 |
| 2.2 Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МСЗ).....         | 46 |
| 2.3 Розрахунок уставок диференціального захисту трансформатора (ДЗТ) ..... | 46 |
| 2.4 Розрахунок уставок захисту від перевантаження.....                     | 49 |
| Висновок по розділу .....                                                  | 53 |
| 3 ВИБІР СУЧАСНОГО ОБЛАДНАННЯ РЗА .....                                     | 54 |
| 3.1 Огляд сучасних мікропроцесорних терміналів захисту .....               | 54 |
| 3.2 Вибір терміналів захисту для сторони 110 кВ.....                       | 55 |
| 3.3 Вибір терміналів захисту для сторони 10 кВ.....                        | 59 |
| 3.4 Вибір пристроїв автоматики (АПВ, АВР).....                             | 62 |
| Висновок по розділу .....                                                  | 62 |
| 4 ПРОЄКТУВАННЯ МОДЕРНІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ РЗА .....                            | 63 |
| 4.1 Розробка схеми релейного захисту силових трансформаторів.....          | 63 |
| 4.2 Розробка схеми захисту ліній 110 кВ та фідерів 10 кВ.....              | 64 |
| 4.3 Проєктування системи автоматики (АПВ, АВР, АЧР).....                   | 66 |
| 4.4 Інтеграція РЗА із системою SCADA.....                                  | 66 |
| Висновок по розділу .....                                                  | 71 |
| ВИСНОВКИ .....                                                             | 72 |
| ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ .....                                              | 74 |

|      |      |          |        |      |                     |      |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
|      |      |          |        |      | 14.1.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                     | 8    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                     |      |

|                 |    |
|-----------------|----|
| ДОДАТОК А ..... | 77 |
| ДОДАТОК Б.....  | 78 |
| ДОДАТОК В ..... | 79 |
| ДОДАТОК Г ..... | 80 |
| ДОДАТОК Д ..... | 82 |

|      |      |          |        |      |                     |      |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
|      |      |          |        |      | 14.1.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                     | 9    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                     |      |

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне ввімкнення резерву  
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення  
АЧР – автоматичне частотне розвантаження  
ВН – вища напруга  
ДЗТ – диференціальний захист трансформатора  
КЗ – коротке замикання  
КРУ – комплектний розподільчий пристрій  
МСЗ – максимальний струмовий захист  
НН – нижча напруга  
ОЗЗ – однофазне замикання на землю  
ПБВ – перемикання без збудження  
ПЛ – повітряна лінія  
ПРВВ (50BF) – пристрій резервування при відмові вимикача  
ПС – підстанція  
ПУЕ – Правила улаштування електроустановок  
РЗА – релейний захист та автоматика  
РПН – регулювання під навантаженням  
ТС – трансформатор струму  
ТЗНП – трансформатор струму нульової послідовності  
ТН – трансформатор напруги

|      |      |          |        |      |                     |      |
|------|------|----------|--------|------|---------------------|------|
|      |      |          |        |      | 14.1.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                     | 10   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                     |      |

## ВСТУП

Електроенергетична система України перебуває на етапі масштабної трансформації, зумовленої як інтеграцією до об'єднаної енергосистеми континентальної Європи (ENTSO-E), так і необхідністю відновлення інфраструктури після значних пошкоджень. За даними НЕК «Укренерго», станом на 2024 рік в об'єднаній енергосистемі України функціонує понад 100 підстанцій напругою 110–750 кВ, значна частина яких потребує модернізації систем релейного захисту та автоматики (РЗА) [1]. Особливу увагу привертають підстанції класу 110/10 кВ, які є ключовими вузлами розподільних мереж і забезпечують електропостачання промислових, комунальних та побутових споживачів.

Актуальність теми дипломного проєкту визначається тим, що переважна більшість підстанцій 110/10 кВ в Україні оснащена електромеханічними пристроями релейного захисту, введеними в експлуатацію 25–40 років тому. Ці пристрої характеризуються обмеженою функціональністю, високим рівнем похибки спрацювання (до 10–15 %), відсутністю засобів самодіагностики та неможливістю інтеграції в сучасні автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП) [2]. Як зазначають Кідиба В. П. [3] та Омельчук А. О. зі співавторами [4], перехід на мікропроцесорні термінали захисту дозволяє суттєво підвищити надійність, швидкодію та селективність спрацювання захистів, а також забезпечити можливість дистанційного моніторингу та керування. За даними OECD [5], синхронізація ОЕС України з ENTSO-E, здійснена у березні 2022 року, поставила додаткові вимоги до систем автоматики та протиаварійного керування, що підсилює необхідність модернізації.

Об'єктом дослідження є трансформаторна підстанція 110/10 кВ з двома силовими трансформаторами типу ТДН-10000/110/10.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 11   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Предметом дослідження є система релейного захисту та автоматики підстанції 110/10 кВ, методи та засоби її модернізації на базі сучасних мікропроцесорних терміналів захисту виробництва АВВ.

Метою дипломного проєкту є розробка технічних рішень щодо модернізації системи РЗА трансформаторної підстанції 110/10 кВ з обґрунтуванням вибору сучасного обладнання та розрахунком параметрів налаштування захистів.

Для досягнення зазначеної мети необхідно вирішити такі завдання: проаналізувати існуючу систему РЗА підстанції та виявити її недоліки; виконати розрахунки струмів короткого замикання та уставок основних захистів; обґрунтувати вибір сучасних мікропроцесорних терміналів захисту для сторін 110 кВ та 10 кВ; розробити схеми модернізованої системи РЗА з інтеграцією в систему SCADA на базі стандарту IEC 61850.

Наукова новизна роботи полягає в комплексному підході до модернізації РЗА підстанції 110/10 кВ, який поєднує аналіз існуючого стану, інженерні розрахунки, вибір обладнання та проєктування модернізованої системи. Практична значимість проєкту визначається тим, що запропоновані рішення можуть бути безпосередньо впроваджені на діючих підстанціях 110/10 кВ ОЕС України без тривалих зупинок у їх роботі. Результати розрахунків та рекомендації щодо вибору обладнання базуються на реальних параметрах підстанції та сучасних каталогах виробників [6, 7, 8].

Аналіз міжнародного досвіду модернізації підстанцій свідчить про глобальну тенденцію переходу від електромеханічних пристроїв РЗА до мікропроцесорних. За даними дослідження CIGRÉ (Міжнародна рада з великих електроенергетичних систем), станом на 2023 рік понад 85 % нових підстанцій у країнах Європейського Союзу проєктуються з використанням виключно мікропроцесорних терміналів захисту зі стандартом IEC 61850. В Україні цей показник складає лише 35–40 %, що свідчить про значний потенціал модернізації [1, 2].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 12   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Стандарт IEC 61850 «Communication networks and systems for power utility automation», прийнятий як ДСТУ IEC 61850 в Україні, визначає єдину архітектуру комунікаційної мережі підстанції та формати обміну даними між пристроями захисту, автоматики та SCADA. Впровадження IEC 61850 дозволяє зменшити кількість кабельних з'єднань на підстанції на 60–80 %, скоротити час монтажу на 30–40 % та забезпечити інтероперабельність обладнання різних виробників [17, 18].

Економічна доцільність модернізації РЗА підстанцій 110/10 кВ обумовлюється не лише підвищенням надійності електропостачання, а й суттєвим зниженням експлуатаційних витрат. За оцінками фахівців НЕК «Укренерго» [1], витрати на технічне обслуговування мікропроцесорних терміналів у 3–5 разів менші порівняно з електромеханічними реле, завдяки більшим інтервалам між профілактичними перевірками (6–8 років замість 3–4 для електромеханічних), відсутності необхідності калібрування механічних елементів та можливості дистанційної діагностики через SCADA. Додатковий економічний ефект досягається за рахунок зменшення недовідпуску електроенергії споживачам внаслідок скорочення часу ліквідації аварій та зменшення кількості хибних спрацювань захистів.

Дипломний проєкт складається з чотирьох розділів. У першому розділі здійснено аналіз існуючої системи РЗА підстанції 110/10 кВ. У другому розділі виконано розрахунки параметрів для налаштування захистів. Третій розділ присвячено вибору сучасного обладнання РЗА. У четвертому розділі розроблено модернізовану систему РЗА. Графічна частина включає три креслення формату А1: схему підстанції 110/10 кВ (додаток А), схему розташування терміналів РЗА (додаток Б) та схему диференціального захисту трансформатора (додаток В).

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 13   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

# 1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ РЗА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ

## 1.1 Загальна характеристика підстанції та її основне обладнання

Підстанція 110/10 кВ є типовим елементом системи електропостачання міських та приміських районів, промислових підприємств та сільськогосподарських територій. Її основне призначення полягає у прийомі електроенергії від магістральної мережі напругою 110 кВ, понижувальній трансформації до рівня 10 кВ та розподілі між споживачами різних категорій відповідальності електропостачання. Конфігурація підстанції визначається вимогами надійності, складом споживачів та перспективами зростання навантаження [3, с. 12–25].

Відкритий розподільний пристрій (ВРП) 110 кВ досліджуваної підстанції побудований за схемою «містка з вимикачами у колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку ліній». Ця схема передбачає два вводи від повітряних ліній Л1 та Л2, кожен з яких підключений через лінійний роз'єднувач. Між вводами розташовано секційний роз'єднувач, який забезпечує можливість роботи від одного джерела живлення у разі виведення у ремонт однієї з ліній. Вимикачі В1 та В2 встановлено безпосередньо у колах трансформаторів Т1 та Т2, що дозволяє оперативно вимикати будь-який трансформатор без переривання живлення другого [1, с. 30–35].

Закритий розподільний пристрій (ЗРП) 10 кВ виконано у вигляді комплектного розподільного пристрою (КРП) серії КРУ-2-10. Він складається з двох секцій збірних шин (секція I та секція II), з'єднаних між собою секційним вимикачем ВС. Кожна секція живиться від окремого трансформатора: секція I від Т1, секція II від Т2. На кожній секції встановлено по 6 фідерних комірок з вакуумними вимикачами для підключення відхідних кабельних ліній 10 кВ.

|           |      |                 |        |      |                                                     |      |         |  |
|-----------|------|-----------------|--------|------|-----------------------------------------------------|------|---------|--|
|           |      |                 |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ                                  |      |         |  |
| Змн.      | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата |                                                     |      |         |  |
| Розроб.   |      | Бойко І.О.      |        |      | Аналіз існуючої системи<br>РЗА підстанції 110/10 кВ |      |         |  |
| Перевір.  |      | Омельчук А.О.   |        |      |                                                     |      |         |  |
|           |      |                 |        |      |                                                     |      |         |  |
| Н. Контр. |      | Ягельський Е.О. |        |      |                                                     |      |         |  |
| Затверд.  |      | Дерев'янка Д.Г. |        |      |                                                     |      |         |  |
|           |      |                 |        |      | Літ.                                                | Арк. | Акрушів |  |
|           |      |                 |        |      |                                                     | 14   |         |  |

Загальна кількість фідерів складає 12, що забезпечує живлення промислових, комунальних та побутових споживачів регіону [3, с. 40–45].

Конструктивне виконання підстанції передбачає роздільне розміщення обладнання вищої та нижчої напруги. ВРП 110 кВ розташований на відкритому майданчику з металевими конструкціями порталів для підвісу ошиновки. Трансформатори Т1 та Т2 встановлені на залізобетонних фундаментах з маслоприймачами, обладнаними системою аварійного маслосливу. ЗРП 10 кВ розміщено у закритій будівлі з цегляними стінами та вентиляційною системою. Пульт керування (ПК) розташований в окремому приміщенні будівлі ЗРП, звідки здійснюється оперативне керування комутаційними апаратами підстанції [1].

Система власних потреб підстанції забезпечує живлення оперативних кіл (ланцюги релейного захисту, сигналізації, керування), системи освітлення, обігріву шаф та приміщень, примусових систем охолодження трансформаторів. Для живлення власних потреб встановлено два трансформатори ТВП-10/0,4 потужністю 63 кВА кожен, підключені до секцій I та II шин 10 кВ відповідно.

Система оперативного постійного струму напругою 220 В живиться від акумуляторної батареї типу СК з випрямними зарядно-підзарядними пристроями. Оперативний постійний струм використовується для живлення електромагнітних приводів вимикачів, обмоток реле захисту, пристроїв сигналізації та аварійного освітлення. Ємність акумуляторної батареї забезпечує нормальну роботу оперативних кіл протягом не менше 2 годин у разі зникнення напруги змінного струму [12, п. 4.4].

Заземлювальний пристрій підстанції виконано у вигляді контурного заземлення, що складається з вертикальних електродів (сталеві стержні діаметром 16 мм, довжиною 5 м) та горизонтальних з'єднувачів (сталева смуга 40×4 мм), прокладених по периметру підстанції та між рядами обладнання. Опір заземлювального пристрою не перевищує 0,5 Ом, що відповідає вимогам ПУЕ для електроустановок з ефективно заземленою нейтраллю [12, п. 1.7].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 15   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Трансформатор ТДН-10000/110/10 належить до серії трифазних двообмоткових оливових трансформаторів загального призначення. Літера «Д» у позначенні вказує на систему охолодження з примусовою циркуляцією повітря та природною циркуляцією масла, літера «Н» означає наявність системи регулювання напруги під навантаженням (РПН) або перемикання без збудження (ПБВ). Конструктивно трансформатор складається з активної частини (магнітопровід з обмотками), бака з маслом, системи охолодження (радіатори з вентиляторами), введів вищої та нижчої напруги, розширювача з дихальним пристроєм, газового реле (Бухгольца), термосигналізаторів та маслопоказчика [9].

Обмотки вищої напруги з'єднані за схемою «зірка з нейтральним виводом» (Y), обмотки нижчої напруги – за схемою «трикутник» ( $\Delta$ ), група з'єднання – 11. Це означає, що вектор лінійної напруги обмотки нижчої напруги відстає від однойменного вектора лінійної напруги обмотки вищої напруги на кут  $330^\circ$  (або випереджає на  $30^\circ$ ). Дана група з'єднання є найпоширенішою для понижувальних трансформаторів 110/10 кВ і враховується при розрахунку диференціального захисту, зокрема при визначенні коефіцієнтів вирівнювання струмів на різних сторонах трансформатора [3, с. 215–220].

Регулювання напруги здійснюється за допомогою перемикача відгалужень типу ПБВ у діапазоні  $\pm 8 \times 1,25\%$  від номінальної напруги обмотки вищої напруги. Перемикання відгалужень виконується при відключеному від мережі трансформаторі, що дозволяє компенсувати відхилення напруги мережі від номінального значення в діапазоні від  $-10\%$  до  $+10\%$  [9].

Система охолодження трансформатора включає блок радіаторів з примусовою вентиляцією (вентилятори, встановлені на радіаторах) та систему контролю температури (термосигналізатори, датчики температури масла та обмоток). При номінальному навантаженні температура нагріву обмоток не перевищує  $65^\circ\text{C}$ , що забезпечує нормальний термін служби ізоляції обмоток (30–35 років) відповідно до ДСТУ EN 60076-1 [9].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 16   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Таблиця 1.1 – Технічні параметри трансформатора ТДН-10000/110/10 [9]

| Параметр                         | Значення         |
|----------------------------------|------------------|
| Тип трансформатора               | ТДН-10000/110/10 |
| Номінальна потужність, МВА       | 10               |
| Номінальна напруга ВН, кВ        | 110±8×1,25 %     |
| Номінальна напруга НН, кВ        | 10,5             |
| Схема та група з'єднання обмоток | Y/Δ-11           |
| Напруга КЗ, %                    | 10,5             |
| Втрати холостого ходу, кВт       | 14               |
| Втрати КЗ, кВт                   | 60               |
| Система охолодження              | ДЦ               |
| Маса (з маслом), т               | 48               |
| Номінальний струм ВН, А          | 52,49            |
| Номінальний струм НН, А          | 550,92           |

*Джерело: складено автором за [9]*

Режим роботи трансформатора визначається величиною та характером навантаження. При нормальному режимі (навантаження до 100 % від номінального) температура обмоток не перевищує 65 °С, що забезпечує нормальний термін служби целюлозної ізоляції обмоток (30–35 років при класі нагрівостійкості А). При аварійному перевантаженні (до 150 % від номінального протягом не більше 30 хвилин) температура обмоток може досягати 130 °С, що прискорює старіння ізоляції, але є допустимим відповідно до ДСТУ EN 60076-1 [9]. Система охолодження ДЦ (Д – примусова циркуляція повітря через вентилятори на радіаторах, Ц – природна циркуляція масла) забезпечує ефективний відвід тепла при номінальному навантаженні та помірних перевантаженнях.

Регулювання напруги трансформатора ТДН-10000/110/10 здійснюється за допомогою перемикача відгалужень типу ПБВ (перемикання без збудження) з діапазоном регулювання  $\pm 8 \times 1,25$  % від номінальної напруги обмотки ВН. Це дозволяє компенсувати коливання напруги живлячої мережі в діапазоні від 97,5 % до 110 % від номінальної. Перемикання відгалужень здійснюється при відключеному від мережі трансформаторі шляхом зміни положення перемикача на баку трансформатора. Для забезпечення можливості регулювання напруги без відключення навантаження рекомендується встановлення пристрою РПН (регулювання під навантаженням), однак на досліджуваній підстанції РПН не

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 17   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

встановлено, що є одним з обмежень існуючої конфігурації [9, 12].

Конструкція бака трансформатора ТДН-10000/110/10 передбачає герметичне виконання з гнучкою мембраною (або азотною подушкою) для компенсації теплового розширення масла. Це забезпечує відсутність контакту масла з атмосферним повітрям та запобігає зволоженню та окисленню ізоляційного масла, що подовжує термін його служби. Рівень масла контролюється маслопоказчиком стрілкового типу, встановленим на розширювачі. Для забезпечення вибухобезпеки бак обладнано запобіжним мембранним клапаном, який руйнується при тиску 50–70 кПа (при внутрішньому дуговому КЗ) та забезпечує скидання тиску назовні [9].

Як видно з табл. 1.1, трансформатори ТДН-10000/110/10 мають схему з'єднання обмоток Y/Δ-11, напругу КЗ 10,5 % та систему охолодження ДЦ. Ці параметри є вихідними для розрахунку уставок релейного захисту у розділі 2. Номінальний струм на стороні ВН (52,49 А) та НН (550,92 А) розраховано за формулами (1.1) та (1.2) відповідно.

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,49 \text{ А} \quad (1.1)$$

де  $S_{\text{н}} = 10000$  кВА – номінальна потужність трансформатора;  $U_{\text{ВН}} = 110$  кВ – номінальна напруга обмотки вищої напруги.

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550,92 \text{ А} \quad (1.2)$$

де  $U_{\text{НН}} = 10,5$  кВ – номінальна напруга обмотки нижчої напруги.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 18   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Таблиця 1.2 – Паспортні дані вимикача LTB 145D1/B [10]

| Параметр                                 | Значення |
|------------------------------------------|----------|
| Номінальна напруга, кВ                   | 145      |
| Найбільша робоча напруга, кВ             | 170      |
| Номінальний струм, А                     | 3150     |
| Номінальний струм вимкнення, кА          | 40       |
| Найбільший пік наскрізного струму КЗ, кА | 110      |
| Струм термічної стійкості (3 с), кА      | 40       |
| Повний час відключення, мс               | ≤50      |

*Джерело: складено автором за [10]*

Аналіз табл. 1.2 засвідчує, що комутаційне обладнання сторони 110 кВ має достатній запас: номінальний струм вимикача (3150 А) перевищує номінальний струм трансформатора (52,49 А) у 60 разів, а номінальний струм вимкнення (40 кА) забезпечує надійне відключення будь-яких КЗ у зоні дії.

Таблиця 1.3 – Паспортні дані вакуумного вимикача ВВ/TEL-10-20/1600У2 [11]

| Параметр                                 | Значення |
|------------------------------------------|----------|
| Номінальна напруга, кВ                   | 10       |
| Найбільша робоча напруга, кВ             | 12       |
| Номінальний струм, А                     | 1600     |
| Номінальний струм вимкнення, кА          | 20       |
| Найбільший пік наскрізного струму КЗ, кА | 52       |
| Повний час відключення, мс               | 25       |

*Джерело: складено автором за [11]*

Вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10-20/1600У2 (таблиця 1.3) забезпечують швидке відключення КЗ у мережі 10 кВ (повний час 25 мс) при номінальному струмі вимкнення 20 кА, що є достатнім для розрахункових струмів КЗ на шинах 10 кВ (розділ 2).

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 19   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

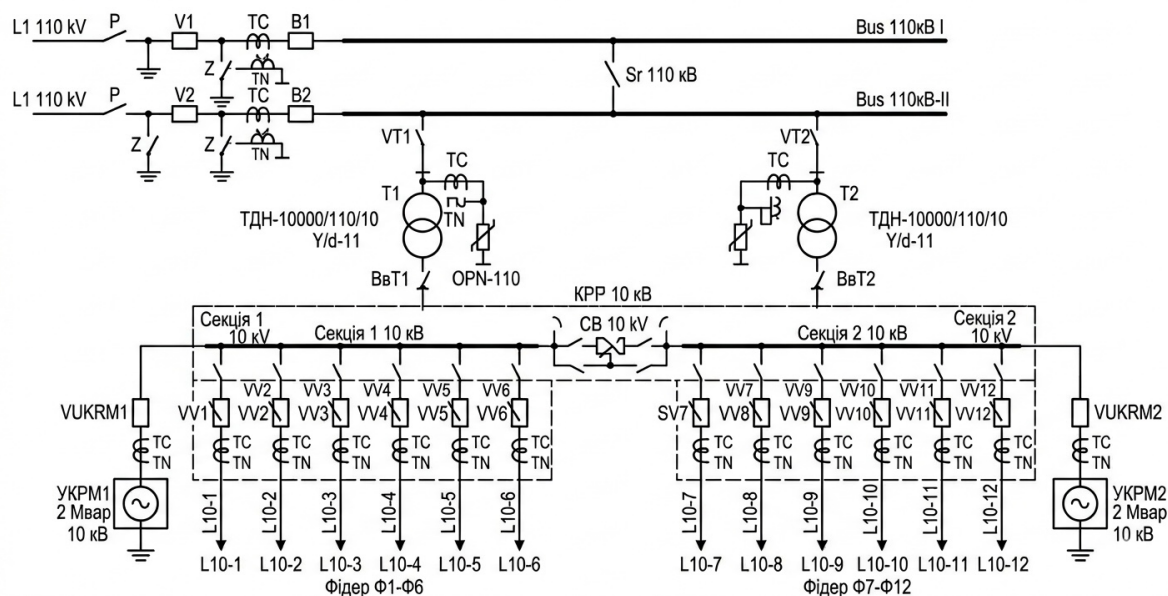


Рисунок 1.1 – Схема електрична принципова підстанції 110/10 кВ

На рисунку 1.1 (додаток А) зображено схему електричну принципову підстанції 110/10 кВ. Особливості компоновки: роздільне розміщення пристроїв ВН та НН, використання КРУ-2-10 для розподільних пристроїв, централізована система диспетчеризації з пультом керування.

## 1.2 Існуючі пристрої релейного захисту трансформаторів

Відповідно до вимог ПУЕ [12, п. 3.2.50], для силових трансформаторів потужністю 6,3 МВА та вище обов'язковим є встановлення диференціального захисту як основного швидкодіючого захисту від усіх видів внутрішніх пошкоджень (міжфазних замикань, замикань на корпус, витків замикань в обмотках). Диференціальний захист за принципом дії порівнює струми, що входять у трансформатор з боку вищої напруги, та струми, що виходять з боку нижчої напруги. У нормальному режимі та при зовнішніх коротких замиканнях різниця цих струмів (диференціальний струм) дорівнює нулю або є мінімальною (визначається похибками трансформаторів струму). При внутрішньому пошкодженні трансформатора диференціальний струм різко зростає, і захист спрацьовує [3, с. 215–225].

На досліджуваній підстанції диференціальний захист трансформаторів Т1 та Т2 побудований на базі електромеханічного реле типу РНТ-565 з насиченням

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 20   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

магнітопроводу. Реле РНТ-565 має спеціальну конструкцію магнітопроводу з насичуваною ділянкою, яка забезпечує відстроювання від кидків намагнічувального струму при вмиканні трансформатора під напругу. Принцип дії полягає в тому, що аперіодична складова намагнічувального струму насичує магнітопровід реле, внаслідок чого результуючий магнітний потік і, відповідно, струм у робочій обмотці зменшуються до значення, меншого за струм спрацювання [3, с. 225–230].

Однак реле РНТ-565 має ряд суттєвих недоліків, що обмежують ефективність диференціального захисту. По-перше, відстроювання від кидків намагнічувального струму за допомогою насичення магнітопроводу не є повністю надійним: при несиметричних кидках намагнічувального струму можливе хибне спрацювання захисту, особливо при вмиканні трансформатора на холостий хід. По-друге, чутливість реле РНТ до витків замикань в обмотках трансформатора є обмеженою: при замиканні невеликої кількості витків (менше 10–15 % від загальної кількості) диференціальний струм може бути недостатнім для спрацювання захисту [3, с. 230–235].

По-третє, реле РНТ-565 не має адаптивної гальмівної характеристики, яка б автоматично змінювала чутливість захисту залежно від величини наскрізного струму. Це означає, що при зовнішніх КЗ з великими струмами (коли похибки ТС зростають через насичення їх магнітопроводів) можливе хибне спрацювання захисту. У сучасних мікропроцесорних терміналах ця проблема вирішується за допомогою програмованої гальмівної характеристики з декількома ділянками різного нахилу [14, с. 120–135].

По-четверте, електромеханічний ДЗТ на базі РНТ-565 потребує точного підбору коефіцієнтів трансформації ТС та кількості витків зрівнювальних обмоток для компенсації різниці номінальних струмів на сторонах трансформатора та групи з'єднання обмоток  $Y/\Delta-11$ . Будь-яка помилка у підборі цих параметрів призводить до збільшення струму небалансу та, відповідно, до зниження чутливості або хибного спрацювання захисту. У мікропроцесорних терміналах вирівнювання струмів та компенсація групи з'єднання здійснюються

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 21   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

програмно, що виключає зазначені помилки [3, с. 175–180].

Газовий захист трансформаторів є одним з найбільш ефективних захистів від внутрішніх пошкоджень, що супроводжуються виділенням газу або потоком масла. На досліджуваній підстанції встановлено газові реле типу BF-80/Q виробництва MR (Maschinenfabrik Reinhausen), які мають два елементи: верхній (сигнальний) та нижній (відключний). Верхній елемент реагує на повільне газоутворення, що виникає при пошкодженні ізоляції обмоток, та працює з дією на сигнал. Нижній елемент реагує на інтенсивне газоутворення або потік масла (при міжвиткових замиканнях, пробоях ізоляції) та працює на відключення трансформатора [3, с. 240–245].

Газовий захист є найбільш чутливим захистом від витків замикань, оскільки навіть при замиканні 1–2 витків обмотки виділяється достатня кількість газу для спрацювання сигнального елемента. Однак газовий захист не є швидкодіючим: час спрацювання залежить від інтенсивності газоутворення і може складати від 0,05 с (при бурхливому газоутворенні) до декількох секунд (при повільному).

Крім того, газовий захист може хибно спрацьовувати при ряді експлуатаційних ситуацій: зниження рівня масла в баку, проникнення повітря в бак при нещільностях, поштовхи та вібрації при сейсмічних впливах [3, с. 245–248].

Максимальний струмовий захист (МСЗ) з витримкою часу виконує функцію резервного захисту трансформатора та захисту від зовнішніх коротких замикань у мережі 10 кВ. На досліджуваній підстанції МСЗ побудовано на базі електромеханічних реле струму типу РТ-40 (пусковий орган) та реле часу типу РВ-01 (орган витримки часу). Реле РТ-40 є електромагнітним реле з поворотною рамкою, яка при перевищенні струмом спрацювання замикає контакт, подаючи імпульс на реле часу РВ-01. Реле часу забезпечує відстроювання МСЗ трансформатора від захистів фідерів 10 кВ за часовим принципом ступеневої селективності [3, с. 85–95].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 22   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Уставка спрацювання МСЗ розрахована з відстроюванням від максимального навантаження трансформатора з урахуванням коефіцієнта самозапуску електродвигунів ( $k_{\text{сзп}} = 2,0\text{--}2,5$  для промислових споживачів) та коефіцієнта повернення реле ( $k_{\text{пов}} = 0,85\text{--}0,90$  для реле РТ-40). Витримка часу МСЗ обирається на ступінь селективності ( $\Delta t = 0,4\text{--}0,5$  с) вищою за максимальну витримку часу захистів фідерів 10 кВ [3, с. 95–110].

Захист від перевантаження трансформатора реалізовано з використанням реле струму РТ-40, налаштованого на спрацювання при струмі навантаження, що перевищує 105–110 % від номінального. Захист працює з дією на сигнал з витримкою часу 9 с, що дозволяє оперативному персоналу вжити заходів для зниження навантаження (відключення менш відповідальних споживачів). При тривалому перевантаженні (понад 30 хвилин при струмі більше 150 % від номінального) здійснюється відключення трансформатора [11].

Важливою характеристикою електромеханічного диференціального захисту на базі реле РНТ-565 є його обмежена здатність до витримування тривалих наскрізних струмів при зовнішніх КЗ.

При зовнішньому КЗ через трансформатор протікає наскрізний струм, який створює у вторинних обмотках ТС струми, що проходять через обмотки реле РНТ. При великих наскрізних струмах (понад 10–15-кратних від номінального) можливе насичення магнітопроводів ТС, що призводить до появи значного струму небалансу у диференціальному колі та хибного спрацювання захисту. У мікропроцесорних терміналах (ABB RET670) ця проблема вирішується адаптивною гальмівною характеристикою з двома ділянками різного нахилу ( $\text{Slope1} = 40\%$  при помірних наскрізних струмах,  $\text{Slope2} = 80\%$  при великих), що забезпечує стабільність захисту при будь-яких зовнішніх КЗ [3, с. 225–235, 6].

Крім того, електромеханічний ДЗТ на базі РНТ-565 не має функції визначення пошкодженої фази (фазоселективності). При спрацюванні захисту оперативний персонал не може визначити, яка саме фаза зазнала пошкодження, без проведення додаткових вимірювань опору ізоляції обмоток.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 23   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

У мікропроцесорному терміналі RET670 передбачена пофазна індикація спрацювання, яка безпосередньо вказує на пошкоджену фазу (або групу фаз), що суттєво спрощує аналіз аварії та прискорює відновлення електропостачання [6, с. 135–140].

Ще одним суттєвим недоліком існуючого ДЗТ є відсутність функції контролю обриву (обломування) дроту у вторинних колах ТС. Обрив дроту в колі ТС на одній стороні трансформатора призводить до появи хибного диференціального струму, що може спричинити непотрібне спрацювання захисту при нормальному режимі роботи трансформатора. У терміналі RET670 вбудована функція CT Supervision, яка безперервно контролює симетрію вторинних струмів та генерує alarm при виявленні обриву кола ТС, блокуючи при цьому ДЗТ для запобігання хибному спрацюванню [6, с. 140–145].

Захист від замикань на землю обмотки, з'єднаної у зірку з заземленою нейтраллю (REF – Restricted Earth Fault, ANSI 87N), є додатковим захистом, що реагує на однофазні замикання на землю в обмотці трансформатора.

На досліджуваній підстанції обмотка ВН (110 кВ) з'єднана за схемою «зірка» з заземленою нейтраллю, що створює умови для протікання значних струмів при однофазних замиканнях. В існуючій системі захист REF відсутній. У терміналі RET670 функція REF реалізована програмно: порівнюються струм нейтралі та сума фазних струмів з боку обмотки, з'єднаної у зірку. При внутрішньому замиканні різниця перевищує уставку, і захист спрацьовує. Час спрацювання REF складає менше 30 мс [6, с. 145–155].

### 1.3 Існуючі пристрої захисту ліній 110 кВ та фідерів 10 кВ

Захист повітряних ліній 110 кВ є одним з найбільш важливих елементів системи РЗА підстанції, оскільки лінії 110 кВ зазнають найбільшої кількості пошкоджень внаслідок атмосферних впливів (грозові перенапруги, ожеледь, вітрові навантаження), механічних пошкоджень та старіння ізоляції [3, с. 150–180]. На досліджуваній підстанції захист двох ліній 110 кВ (Л1 та Л2) реалізовано за типовою схемою, яка включає дистанційний захист, максимальний струмовий захист та пристрій автоматичного повторного вмикання [12, п. 3.2.5–3.2.15].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 24   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Дистанційний захист ліній 110 кВ побудований на базі електромеханічних реле опору типу КРС-2 (комплектний реле спрямований), які реагують на зменшення імпедансу (опору) лінії при виникненні короткого замикання. Принцип дії дистанційного захисту полягає у порівнянні напруги та струму на вході захисту: при КЗ на лінії напруга зменшується, а струм зростає, що призводить до зменшення вимірюваного імпедансу нижче уставки спрацювання відповідного ступеня [3, с. 160–175, 13].

Дистанційний захист має три ступені дії з різними зонами охоплення та витримками часу. Перший ступінь (зона Z1) охоплює 80–85 % довжини лінії від місця встановлення захисту та працює без витримки часу ( $t_1 = 0$  с). Неповне охоплення лінії першим ступенем обумовлено необхідністю відстроювання від КЗ на шинах протилежної підстанції з урахуванням похибок вимірювання. Другий ступінь (зона Z2) охоплює всю лінію та частину суміжних елементів (шини протилежної підстанції, початок суміжної лінії) з витримкою часу  $t_2 = 0,3–0,5$  с. Третій ступінь (зона Z3) забезпечує далеке резервування з витримкою часу  $t_3 = 1,0–1,5$  с [3, с. 175–180].

Недоліком електромеханічного дистанційного захисту на базі КРС-2 є: обмежена точність вимірювання імпедансу (похибка до 10–15 %); фіксована характеристика спрацювання (кругова або еліптична), яка не може бути оптимізована для конкретних параметрів мережі; відсутність функції осцилографування (реєстрації аварійних процесів); неможливість адаптивної зміни уставок залежно від поточного режиму мережі. У сучасних мікропроцесорних терміналах (ABB REC670) ці недоліки усуваються завдяки цифровій обробці сигналів, програмованим характеристикам спрацювання (полігональним або  $mho$ -типу) та вбудованому реєстратору аварій [20, 22].

Захист фідерів 10 кВ на досліджуваній підстанції є типовим для розподільних мереж середньої напруги та включає двоступеневий струмовий захист, захист від однофазних замикань на землю та пристрій АПВ [3, с. 102–120].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 25   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Перший ступінь струмового захисту фідерів (струмова відсічка) працює без витримки часу та призначений для захисту від КЗ на початковій ділянці фідера (кабельна лінія 10 кВ від підстанції до першої трансформаторної підстанції споживача). Уставка струмової відсічки обирається з умови відстроювання від максимального струму КЗ в кінці зони дії з коефіцієнтом надійності  $k_n = 1,2-1,4$  [3, с. 70–80].

Другий ступінь (МСЗ із залежною або незалежною характеристикою витримки часу) є основним захистом фідера та забезпечує захист всієї довжини кабельної лінії 10 кВ. На досліджуваній підстанції частина фідерів обладнана МСЗ із незалежною характеристикою витримки часу (на базі реле РТ-40 + РВ-01), а частина – із залежною характеристикою (на базі індукційних реле типу РТВ). Витримка часу МСЗ фідерів складає 0,3–0,5 с, що забезпечує селективність по відношенню до захистів на стороні споживачів [3, с. 110–115].

Захист від однофазних замикань на землю в мережі 10 кВ з ізольованою (або компенсованою) нейтраллю реалізовано на базі трансформаторів нульової послідовності (ТЗНП) типу ТЗЛ, встановлених на кабельних вводах фідерів. При однофазному замиканні на землю (ОЗЗ) через ТЗНП протікає струм нульової послідовності, що спричиняє спрацювання сигнального реле. Захист працює з дією на сигнал, оскільки в мережі з ізольованою нейтраллю ОЗЗ не є коротким замиканням і не потребує негайного відключення фідера (дозволяється робота з ОЗЗ протягом 2 годин) [12, п. 3.2.40].

Координація захистів фідерів 10 кВ з резервним МСЗ трансформатора здійснюється за часовим принципом: витримка часу МСЗ трансформатора ( $t_{МСЗ.тр}$ ) перевищує максимальну витримку часу захистів фідерів ( $t_{МСЗ.фід}$ ) на ступінь селективності  $\Delta t = 0,4-0,5$  с:  $t_{МСЗ.тр} = t_{МСЗ.фід(max)} + \Delta t$ . При використанні незалежних характеристик витримки часу ця координація є прямолінійною, однак призводить до збільшення загального часу ліквідації КЗ при послідовному ввімкненні декількох ступенів захисту [12, с. 45–55].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 26   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Таблиця 1.4 – Параметри захисту фідерів 10 кВ

| Параметр               | Значення                 |
|------------------------|--------------------------|
| Тип захисту            | Двоступеневий МСЗ        |
| 1-й ступінь (відсічка) | Без витримки часу        |
| 2-й ступінь (МСЗ)      | $t = 0,3-0,5$ с          |
| Захист від ОЗЗ         | Дія на сигнал            |
| АПВ                    | Однократне, пауза 5–10 с |
| Тип реле струму        | РТ-40 або РТВ            |
| Тип реле часу          | РВ-01                    |

*Джерело: складено автором*

Як видно з табл. 1.4, захист фідерів 10 кВ реалізовано на базі електромеханічних реле (РТ-40, РВ-01), які потребують заміни на мікропроцесорні термінали.

Пристрій ПРВВ (Пристрій резервування при відмові вимикача), ANSI 50BF – Breaker Failure) на досліджуваній підстанції реалізовано на базі електромеханічних реле та призначений для відключення суміжних вимикачів у разі відмови основного вимикача при КЗ.

Алгоритм ПРВВ: якщо після подачі команди на відключення вимикача протягом встановленого часу (0,2–0,3 с) струм через вимикач не зник (тобто вимикач не відключився), ПРВВ формує команду на відключення вищестоящих вимикачів. На стороні 110 кВ ПРВВ відключає секційний роз'єднувач та вимикач суміжної лінії. На стороні 10 кВ ПРВВ відключає секційний вимикач та вводний вимикач від трансформатора [3, с. 270–280].

Координація між захистами ліній 110 кВ та захистами трансформаторів здійснюється за двома принципами: часовим (витримка часу МСЗ трансформатора на ступінь вище, ніж витримка часу дистанційного захисту лінії) та інформаційним (блокування АПВ лінії при спрацюванні ДЗТ або газового захисту трансформатора). В існуючій системі інформаційна координація реалізована дротовими зв'язками між панелями захисту, що вимагає прокладання окремих кабелів. У модернізованій системі інформаційна координація здійснюється через GOOSE-повідомлення стандарту IEC 61850, що виключає потребу у додаткових кабелях та підвищує надійність (час передачі < 4 мс) [17, 18].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 27   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Захист від дугових замикань (arc-flash protection) на досліджуваній підстанції відсутній. Дугові замикання у комірках КРП 10 кВ є одним з найнебезпечніших видів аварій, що можуть призвести до руйнування обладнання, пожежі та загрози життю персоналу. За даними NFPA (National Fire Protection Association), температура електричної дуги при КЗ в КРУ 10 кВ може досягати 20 000 °С, а тиск – до 3 атмосфер. У модернізованій системі для захисту від дугових замикань можливе використання оптичних датчиків дуги (ABB REA), які підключаються до терміналу REF615 та забезпечують надшвидке відключення (час спрацювання менше 5 мс) при виявленні спалаху електричної дуги [7].

#### 1.4 Існуючі системи автоматики (АПВ, АВР, АЧР)

Автоматичне повторне вмикання (АПВ) є одним з найбільш ефективних засобів підвищення надійності електропостачання. За статистичними даними НЕК «Укренерго», на повітряних лініях 110 кВ до 70–80 % коротких замикань є нестійкими (дуговими), тобто після зняття напруги на короткий проміжок часу та повторного вмикання лінія продовжує нормальну роботу [1]. АПВ дозволяє автоматично відновити живлення без втручання оперативного персоналу, що суттєво скорочує тривалість перерв електропостачання.

На досліджуваній підстанції АПВ ліній 110 кВ реалізовано на базі електромеханічного реле повторного пуску типу РПВ-58 з одноразовою дією. Реле РПВ-58 забезпечує подачу імпульсу на включення вимикача через встановлений час після його відключення від дії релейного захисту. Час безструмової паузи АПВ складає 1,5–3,0 с, що є достатнім для деіонізації дугового проміжку на повітряних лініях 110 кВ [3, с. 125–130].

Алгоритм роботи АПВ ліній 110 кВ передбачає: 1) фіксацію факту відключення вимикача від дії релейного захисту; 2) витримку часу безструмової паузи (1,5–3,0 с); 3) подачу імпульсу на включення вимикача; 4) контроль результату АПВ (успішне/неуспішне). У разі неуспішного АПВ (захист спрацьовує повторно після включення) вимикач залишається у відключеному положенні, і повторне АПВ не виконується (однократне АПВ) [3, с. 285–295].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 28   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Пристрій автоматичного вмикання резерву (АВР) секційного вимикача 10 кВ забезпечує автоматичне підключення знеструмленої секції шин до живлення від справного трансформатора. На досліджуваній підстанції АВР побудований на основі електромеханічних реле: реле напруги РН-54 (контроль напруги на секціях шин), реле часу РВ-01 (витримка часу), проміжне реле РП-23 (підсилення імпульсу на включення секційного вимикача) [3, с. 130–140].

Алгоритм роботи АВР включає такі етапи: 1) контроль зникнення напруги на одній секції шин ( $U < 25\text{--}30\%$  від  $U_{\text{ном}}$ ); 2) витримку часу 0,5–1,0 с для відстроювання від коротких замикань та провалів напруги; 3) перевірку наявності напруги на суміжній секції ( $U > 80\%$  від  $U_{\text{ном}}$ ); 4) відключення вимикача вводу знеструмленого трансформатора; 5) включення секційного вимикача ВС для подачі живлення на знеструмлену секцію від справного трансформатора. Час спрацювання АВР від моменту зникнення напруги до включення секційного вимикача складає 0,8–1,5 с [3, с. 135–140].

Автоматичне частотне розвантаження (АЧР) є засобом запобігання розвитку аварій, пов'язаних з дефіцитом активної потужності в енергосистемі. При зниженні частоти нижче номінальної (50 Гц) здійснюється автоматичне відключення частини навантаження для відновлення балансу потужностей [12, п. 3.3.70–3.3.80].

На досліджуваній підстанції АЧР реалізовано на чотирьох фідерах 10 кВ з використанням частотних реле типу РЧ-1. Уставки АЧР розподілені за чотирма чергами: 1-ша черга ( $f = 48,5$  Гц,  $t = 0,3$  с, потужність відключення – 1,5 МВт); 2-га черга ( $f = 48,0$  Гц,  $t = 0,5$  с, потужність – 1,0 МВт); 3-тя черга ( $f = 47,5$  Гц,  $t = 0,5$  с, потужність – 0,8 МВт); спеціальна черга АЧР (АЧРС,  $f = 49,0$  Гц,  $t = 15$  с) для реагування на повільне зниження частоти [12].

Після відновлення частоти до рівня 49,0–49,2 Гц передбачено автоматичне повторне включення відключених фідерів за допомогою частотного АПВ (ЧАПВ) з витримкою часу 10–20 с для кожної черги. ЧАПВ забезпечує поступове відновлення навантаження, що запобігає повторному зниженню частоти [3, с. 310–320].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 29   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Таблиця 1.5 – Уставки АЧР на підстанції 110/10 кВ [12]

| Черга АЧР         | Частота, Гц | Витримка часу, с | Потужність, МВт |
|-------------------|-------------|------------------|-----------------|
| 1-ша              | 48,5        | 0,3              | 1,5             |
| 2-га              | 48,0        | 0,5              | 1,0             |
| 3-тя              | 47,5        | 0,5              | 0,8             |
| Спеціальна (АЧРС) | 49,0        | 15               | 0,5             |

*Джерело: складено автором за [12]*

Аналіз табл. 1.5 засвідчує, що чотири черги АЧР забезпечують ступеневе відключення навантаження загальною потужністю 3,8 МВт при зниженні частоти від 48,5 до 47,0 Гц.

Система оперативного постійного струму підстанції 110/10 кВ живиться від акумуляторної батареї типу СК-6 ємністю 252 А·год з номінальною напругою 220 В постійного струму. Батарея забезпечує живлення електромагнітних приводів вимикачів, обмоток електромеханічних реле захисту, пристроїв сигналізації та аварійного освітлення.

Зарядно-підзарядний пристрій типу ВАЗП-380/260-40/80 забезпечує підтримання акумуляторної батареї в зарядженому стані та компенсацію саморозряду. Ємність батареї розрахована на забезпечення нормальної роботи оперативних кіл протягом не менше 2 годин у разі зникнення напруги змінного струму, що відповідає вимогам ПУЕ [12, п. 4.4]. Для живлення мікропроцесорних терміналів після модернізації потрібно забезпечити стабільну напругу 220 В DC з допустимим відхиленням не більше  $\pm 20\%$ , що задовольняється існуючою системою [6].

Заземлювальний пристрій підстанції виконано у вигляді контурного заземлення, що складається з вертикальних електродів (сталеві стержні діаметром 16 мм, довжиною 5 м, кількість 24 шт.) та горизонтальних з'єднувачів (сталева смуга 40×4 мм, загальна довжина 480 м), прокладених по периметру підстанції та між рядами обладнання з кроком 3–6 м. Опір заземлювального пристрою становить 0,42 Ом, що не перевищує нормативного значення 0,5 Ом для електроустановок з ефективно заземленою нейтраллю напругою 110 кВ [12, п. 1.7.90]. Заземлювальний пристрій підлягає періодичному вимірюванню опору розтіканню з періодичністю один раз на 6 років [12].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 30   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Система власних потреб підстанції забезпечує живлення допоміжного обладнання: ланцюгів оперативного струму, системи освітлення (робочого, аварійного та охоронного), обігріву шаф КРУ та приводів вимикачів, примусових систем охолодження трансформаторів (вентилятори обдуву радіаторів), системи пожежної сигналізації та відеоспостереження. Для живлення власних потреб встановлено два трансформатори ТВП-10/0,4 потужністю 63 кВА кожен, підключені до різних секцій шин 10 кВ для забезпечення резервування [1, 12].

Трансформатори ТДН-10000/110/10 обладнані системою моніторингу стану, яка включає: два манометричні термосигналізатори типу ТКП-160 (контроль температури верхніх шарів масла з двома контактними групами: сигнальна при 75 °С та аварійна при 90 °С); мановакуумметр для контролю тиску в герметичному баку; маслопоказчик для контролю рівня масла в розширювачі; газове реле Бухгольца типу ВФ-80/Q, встановлене на з'єднувальній трубі між баком та розширювачем; реле тиску, встановлене на баку для реагування на раптове підвищення тиску при внутрішніх дугових пошкодженнях. Усі ці засоби контролю після модернізації підключаються до дискретних входів терміналу RET670 [6, 9].

Вимірювальні трансформатори на підстанції включають: на стороні 110 кВ – трансформатори струму типу ТФЗМ-110Б-І з коефіцієнтом трансформації 100/5 А, класом точності 0,5 для вимірювальних кіл та класом 10Р для кіл релейного захисту, а також трансформатори напруги типу НКФ-110 з номінальним коефіцієнтом трансформації  $110000/\sqrt{3} // 100/\sqrt{3}$  В; на стороні 10 кВ – трансформатори струму типу ТОЛ-10-1-0,5/Р з коефіцієнтом 1000/5 А та трансформатори напруги НТМІ-10 [12].

Захист від грозових та комутаційних перенапруг забезпечується обмежувачами перенапруг: на стороні 110 кВ – ОПН-110/73/10/550 (номінальна напруга 110 кВ, залишкова напруга при номінальному розрядному струмі 10 кА не більше 282 кВ); на стороні 10 кВ – ОПН-10/11,5/10 (номінальна напруга 10 кВ, залишкова напруга при 10 кА не більше 30 кВ).

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 31   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

ОПН встановлені на вводах ліній 110 кВ, на вводах трансформаторів з обох сторін та на шинах 10 кВ [12].

Система телемеханіки підстанції 110/10 кВ побудована на базі обладнання серії ТМ-800, яке забезпечує передачу сигналів телесигналізації (ТС), телевимірювання (ТВ) та телекерування (ТК) до диспетчерського центру оператора розподільної мережі. Система телемеханіки функціонує незалежно від пристроїв релейного захисту та не має з ними інформаційного обміну, що обмежує можливості дистанційного контролю стану захистів. При модернізації РЗА на базі мікропроцесорних терміналів з підтримкою IEC 61850 функції телемеханіки інтегруються безпосередньо в систему SCADA, що забезпечує комплексний моніторинг як режимних параметрів, так і стану захистів [1, 18].

Аналіз статистики аварійних ситуацій на підстанції за останні 5 років виявив такі характерні проблеми: 12 випадків хибного спрацювання МСЗ фідерів 10 кВ через зношеність механічних контактів реле РТ-40 та порушення калібрування; 3 випадки відмови АПВ ліній 110 кВ через несправність реле РПВ-58; 2 випадки несвоєчасного спрацювання АВР секційного вимикача через деградацію обмотки реле напруги РН-54; 1 випадок хибного спрацювання ДЗТ трансформатора при вмиканні під напругу через неповне насичення магнітопроводу реле РНТ-565. Загальна кількість аварійних подій, пов'язаних з несправностями РЗА, складає 18 за 5 років, що становить в середньому 3,6 випадки на рік. За оцінками фахівців [2], модернізація на базі мікропроцесорних терміналів дозволить знизити цей показник до 0,2–0,5 випадків на рік.

Підводячи підсумок аналізу існуючої системи РЗА, слід зазначити, що підстанція 110/10 кВ потребує комплексної модернізації, яка включає: заміну всіх електромеханічних пристроїв РЗА на мікропроцесорні термінали; побудову комунікаційної мережі на базі IEC 61850; впровадження системи SCADA з можливістю дистанційного моніторингу та керування; оновлення системи власних потреб для забезпечення живлення нових терміналів; модернізацію вторинних кіл (заміна контрольних кабелів, встановлення випробувальних блоків нового типу). При цьому первинне обладнання (трансформатори,

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 32   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

вимикачі, ТС, ТН) залишається без змін, оскільки має достатній ресурс та відповідає вимогам за параметрами стійкості до струмів КЗ (підтверджено розрахунками у розділі 2).

### 1.5 Недоліки та обмеження діючої системи РЗА

Шостим суттєвим недоліком діючої системи РЗА є складність координації захистів при зміні конфігурації мережі. При виведенні у ремонт одного з трансформаторів або лінії 110 кВ змінюються струми КЗ та режими роботи обладнання, що потребує перерахунку уставок захистів. В електромеханічних реле зміна уставок здійснюється шляхом механічного перемикання відгалужень на реле, що потребує виїзду бригади на підстанцію та займає значний час. У мікропроцесорних терміналах передбачено можливість зберігання декількох груп уставок (наприклад, для нормального та ремонтного режимів) з автоматичним або дистанційним перемиканням між ними [6, 22].

Сьомим недоліком є відсутність функції визначення місця пошкодження (ВМП) на лініях 110 кВ. Електромеханічний дистанційний захист на базі КРС-2 не має можливості точного визначення відстані до місця КЗ. У сучасних мікропроцесорних терміналах (ABB REC670) функція ВМП інтегрована та дозволяє визначити відстань до місця пошкодження з точністю до 1–3 % від довжини лінії, що суттєво скорочує час пошуку пошкодження та відновлення електропостачання [22].

Восьмим недоліком є великий обсяг дротових зв'язків між панелями релейного захисту, що ускладнює монтаж, збільшує ймовірність помилок при монтажі та обслуговуванні та підвищує вразливість до електромагнітних завад. За оцінками фахівців [22], при використанні електромеханічних реле кількість дротових зв'язків на одній панелі захисту трансформатора складає 200–300 проводів, тоді як при використанні мікропроцесорного терміналу ця кількість зменшується до 30–50 (лише зовнішні з'єднання ТС, ТН, дискретних входів/виходів).

Дев'ятим недоліком є відсутність функції автоматичної діагностики ізоляції кабельних ліній 10 кВ. Сучасні термінали захисту фідерів (ABB REF615)

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 33   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

мають функцію моніторингу струмів витоку на землю, що дозволяє виявляти поступове погіршення ізоляції кабелів до моменту виникнення замикання [21].

Таким чином, комплексний аналіз існуючої системи РЗА підстанції 110/10 кВ виявив дев'ять основних недоліків, які можуть бути усунені шляхом модернізації на базі сучасних мікропроцесорних терміналів захисту. Зведену порівняльну характеристику існуючої та модернізованої систем наведено в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Порівняльна характеристика існуючої та модернізованої систем РЗА

| Характеристика               | Існуюча система       | Модернізована                 |
|------------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| Тип пристроїв                | Електромеханічні реле | Мікропроцесорні термінали ABB |
| К-ть пристроїв на 1 тр.      | 25–35 реле            | 1 термінал RET670             |
| Час спрацювання ДЗТ, мс      | 40–60                 | < 25                          |
| Похибка спрацювання, %       | 10–15                 | < 3                           |
| Самодіагностика              | Відсутня              | Безперервна (watchdog)        |
| Інтеграція зі SCADA          | Неможлива             | IEC 61850 MMS/GOOSE           |
| Реєстрація аварій            | Відсутня              | COMTRADE (IEC 60255-24)       |
| Групи уставок                | 1 (фіксована)         | 4–6 (перемикаються)           |
| Визначення місця пошкодження | Відсутнє              | Вбудоване (точність 1–3 %)    |
| Кількість дротових зв'язків  | 200–300               | 30–50                         |
| Термін служби, років         | 25–30                 | 30–35                         |

*Джерело: складено автором*

Як видно з табл. 1.6, модернізована система має суттєві переваги за всіма 11 показниками. Особливо значним є зменшення часу спрацювання ДЗТ (з 40–60 мс до менше 25 мс), підвищення точності (з 10–15 % до менше 3 %) та зменшення кількості дротових зв'язків у 4–6 разів, що суттєво спрощує монтаж та підвищує надійність.

### Висновок по розділу

У першому розділі здійснено комплексний аналіз існуючої системи РЗА підстанції 110/10 кВ з двома трансформаторами ТДН-10000/110/10. Досліджено конфігурацію підстанції, комутаційне обладнання (елегазові вимикачі LTB 145D1/B на стороні 110 кВ, вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10-20/1600У2 на стороні 10 кВ), вимірювальні трансформатори та засоби захисту від перенапруг.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 34   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Проаналізовано існуючі пристрої захисту трансформаторів (ДЗТ на базі РНТ-565, газовий захист ВГ-80/Q, МСЗ на РТ-40), ліній 110 кВ (дистанційний захист КРС-2) та фідерів 10 кВ. Розглянуто функціонування систем автоматики (АПВ, АВР, АЧР). Виявлено основні недоліки діючої системи, що обґрунтовують необхідність модернізації на базі мікропроцесорних терміналів АВВ.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 35   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

## 2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ НАЛАШТУВАННЯ РЗА

### 2.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) є фундаментальною основою для визначення параметрів налаштування всіх видів релейного захисту підстанції 110/10 кВ. Методика розрахунку базується на положеннях стандарту ІЕС 60909 [3] та вимогах Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [12] з використанням методу еквівалентного джерела напруги. Суть методу полягає у заміні всієї електричної мережі, що живить точку КЗ, одним еквівалентним джерелом напруги та одним еквівалентним опором. Розрахунок виконується для найбільш важкого виду КЗ (трифазного) та для двофазного КЗ (для перевірки чутливості захистів) [3, с. 50–70].

Вихідні дані для розрахунку визначаються параметрами підстанції, встановленого обладнання та зовнішньої мережі: напруга системи 110 кВ; потужність КЗ на шинах вищої напруги  $S_{\text{КЗ}} = 2000$  МВА (визначається параметрами живлячої мережі та джерел генерації); час дії захисту  $t_z = 0,5$  с (для розрахунку термічно діючого струму).

Параметри трансформатора ТДН-10000/110/10: напруга короткого замикання  $u_{\text{КЗ}} = 10,5$  %; втрати короткого замикання  $P_{\text{КЗ}} = 60$  кВт; номінальна потужність  $S_{\text{ном}} = 10$  МВА; номінальні напруги:  $U_{\text{ВН}} = 110$  кВ,  $U_{\text{НН}} = 10,5$  кВ. Параметри кабельних ліній 10 кВ (середнє значення для фідерів): довжина  $L = 2$  км; питомий активний опір  $r_0 = 0,125$  Ом/км; питомий реактивний опір  $x_0 = 0,08$  Ом/км [3, 12].

Для зведення опорів різних ступенів напруги до єдиної бази виконується приведення усіх опорів до ступеня нижчої напруги (10 кВ) за допомогою коефіцієнта приведення (формула (2.1)):

|           |      |                 |        |      |                                               |  |  |      |      |         |  |
|-----------|------|-----------------|--------|------|-----------------------------------------------|--|--|------|------|---------|--|
|           |      |                 |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ                            |  |  |      |      |         |  |
|           |      |                 |        |      |                                               |  |  |      |      |         |  |
| Змн.      | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата |                                               |  |  |      |      |         |  |
| Розроб.   |      | Бойко І.О.      |        |      | Розрахунок параметрів для<br>налаштування РЗА |  |  | Літ. | Арк. | Акрушів |  |
| Перевір.  |      | Омельчук А. О.  |        |      |                                               |  |  |      |      | 36      |  |
|           |      |                 |        |      |                                               |  |  |      |      |         |  |
| Н. Контр. |      | Агельський Є.О. |        |      |                                               |  |  |      |      |         |  |
| Затверд.  |      | Дерев'янко Д.Г. |        |      |                                               |  |  |      |      |         |  |

$$K_{\text{пр}} = \left( \frac{U_{\text{сер.ВН}}}{U_{\text{сер.НН}}} \right)^2 = \left( \frac{115}{10,5} \right)^2 \approx 120 \quad (2.1)$$

де  $U_{\text{сер.ВН}} = 115$  кВ – середня номінальна напруга ступеня вищої напруги;  
 $U_{\text{сер.НН}} = 10,5$  кВ – середня номінальна напруга ступеня нижчої напруги.  
 Реактивний опір системи на стороні 110 кВ:

$$X_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{110^2}{2000} = 6,05 \text{ Ом} \quad (2.2)$$

Приведений опір системи до ступеня 10 кВ:

$$X'_c = \frac{X_c}{K_{\text{пр}}} = \frac{6,05}{120} \approx 0,05 \text{ Ом} \quad (2.3)$$

Повний опір трансформатора ТДН-10000/110/10, приведений до ступеня 10 кВ:

$$Z_T = \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 10} \approx 1,16 \text{ Ом} \quad (2.4)$$

Активний опір трансформатора:

$$R_T = \frac{P_{\text{КЗ}}}{3 \cdot I_{\text{НОМ}}^2} = \frac{60000}{3 \cdot 550,92^2} \approx 0,066 \text{ Ом} \quad (2.5)$$

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 37   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Реактивний опір трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{1,16^2 - 0,066^2} \approx 1,16 \text{ Ом} \quad (2.6)$$

Опори кабельної лінії 10 кВ (середнє значення для фідерів довжиною 2 км):  
активний опір  $R_{кл} = r_0 \cdot L = 0,125 \cdot 2 = 0,25 \text{ Ом}$ ; реактивний опір  $X_{кл} = x_0 \cdot L = 0,08 \cdot 2 = 0,16 \text{ Ом}$ .

Сумарний опір до точки КЗ на шинах 10 кВ (без кабельної лінії):

$$R_{\Sigma.шин} = R_T = 0,066 \text{ Ом}; X_{\Sigma.шин} = X'_{\text{с}} + X_T = 0,05 + 1,16 = 1,21 \text{ Ом}; Z_{\Sigma.шин} = \sqrt{0,066^2 + 1,21^2} \approx 1,21 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір до точки КЗ в кінці фідера 10 кВ:

$$R_{\Sigma.фід} = R_T + R_{кл} = 0,066 + 0,25 = 0,316 \text{ Ом}; X_{\Sigma.фід} = X'_{\text{с}} + X_T + X_{кл} = 0,05 + 1,16 + 0,16 = 1,37 \text{ Ом}; Z_{\Sigma.фід} = \sqrt{0,316^2 + 1,37^2} \approx 1,41 \text{ Ом}.$$

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ на шинах 10 кВ (формула (2.7)):

$$I''_{\text{кз.шин}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma.шин}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 1210} \approx 5,01 \text{ кА} \quad (2.7)$$

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ в кінці фідера 10 кВ:

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 38   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

$$I''_{\text{кз.фід}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma.\text{фід}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 1410} \approx 4,30 \text{ кА} \quad (2.8)$$

Ударний струм КЗ на шинах 10 кВ:

$$i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{\text{кз.шин}} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,01 \approx 12,76 \text{ кА} \quad (2.9)$$

де  $k_{\text{уд}} = 1,8$  – ударний коефіцієнт для мережі 10 кВ з переважно активно-індуктивним характером навантаження [3, с. 60].

Термічно діючий струм:  $I_{\text{терм}} = I''_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_3} = 5,01 \cdot \sqrt{0,5} \approx 3,54 \text{ кА}$ . Струм двофазного КЗ (для перевірки чутливості):  $I_{\text{кз}}^{(2)} = 0,87 \cdot I''_{\text{кз}} = 0,87 \cdot 5,01 \approx 4,36 \text{ кА}$  (на шинах),  $I_{\text{кз.фід}}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,30 \approx 3,74 \text{ кА}$  (в кінці фідера).

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків струмів КЗ

| Точка КЗ             | $I''$ , кА | $i_{\text{уд}}$ , кА | $I_{\text{терм}}$ , кА | $I^{(2)}$ , кА |
|----------------------|------------|----------------------|------------------------|----------------|
| Шини 10 кВ           | 5,01       | 12,76                | 3,54                   | 4,36           |
| Кінець фідера (2 км) | 4,30       | 10,95                | 3,04                   | 3,74           |

*Джерело: розраховано автором*

Аналіз табл. 2.1 засвідчує, що максимальний струм КЗ на шинах 10 кВ складає 5,01 кА (трифазне КЗ), а ударний струм – 12,76 кА. Ці значення є основою для перевірки обладнання та розрахунку уставок захистів.

Для точки КЗ безпосередньо на шинах 10 кВ (без урахування опору кабельної лінії) сумарний опір складає:

$$Z_{\Sigma.\text{шин}} = \sqrt{R_{\Sigma.\text{Т}}^2 + (X'_c + X_{\text{Т}})^2} = \sqrt{0,066^2 + (0,05 + 1,16^2)} \approx 1,21 \text{ Ом.}$$

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 39   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Початковий струм КЗ на шинах 10 кВ:

$$I''_{\text{шин}} = U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma.\text{шин}}) = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 1,21) \approx 5,01 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_{\text{уд.шин}} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,01 \approx 12,75 \text{ кА.}$$

Ці значення є максимальними для мережі 10 кВ підстанції та використовуються для перевірки обладнання на термічну і динамічну стійкість [3, с. 55–70].

Перевірка вимикачів 10 кВ (ВВ/TEL-10-20/1600У2) на відповідність розрахунковим струмам КЗ: номінальний струм вимкнення  $I_{\text{вимк.ном}} = 20 \text{ кА} > I''_{\text{шин}} = 5,01 \text{ кА}$  (умова виконується); динамічна стійкість  $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} > i_{\text{уд.шин}} = 12,75 \text{ кА}$  (умова виконується); термічна стійкість  $I_{\text{терм}} = 20 \text{ кА}$  при  $t = 3 \text{ с}$ :  $B_{\text{к}} = I^2_{\text{терм}} \cdot t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\text{к.розр}} = I''^2_{\text{шин}} \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}}) = 5,01^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 2,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  (умова виконується з великим запасом) [11].

Перевірка трансформаторів струму ТОЛ-10-0,5/Р 1000 А: динамічна стійкість  $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА} > i_{\text{уд.шин}} = 12,75 \text{ кА}$  (умова виконується); термічна стійкість  $I_{\text{терм}} = 40 \text{ кА}$  при  $t = 1 \text{ с}$ :  $B_{\text{к}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\text{к.розр}} = 2,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  (умова виконується) [12].

Перевірка шинних конструкцій 10 кВ на динамічну стійкість. Максимальна електродинамічна сила між фазними шинами при КЗ визначається за формулою (2.9):

$$F = 0,176 \cdot i^2_{\text{уд}} \cdot (l/a),$$

Де

- $l = 1,0 \text{ м}$  – відстань між ізоляторами,
- $a = 0,2 \text{ м}$  – міжфазна відстань.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 40   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

$$F = 0,176 \cdot (12,75 \cdot 10^3)^2 \cdot (1,0/0,2) = 143,2 \text{ кг/м.}$$

Механічна напруга в матеріалі шин:

$$\sigma = F \cdot l / (8 \cdot W) = 143,2 \cdot 1,0 / (8 \cdot 1,02 \cdot 10^{-6}) = 17,6 \text{ МПа,}$$

де  $W = 1,02 \text{ см}^3$  – момент опору перерізу мідної шини  $40 \times 5 \text{ мм}$ .

Допустима механічна напруга для міді складає  $140 \text{ МПа}$ , отже  $\sigma = 17,6 \text{ МПа} < 140 \text{ МПа}$  – умова динамічної стійкості шин виконується з великим запасом.

Перевірка шин на термічну стійкість.

Мінімальний допустимий переріз шин:

$$S_{\text{мін}} = I''_{\text{шин}} \cdot \sqrt{t_{\text{відкл}}} / C = 5,01 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,5} / 165 = 21,5 \text{ мм}^2,$$

де  $C = 165 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  для міді.

Фактичний переріз шин  $S = 40 \cdot 5 = 200 \text{ мм}^2 > S_{\text{мін}} = 21,5 \text{ мм}^2$  – умова термічної стійкості шин виконується.

Результати перевірки обладнання на термічну та динамічну стійкість зведено в таблицю 2.2, з якої видно, що все обладнання підстанції має значний запас стійкості до розрахункових струмів КЗ.

Для МСЗ фідерів  $10 \text{ кВ}$  уставка спрацювання визначається з умови відстроювання від максимального робочого струму фідера. При середньому навантаженні фідера  $2,0 \text{ МВА}$  ( $\cos\varphi = 0,85$ ) робочий струм складає:

$$I_{\text{роб}} = S / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi) = 2000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85) = 129,4 \text{ А.}$$

Уставка спрацювання МСЗ фідера[3, с. 95–100]:

$$I_{\text{сп.фід}} = (k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{роб}}) / k_{\text{пов}} = (1,2 \cdot 2,0 \cdot 129,4) / 0,95 = 327 \text{ А}$$

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 41   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Витримка часу МСЗ фідерів 10 кВ обирається за часовим принципом ступеневої селективності. Для фідерів з одним ступенем захисту на стороні споживача витримка часу складає:

$$t_{\text{МСЗ.фід}} = t_{\text{захисту.спожив}} + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Для фідерів з двома ступенями захисту на стороні споживача:

$$t_{\text{МСЗ.фід}} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с [3, с. 110–115].}$$

Перевірка чутливості МСЗ фідера при двофазному КЗ в кінці фідера (найбільш віддалена точка):

$$I''_{\text{кз.фід}} = U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma.\text{фід}}),$$

де  $Z_{\Sigma.\text{фід}} = Z_{\Sigma}$  (повний опір з урахуванням кабелю).

$$I''_{\text{кз.фід}} = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 1,41) = 4,29 \text{ кА.}$$

Струм двофазного КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = 0,866 \cdot I''_{\text{кз}} = 0,866 \cdot 4290 = 3715 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{сп.фід}} = 3715 / 327 = 11,4 > 1,5 - \text{умова чутливості виконується}$$

[3, с. 100–105].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 42   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Уставка струмової відсічки фідерів 10 кВ визначається з умови відстроювання від максимального струму КЗ в кінці ділянки, що захищається:

$$I_{co} = k_n \cdot I''_{кз.мах} = 1,4 \cdot 4290 = 6006 \text{ А.}$$

Зона дії струмової відсічки охоплює початкову ділянку фідера довжиною приблизно 15–25 % від загальної довжини кабельної лінії [3, с. 75–80].

Параметри гальмівної характеристики ДЗТ терміналу RET670 визначаються відповідно до рекомендацій виробника [6, с. 120–145] та стандарту IEEE C37.91-2021 [14]. Характеристика складається з трьох ділянок. Перша ділянка (горизонтальна): при гальмівному струмі  $I_{гальм} < \text{EndSection1}$  (уставка 1,25 в.о.) диференціальний струм спрацювання дорівнює  $\text{IdMin} = 0,30$  в.о., що забезпечує чутливість до внутрішніх пошкоджень при малих наскрізних струмах. Друга ділянка (похила): при  $\text{EndSection1} < I_{гальм} < \text{EndSection2}$  нахил характеристики визначається уставкою  $\text{Slope1} = 40 \%$ , тобто  $I_d = \text{IdMin} + \text{Slope1} \cdot (I_{гальм} - \text{EndSection1}) = 0,30 + 0,40 \cdot (I_{гальм} - 1,25)$ . Ця ділянка забезпечує стабільність захисту при зовнішніх КЗ з помірними наскрізними струмами. Третя ділянка (крутопохила): при  $I_{гальм} > \text{EndSection2}$  нахил характеристики збільшується до  $\text{Slope2} = 80 \%$ , що забезпечує стійкість захисту до хибного спрацювання при зовнішніх КЗ з великими наскрізними струмами (коли похибки ТС зростають через насичення магнітопроводів) [6, 14].

Блокування ДЗТ за другою гармонікою (2-nd Harmonic Blocking) запобігає хибному спрацюванню захисту при вмиканні трансформатора під напругу (кидок намагнічувального струму). Вміст другої гармоніки у намагнічувальному струмі складає 15–70 % від першої гармоніки, тоді як при внутрішньому КЗ вміст другої гармоніки зазвичай не перевищує 5–10 %. Уставка блокування встановлюється на рівні  $I_2/I_1 = 15 \%$ , що забезпечує надійне розрізнення кидку намагнічувального струму від внутрішнього КЗ [6, 14].

Блокування ДЗТ за п'ятою гармонікою (5-th Harmonic Blocking) запобігає хибному спрацюванню захисту при перезбудженні трансформатора (підвищенні

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 43   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

напруги або зниженні частоти). Вміст п'ятої гармоніки у струмі перезбудження є значно більшим, ніж при інших режимах. Уставка блокування встановлюється на рівні  $I_5/I_1 = 25\%$  [14, с. 130–135].

Таблиця 2.2 – Результати перевірки обладнання на стійкість до КЗ

| Обладнання    | Параметр                                 | Паспортне | Розрахункове | Результат |
|---------------|------------------------------------------|-----------|--------------|-----------|
| Вимикач 10 кВ | $I_{\text{вимк}}, \text{кА}$             | 20        | 5,01         | Витримує  |
| Вимикач 10 кВ | $i_{\text{дин}}, \text{кА}$              | 52        | 12,76        | Витримує  |
| Вимикач 10 кВ | $I_{\text{терм}} (3\text{с}), \text{кА}$ | 20        | 3,54         | Витримує  |
| ТС 10 кВ      | $i_{\text{дин}}, \text{кА}$              | 100       | 12,76        | Витримує  |
| ТС 10 кВ      | $I_{\text{терм}} (1\text{с}), \text{кА}$ | 40        | 3,54         | Витримує  |
| Шини 10 кВ    | $\sigma, \text{МПа}$                     | 140       | 17,6         | Витримує  |
| Шини 10 кВ    | $S_{\text{мін}}, \text{мм}^2$            | – (S=200) | 21,5         | Витримує  |

Джерело: розраховано автором

Аналіз табл. 2.2 підтверджує, що все обладнання підстанції 10 кВ має значний запас стійкості до розрахункових струмів КЗ.

При виборі уставок МСЗ фідерів 10 кВ необхідно забезпечити координацію з захистами на стороні споживача (запобіжники, автоматичні вимикачі трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ). Типова трансформаторна підстанція споживача 10/0,4 кВ обладнана запобіжниками типу ПКТ-10 з номінальним струмом плавкої вставки 20–63 А. Час перегорання запобіжника при п'ятикратному номінальному струмі складає 0,05–0,15 с, що забезпечує селективність по відношенню до МСЗ фідера з витримкою часу 0,5 с [3, с. 105–110].

Для фідерів з декількома послідовно включеними ступенями захисту (наприклад, фідер з відгалуженнями та секціонуючими вимикачами) координація здійснюється за часовим принципом з ступенем селективності  $\Delta t =$

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 44   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

0,3–0,5 с між суміжними ступенями. При використанні інверсно-залежних характеристик витримки часу (IEC Normal Inverse або IEC Very Inverse у терміналах REF615) координація є більш оптимальною, оскільки при великих струмах КЗ витримка часу автоматично зменшується, що скорочує загальний час ліквідації аварії [7, 25].

Для побудови інверсно-залежної характеристики витримки часу МСЗ фідера у терміналі REF615 використовується стандартна крива IEC Normal Inverse (IEC 60255-151):

$$t = TMS \cdot 0,14 / ((I/I_p)^{202} - 1),$$

де

- $TMS = 0,1-1,0$  – масштабний коефіцієнт часу (Time Multiplier Setting);
- $I$  – діючий струм;
- $I_p$  – уставка пускового струму.

При  $I/I_p = 5$  та  $TMS = 0,3$ :

$$t = 0,3 \cdot 0,14 / (5^{202} - 1) = 0,3 \cdot 0,14 / 0,82 = 0,051 \text{ с.}$$

При  $I/I_p = 2$ :

$$t = 0,3 \cdot 0,14 / (2^{202} - 1) = 0,3 \cdot 0,14 / 0,148 = 0,284 \text{ с [7, 25].}$$

Альтернативою інверсно-залежній характеристиці є крива IEC Very Inverse:  $t = TMS \cdot 13,5 / ((I/I_p) - 1)$ , яка забезпечує більш крутий спад витримки часу при зростанні струму та є оптимальною для захисту кабельних ліній з великою ємнісною складовою. Вибір конкретної кривої здійснюється на етапі

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 45   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

налагодження у залежності від параметрів мережі та вимог координації [7].

## 2.2 Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МСЗ)

Максимальний струмовий захист (МСЗ) є резервним захистом силових трансформаторів та основним захистом фідерів 10 кВ. Уставка спрацювання МСЗ трансформатора на стороні 10 кВ визначається з умови відстроювання від максимального робочого струму з урахуванням самозапуску електродвигунів (формула (2.10)) [3, с. 95–110]:

$$I_{\text{сп}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{ном.нн}}}{k_{\text{пов}}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 550,92}{0,95} \approx 1739 \text{ А} \quad (2.10)$$

де  $k_{\text{н}} = 1,2$  – коефіцієнт надійності;  $k_{\text{сзп}} = 2,5$  – коефіцієнт самозапуску електродвигунів;  $I_{\text{ном.нн}} = 550,92 \text{ А}$ ;  $k_{\text{пов}} = 0,95$  – коефіцієнт повернення цифрового реле.

Перевірка чутливості МСЗ при двофазному КЗ в кінці зони резервування (формула (2.11)):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{зкз}}}{I_{\text{сп}}} = \frac{0,87 \cdot 4300}{1739} \approx 2,15 > 1,5 \quad (2.11)$$

Коефіцієнт чутливості  $k_{\text{ч}} = 2,15$  перевищує мінімально допустиме значення 1,5, що відповідає вимогам ПУЕ [12, п. 3.2.21]. Витримка часу МСЗ трансформатора:  $t_{\text{МСЗ}} = t_{\text{фідер}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}$ .

## 2.3 Розрахунок уставок диференціального захисту трансформатора (ДЗТ)

Диференціальний захист трансформатора (ДЗТ) є основним швидкодіючим захистом від внутрішніх пошкоджень (міжвиткові замикання,

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 46   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

замикання обмоток на корпус, пробій ізоляції). У терміналі ABB RET670 ДЗТ реалізується за принципом порівняння струмів з адаптивним гальмуванням та блокуванням за другою та п'ятою гармоніками [6, с. 120–145].

Мінімальний струм спрацювання ДЗТ визначається з умови відстроювання від максимального струму небалансу при зовнішніх КЗ та при нормальному режимі (формула (2.12)):

$$I_{д.мін} = k_n \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн}) \cdot I_{ном} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,05 + 0,08) \cdot 550,92 \approx 93 \text{ А} \quad (2.12)$$

де  $k_n = 1,3$  – коефіцієнт надійності;  $k_{одн} = 1,0$  – коефіцієнт однотипності ТС (цифрова компенсація);  $\varepsilon = 0,05$  – повна відносна похибка ТС;  $\Delta U_{рпн} = 0,08$  – відносна зміна напруги при перемиканні ПБВ. У відносних одиницях:  $I_{д.мін}^* = 93 / 550,92 \approx 0,17$  в.о. Для RET670 рекомендована уставка  $I_{dMin} = 0,30$  в.о. [6], що забезпечує додатковий запас надійності.

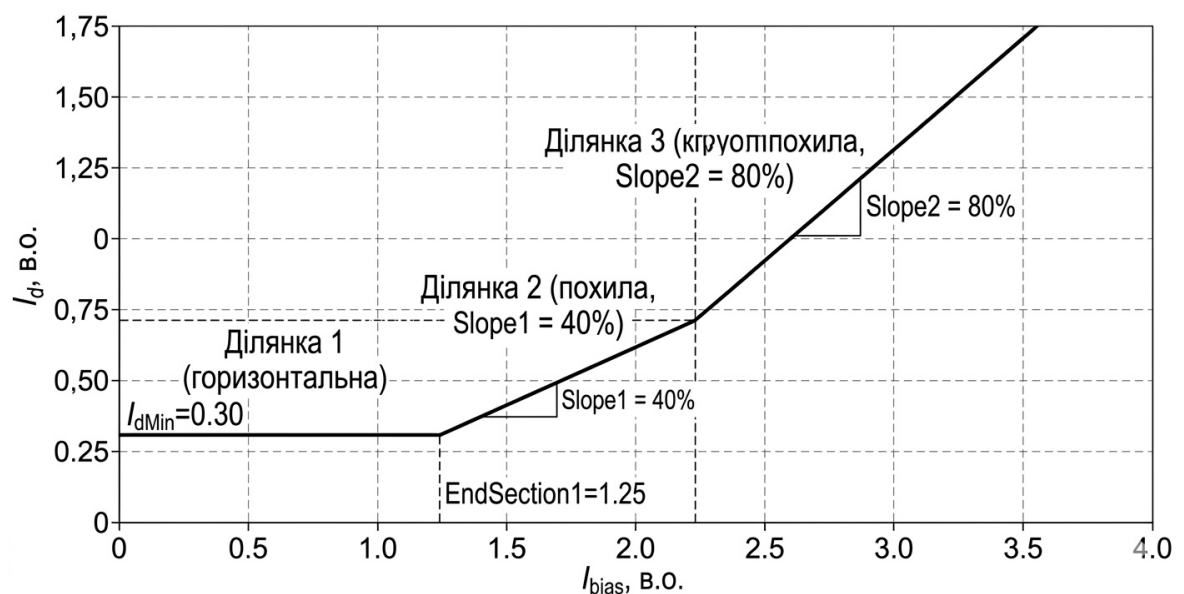


Рисунок 2.1 – Гальмівна характеристика ДЗТ терміналу ABB RET670

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 47   |

На рисунку 2.1 (додаток В) зображено гальмівну характеристику ДЗТ терміналу RET670. Параметри: IdMin = 0,30 в.о.; EndSection1 = 1,25 в.о.; Slope1 = 40 %; Slope2 = 80 %. Блокування за 2-ю гармонікою: I2/I1 = 15 %. Блокування за 5-ю гармонікою: I5/I1 = 25 % [6, 14].

Таблиця 2.3 – Уставки ДЗТ терміналу ABB RET670 [6]

| Параметр уставки           | Позначення  | Значення  |
|----------------------------|-------------|-----------|
| Мін. диференціальний струм | IdMin       | 0,30 в.о. |
| Кінець 1-ї ділянки         | EndSection1 | 1,25 в.о. |
| Нахил 1-ї ділянки          | Slope1      | 40 %      |
| Нахил 2-ї ділянки          | Slope2      | 80 %      |
| Блокування 2-ю гармонікою  | I2/I1       | 15 %      |
| Блокування 5-ю гармонікою  | I5/I1       | 25 %      |
| Час спрацювання            | $t_{сп}$    | < 25 мс   |

*Джерело: складено автором за [6, 14]*

Аналіз табл. 2.3 засвідчує, що обрані уставки ДЗТ забезпечують: чутливість до внутрішніх пошкоджень (IdMin = 0,30 в.о.); стійкість до зовнішніх КЗ (гальмування з нахилом 40–80 %); захист від хибних спрацювань при вмиканні трансформатора (блокування за гармоніками).

Для забезпечення надійної роботи ДЗТ при зовнішніх КЗ з насиченням ТС у терміналі RET670 передбачено додатковий алгоритм – детектор насичення ТС (СТ Saturation Detector). Цей алгоритм аналізує форму хвилі диференціального та гальмівного струмів і визначає, чи обумовлений диференціальний струм внутрішнім пошкодженням (симетрична, синусоїдальна форма хвилі) або насиченням ТС при зовнішньому КЗ (характерні спотворення форми хвилі з плоскими ділянками). При виявленні ознак насичення ТС алгоритм тимчасово підвищує уставку спрацювання ДЗТ, запобігаючи хибному спрацюванню. Час роботи алгоритму складає менше 1 мс, що не впливає на загальну швидкодію захисту при внутрішніх пошкодженнях [6, с. 130–140].

Захист від міжвиткових замикань в обмотках трансформатора є одним з найскладніших завдань диференціального захисту.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 48   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

При замиканні невеликої кількості витків (1–5 % від загальної кількості) зміна струмів у зовнішніх обмотках є мінімальною, і класичний ДЗТ може не спрацювати. Для підвищення чутливості до міжвиткових замикань у терміналі RET670 використовується аналіз струму нульової послідовності (для обмотки, з'єднаної у зірку з заземленою нейтраллю) та аналіз від'ємної послідовності (для несиметричних пошкоджень). Функція REF (Restricted Earth Fault) забезпечує виявлення однофазних замикань на землю в обмотці ВН з чутливістю до 10 % від номінального струму [6, с. 145–155].

Для контролю правильності роботи ДЗТ передбачено функцію автоматичного тестування (Built-in Test). При кожному включенні живлення терміналу та періодично (раз на добу) виконується самотестування аналого-цифрового перетворювача, перевірка калібрувальних коефіцієнтів, контроль правильності підключення ТС (перевірка полярності та послідовності фаз). Результати тестування фіксуються у внутрішньому журналі терміналу та передаються у SCADA [6, с. 155–165].

Окрім основних функцій захисту, термінал RET670 забезпечує вимірювання та індикацію таких параметрів режиму трансформатора: діючі значення фазних струмів на сторонах ВН та НН (клас точності 0,5); активна та реактивна потужність, передана через трансформатор; температура обмоток (за тепловою моделлю, на основі вимірюного струму та температури навколишнього середовища); рівень навантаження у відсотках від номінального; коефіцієнт потужності cosφ; час роботи під навантаженням (лічильник мотогодин). Ці дані відображаються на локальному дисплеї терміналу та передаються у SCADA для архівування та аналізу [6, с. 165–175].

## 2.4 Розрахунок уставок захисту від перевантаження

Захист від перевантаження трансформатора реалізується у терміналі RET670 за допомогою функції теплового захисту (ANSI 49) з моделлю теплового стану обмоток [6]. Уставка (формула (2.13)):

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 49   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

$$I_{\text{перев}} = 1,05 \cdot I_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 550,92 \approx 578 \text{ А} \quad (2.13)$$

Захист працює: дія на сигнал при  $I = (1,05-1,20) \cdot I_{\text{ном}}$ ; дія на відключення при  $I > 1,50 \cdot I_{\text{ном}}$  протягом 30 хв (відповідно до ДСТУ EN 60076-1 [9]).

Для розрахунку струмів КЗ на стороні 110 кВ необхідно враховувати сумарний опір від точки КЗ до еквівалентного джерела напруги. Реактивний опір системи на стороні 110 кВ:

$$X_c = U^2_{\text{ном}} / S_{\text{кз}} = 110^2 / 2000 = 6,05 \text{ Ом.}$$

Початковий струм трифазного КЗ на шинах 110 кВ:

$$I''_{\text{кз.110}} = U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot X_c) = 110000 / (\sqrt{3} \cdot 6,05) = 10,50 \text{ кА.}$$

Ударний струм на шинах 110 кВ:

$$i_{\text{уд.110}} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,50 = 26,73 \text{ кА.}$$

Ці значення використовуються для перевірки обладнання сторони 110 кВ [3, с. 55–60].

Перевірка вимикача LTB 145D1/B: номінальний струм вимкнення 40 кА  $> I''_{\text{кз.110}} = 10,50 \text{ кА}$  (запас 3,8 рази); динамічна стійкість 110 кА  $> i_{\text{уд.110}} = 26,73 \text{ кА}$  (запас 4,1 рази); термічна стійкість 40 кА (3 с)  $> I_{\text{терм}} = 10,50 \cdot \sqrt{0,5} = 7,42 \text{ кА}$  (запас 5,4 рази). Усі умови виконуються з великим запасом, що підтверджує правильність вибору вимикача [10].

Перевірка роз'єднувачів РНДЗ-2-110/1000: номінальний струм 1000 А  $> I_{\text{ном.ВН}} = 52,49 \text{ А}$ ; динамічна стійкість 63 кА  $> i_{\text{уд.110}} = 26,73 \text{ кА}$ ; термічна стійкість 25 кА (3 с). Усі умови виконуються [12].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 50   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Перевірка ТС ТФЗМ-110Б-І: динамічна стійкість  $160 \text{ кА} > i_{уд.110} = 26,73 \text{ кА}$  (запас 6,0 разів); термічна стійкість  $40 \text{ кА} (1 \text{ с}) > 7,42 \text{ кА}$  (запас 5,4 рази). Клас точності 10Р при номінальному граничному кратності 20 забезпечує похибку не більше 10 % при струмі до  $20 \cdot I_{ном} = 2000 \text{ А}$ , що достатньо для роботи захистів при максимальному розрахунковому струмі КЗ [12].

Для коректної роботи диференціального захисту трансформатора (ДЗТ) необхідно забезпечити, щоб вторинні обмотки ТС на обох сторонах трансформатора мали однакові вторинні номінальні струми або щоб різниця компенсувалася програмно у мікропроцесорному терміналі. На стороні 110 кВ: первинний струм ТС = 100 А, вторинний = 5 А, коефіцієнт трансформації  $k_{ТС.ВН} = 100/5 = 20$ . На стороні 10 кВ: первинний струм ТС = 1000 А, вторинний = 5 А,  $k_{ТС.НН} = 1000/5 = 200$ .

Вторинний струм на стороні ВН при номінальному режимі:  $I_{2.ВН} = I_{ном.ВН} / k_{ТС.ВН} = 52,49 / 20 = 2,62 \text{ А}$ . Вторинний струм на стороні НН:  $I_{2.НН} = I_{ном.НН} / k_{ТС.НН} = 550,92 / 200 = 2,75 \text{ А}$ . Розбіжність вторинних струмів:  $\Delta I = (2,75 - 2,62) / 2,75 \cdot 100 \% = 4,7 \%$ . У терміналі АВВ RET670 ця розбіжність компенсується цифровим вирівнюванням (функція CT ratio matching), що виключає потребу у проміжних компенсаційних ТС [6, с. 110–120].

Для компенсації зсуву фаз, зумовленого групою з'єднання Y/Δ-11 (зсув  $30^\circ$ ), у терміналі RET670 передбачена функція Vector Group Compensation. При налаштуванні вказується група з'єднання трансформатора (Yd11), і термінал автоматично вносить відповідну корекцію фаз вторинних струмів. Це забезпечує вірне порівняння струмів сторін ВН та НН без застосування зовнішніх компенсаційних засобів [6, с. 115–125].

Уставка струмової відсічки (СВ) трансформатора на стороні 10 кВ визначається з умови відстроювання від максимального струму КЗ при зовнішніх пошкодженнях (КЗ на шинах 10 кВ):  $I_{co} = k_H \cdot I'_{кз.шин} = 1,4 \cdot 5010 = 7014 \text{ А}$ . Час спрацювання СВ:  $t = 0 \text{ с}$  (миттєве відключення). Чутливість СВ до внутрішніх КЗ перевіряється при мінімальному режимі живлячої мережі [3, с. 85–90].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 51   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Уставка захисту від зовнішніх КЗ (МСЗ з витримкою часу) на стороні 110 кВ визначається з умови відстроювання від МСЗ на стороні 10 кВ з урахуванням коефіцієнта трансформації:

$$I_{\text{сп.ВН}} = I_{\text{сп.НН}} / k_{\text{тр}} = 1739 / (110/10,5) = 166 \text{ А (приведено до сторони 110 кВ)}.$$

Витримка часу  $t = 1,5 \text{ с}$  (на ступінь селективності вище, ніж МСЗ на стороні НН).

Чутливість:

$$k_{\text{ч}} = I'_{\text{кз.110}} / I_{\text{сп.ВН}} = 10500 / 166 = 63,3 \gg 1,5 - \text{умова виконується з великим запасом [3, с. 100–105]}.$$

Уставки захисту від однофазних замикань на землю в мережі 10 кВ (функція 50N/51N терміналу REF615) визначаються з умови виявлення замикання на землю одного фідера при компенсованій нейтралі. Власний ємнісний струм одного фідера:

$$I_C = U_{\text{ном}} \cdot \omega \cdot C_0 \cdot L_{\text{каб}} = 10500 / \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 0,25 \cdot 10^{-6} \cdot 2 = 0,95 \text{ А}.$$

Уставка:  $I_0 = 0,5 \cdot I_{\text{сум}} = 0,5 \cdot 12 \cdot 0,95 = 5,7 \text{ А}$  (сумарний ємнісний струм усіх фідерів мінус власний).

Захист від ОЗЗ працює з дією на сигнал у мережі з ізольованою нейтраллю [7, 12].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 52   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

### Висновок по розділу

У другому розділі виконано розрахунки: струми КЗ на шинах 10 кВ ( $I'' = 5,01$  кА,  $i_{уд} = 12,76$  кА) та в кінці фідера ( $I'' = 4,30$  кА); уставки МСЗ трансформатора ( $I_{сп} = 1739$  А,  $t = 1,0$  с,  $k_{ч} = 2,15$ ); ДЗТ ( $IdMin = 0,30$  в.о.,  $Slope1 = 40$  %, блокування 2-ю гарм. 15 %); захист від перевантаження (578 А). Перевірено обладнання на термічну та динамічну стійкість. Усі параметри відповідають ПУЕ [12].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 53   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

### 3 ВИБІР СУЧАСНОГО ОБЛАДНАННЯ РЗА

#### 3.1 Огляд сучасних мікропроцесорних терміналів захисту

Сучасний ринок мікропроцесорних терміналів релейного захисту представлений продукцією провідних світових виробників: ABB (Швейцарія/Швеція), Siemens (Німеччина) та Schneider Electric (Франція). Кожен виробник пропонує повну лінійку терміналів для захисту всіх елементів енергосистеми [3, с. 250–270].

Компанія ABB виробляє серію Relion®, що включає платформи 615 (компактна для розподільних мереж) та 670 (повнофункціональна для магістральних мереж). Серія 615: REF615 (фідери), RET615 (трансформатори), RED615 (диф. захист ліній). Серія 670: RET670 (трансформатори), REC670 (лінії), RED670 (диф. захист ліній), REB670 (шини) [6, 7, 8].

Компанія Siemens пропонує серію SIPROTEC 5: 7UT87 (диф. захист трансформаторів), 7SJ85 (МСЗ та захист фідерів), 7SA87 (дистанційний захист), 7SS85 (захист шин). Модульна архітектура з розширенням [15].

Schneider Electric виробляє серію Sepam: T87 (захист трансформаторів з ДЗТ), S80 (комплексний захист фідерів), M88 (захист двигунів). Програмована логіка Logipram, IEC 61850 [16].

Як видно з табл. 3.1, ABB RET670 має найкращі показники за кількістю входів ТС (до 30), часом спрацювання ДЗТ (< 25 мс) та кількістю груп уставок (6). Обрано ABB з огляду на досвід НЕК «Укренерго» [1] та наявність сервісних центрів в Україні.

|           |      |                 |        |      |                                |      |         |  |
|-----------|------|-----------------|--------|------|--------------------------------|------|---------|--|
|           |      |                 |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ             |      |         |  |
| Змн.      | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата | Вибір сучасного обладнання РЗА |      |         |  |
| Розроб.   |      | Бойко І.О.      |        |      |                                |      |         |  |
| Перевір.  |      | Омельчук А.О.   |        |      |                                |      |         |  |
| Н. Контр. |      | Ягельський Є.О. |        |      |                                |      |         |  |
| Затверд.  |      | Дерев'янко Д.Г. |        |      |                                |      |         |  |
|           |      |                 |        |      | Літ.                           | Арк. | Акрушів |  |
|           |      |                 |        |      |                                | 54   |         |  |

Таблиця 3.1 – Порівняльна характеристика терміналів захисту [6, 15, 16]

| Характеристика      | ABB RET670  | Siemens 7UT87 | SE Sepam T87 |
|---------------------|-------------|---------------|--------------|
| ДЗТ (87Т)           | Так         | Так           | Так          |
| МСЗ (50/51)         | Так         | Так           | Так          |
| Газовий (63)        | Вхід        | Вхід          | Вхід         |
| IEC 61850 + GOOSE   | Так         | Так           | Так          |
| К-ть входів ТС      | До 30       | До 8          | До 4         |
| Час спрацювання ДЗТ | < 25 мс     | < 30 мс       | < 40 мс      |
| Самодіагностика     | Безперервна | Безперервна   | Безперервна  |
| Реєстратор COMTRADE | Так         | Так           | Так          |
| Груп уставок        | 6           | 4             | 4            |
| Модульність         | Висока      | Висока        | Середня      |

*Джерело: складено автором*

### 3.2 Вибір терміналів захисту для сторони 110 кВ

Для захисту трансформаторів обрано ABB RET670 (конфігурація A30): ДЗТ (87Т), REF (87N), МСЗ (50/51), перевантаження (49), перезбудження V/Hz (24), газовий (63), ПРВВ (50BF), АПВ (79) [6].

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики ABB RET670 [6]

| Параметр               | Значення                |
|------------------------|-------------------------|
| Номинальний струм ТС   | 1 або 5 А               |
| Номинальна напруга ТН  | 100 або 110 В           |
| Частота мережі         | 50/60 Гц                |
| Напруга живлення DC    | 24–250 В                |
| Час спрацювання ДЗТ    | < 25 мс                 |
| Протоколи              | IEC 61850, Modbus, DNP3 |
| Аналогові входи        | До 30 ТС + 10 ТН        |
| Дискретні входи/виходи | До 48/32                |
| Потужність споживання  | < 60 Вт                 |
| Ступінь захисту        | IP54 (передня панель)   |
| Робоча температура     | –40...+70 °С            |
| Маса                   | < 15 кг                 |

*Джерело: складено автором за [6]*

Для захисту ліній 110 кВ обрано ABB REC670: п'ятизонний дистанційний захист (21), спрямований МСЗ (67), захист від замикань на землю (67N), АПВ (79), синхроконтроль (25), ПРВВ (50BF) [8].

Термінал ABB RET670 для захисту силових трансформаторів є флагманським продуктом серії Relion® 670 і представляє найбільш передову технологію цифрового захисту трансформаторів, доступну на ринку. Апаратна платформа RET670 базується на потужному мікропроцесорі з тактовою

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 55   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

частотою 800 МГц, який забезпечує обробку всіх функцій захисту, автоматики, вимірювання та зв'язку в реальному часі з частотою дискретизації 20 вибірок на період промислової частоти (1000 вибірок/с при 50 Гц) [6, с. 15–30].

Конструктивно термінал RET670 виконано у корпусі для встановлення в стійку 19" або на панель. Передня панель обладнана графічним рідкокристалічним дисплеєм з підсвічуванням, клавіатурою для навігації по меню, світлодіодними індикаторами спрацювання захистів (до 15 LED), індикатором стану зв'язку та портом RS-232 для локального підключення ноутбука з програмним забезпеченням PCM600. На задній панелі розташовані: аналогові входи для ТС та ТН (до 30 входів ТС та 10 входів ТН), дискретні входи (до 48) та дискретні виходи (до 32), порти зв'язку (Ethernet 100 Мбіт/с, оптоволоконні порти, RS-485) [6, с. 35–50].

Програмне забезпечення терміналу RET670 дозволяє конфігурувати логічні зв'язки між функціями захисту за допомогою графічного редактора (Application Configuration Tool в PCM600). Це забезпечує максимальну гнучкість при проектуванні схем захисту та автоматики: будь-яка комбінація сигналів (спрацювання захисту, стан дискретних входів, результати логічних операцій) може бути призначена на будь-який дискретний вихід або передана через GOOSE іншим терміналам [6, с. 55–70].

Функція самодіагностики терміналу RET670 працює безперервно та охоплює: контроль цілісності мікропроцесора (watchdog timer); перевірку контрольних сум програмного забезпечення (flash memory CRC); тестування аналогових входів (перевірка рівня шумів, обриву кіл ТС/ТН); контроль дискретних входів/виходів; контроль комунікаційних каналів; моніторинг температури всередині корпусу.

При виявленні будь-якої несправності термінал генерує сигнал тривоги (alarm) та, у критичних випадках, блокує пошкоджену функцію захисту з одночасним включенням резервної [6, с. 75–90].

Функція реєстратора аварій (Disturbance Recorder) терміналу RET670 забезпечує запис осцилограм аналогових та дискретних сигналів при виникненні

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 56   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

аварійних подій. Записи зберігаються у внутрішній пам'яті терміналу у форматі COMTRADE (IEC 60255-24) та можуть бути завантажені на ПК через порт зв'язку або SCADA. Тривалість запису: до 10 с (до + після спрацювання), частота дискретизації: до 2400 вибірок/с, кількість каналів: до 40 аналогових та 32 дискретних. Осцилограми дозволяють проводити детальний аналіз аварійних подій, оптимізувати уставки захистів та виявляти несправності в первинному обладнанні [6, с. 95–110].

Термінал ABB REF615 для захисту фідерів 10 кВ належить до компактної серії Relion® 615, спеціально розробленої для розподільних мереж середньої напруги. На відміну від повнофункціонального RET670, термінал REF615 має спрощену апаратну платформу з фіксованою конфігурацією (без можливості розширення), що знижує вартість та спрощує обслуговування [21].

Конструктивно REF615 виконано у компактному корпусі висотою 177 мм (4U) для встановлення на DIN-рейку або в шафу КРУ. Передня панель має монохромний РК-дисплей, клавіатуру з 6 кнопками та 10 світлодіодних індикаторів. На задній панелі: 5 аналогових входів ТС, 4 входи ТН, до 16 дискретних входів, до 10 дискретних виходів (з яких 5 потужних реле з ізоляцією 3 кВ), порти зв'язку (Ethernet 100 Мбіт/с для IEC 61850, оптичний або мідний) [21, с. 15–25].

Ключовою особливістю REF615 є підтримка протоколу GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) стандарту IEC 61850, що дозволяє реалізувати горизонтальну комунікацію між терміналами захисту без використання дротових зв'язків. Наприклад, сигнал «пуск АПВ» від терміналу захисту лінії 110 кВ (RET670) може бути переданий через GOOSE до всіх терміналів фідерів 10 кВ (REF615) для прискорення їх захистів на час дії АПВ [18, 21].

Для обґрунтування вибору терміналів ABB порівняно з альтернативними рішеннями Siemens та Schneider Electric проведено оцінку за критеріями, що є визначальними для умов експлуатації в ОЕС України. Функціональна повнота: усі три виробники забезпечують необхідний набір функцій захисту, однак ABB RET670 має найбільшу кількість входів ТС (до 30), що є критичним для захисту

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 57   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

трансформаторів з декількома обмотками або при складних схемах комутації. Досвід експлуатації в Україні: за даними НЕК «Укренерго» [1], обладнання ABB широко використовується на підстанціях 110–750 кВ, що забезпечує наявність кваліфікованого персоналу та сервісних центрів. Вартість: термінали ABB серії 615 мають конкурентну ціну порівняно з Siemens SIPROTEC 5 7SJ85, при цьому забезпечують повну підтримку IEC 61850 у стандартній конфігурації [18, 21].

Термінал ABB REC670 для захисту ліній 110 кВ забезпечує п'ятизонний дистанційний захист з програмованими характеристиками спрацювання. На відміну від електромеханічного дистанційного захисту на базі реле КРС-2, який має фіксовану кругову ( $mho$ ) характеристику, термінал REC670 дозволяє обирати між полігональною ( $quadrilateral$ ) та  $mho$ -характеристиками для кожної зони окремо. Полігональна характеристика є більш оптимальною для захисту коротких ліній 110 кВ, оскільки забезпечує однакову чутливість до КЗ через дугу незалежно від навантажувальної складової імпедансу [8].

Зони дистанційного захисту REC670 для ліній 110 кВ підстанції налаштовуються таким чином. Зона Z1 (без витримки часу): охоплює 80–85 % довжини лінії від місця встановлення захисту. Зона Z2 ( $t = 0,3–0,4$  с): охоплює 100 % довжини лінії та 50 % імпедансу суміжного елемента (шин або трансформатора протилежної підстанції). Зона Z3 ( $t = 1,0–1,5$  с): забезпечує далеке резервування з охопленням суміжних ліній. Зона Z4 (зворотна,  $t = 0$ ): охоплює шини підстанції з боку захисту для виявлення КЗ при відмові шинного захисту. Зона Z5 (розширена зворотна): резервування захисту трансформатора [8, 3].

Функція адаптивного АПВ у терміналі REC670 дозволяє автоматично визначати тип КЗ (однофазне або багатофазне) та обирати відповідну стратегію повторного вмикання. При однофазному КЗ (найбільш поширений тип пошкоджень на ПЛ 110 кВ, 70–80 % випадків) виконується однофазне АПВ з відключенням лише пошкодженої фази та збереженням передачі потужності двома здоровими фазами. При багатофазному КЗ виконується трифазне АПВ з повним знеструмленням лінії. Параметри безструмової паузи: 1,0–1,5 с для

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 58   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

однофазного АПВ, 2,5–3,0 с для трифазного. Успішність однофазного АПВ досягає 85–90 %, що значно вище, ніж при трифазному АПВ (70–80 %) [8, 3].

### 3.3 Вибір терміналів захисту для сторони 10 кВ

Для фідерів 10 кВ обрано ABB REF615 (конфігурація HBFHASE): МСЗ (50/51), спрямований МСЗ (67), захист від ОЗЗ (50N/51N), тепловий (49), ПРВВ (50BF), АПВ (79), контроль напруги (27/59) [7].

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики ABB REF615 [7]

| Параметр               | Значення          |
|------------------------|-------------------|
| Номінальний струм ТС   | 1 або 5 А         |
| Номінальна напруга ТН  | 100 або 110 В     |
| Час спрацювання МСЗ    | < 30 мс           |
| Протоколи              | IEC 61850, Modbus |
| Дискретні входи/виходи | До 16/10          |
| Габарити (Ш×В×Г)       | 177×267×218 мм    |
| Потужність споживання  | < 25 Вт           |
| Маса                   | < 5 кг            |

*Джерело: складено автором за [7]*

Для секційного вимикача 10 кВ – ABB REF615 з функцією АВР. Загальна потреба в обладнанні:

Таблиця 3.4 – Специфікація мікропроцесорних терміналів захисту

| Термінал   | Призначення                   | К-ть |
|------------|-------------------------------|------|
| ABB RET670 | Захист трансформаторів Т1, Т2 | 2    |
| ABB REC670 | Захист ліній 110 кВ Л1, Л2    | 2    |
| ABB REF615 | Захист фідерів 10 кВ (Ф1–Ф12) | 12   |
| ABB REF615 | Секційний вимикач 10 кВ (АВР) | 1    |
|            | РАЗОМ                         | 17   |

*Джерело: складено автором*

Як видно з табл. 3.4, для повної модернізації РЗА підстанції 110/10 кВ потрібно 17 мікропроцесорних терміналів ABB: 2 RET670, 2 REC670 та 13 REF615.

Конструктивне виконання терміналу ABB RET670 передбачає встановлення у стандартну 19-дюймову стійку або на панель. Габаритні розміри корпусу: ширина 482 мм (19"), висота 310 мм (7U), глибина 260 мм. Маса пристрою не перевищує 15 кг. Передня панель обладнана графічним

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 59   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

рідиннокристалічним дисплеєм з підсвічуванням (розмір 320×240 пікселів), навігаційною клавіатурою з 12 кнопками, 15 світлодіодними індикаторами спрацювання захистів (три кольори: зелений, жовтий, червоний) та портом RS-232 для локального підключення. На задній панелі розташовані модулі аналогових входів (до 6 модулів по 5 входів ТС кожен), модулі дискретних входів/виходів та комунікаційні модулі [6, с. 30–45].

Програмне забезпечення терміналу RET670 конфігурується за допомогою інженерного інструменту PCM600 (Protection and Control IED Manager), який встановлюється на ноутбук або стаціонарний ПК з операційною системою Windows. PCM600 забезпечує: створення та редагування конфігурації захисних функцій за допомогою графічного редактора (Application Configuration Tool); налаштування уставок захистів з перевіркою допустимих діапазонів; моніторинг поточних значень аналогових входів у реальному часі; читання та запис параметрів терміналу через порт зв'язку (RS-232, Ethernet); завантаження осцилограм аварійних подій у форматі COMTRADE для аналізу [6, с. 55–75].

Функція самодіагностики терміналу RET670 працює безперервно та охоплює: контроль цілісності процесора (watchdog timer з циклом 50 мс); перевірку контрольних сум мікропрограми (flash memory CRC при кожному включенні); тестування аналого-цифрового перетворювача (калібровка при включенні, перевірка рівня шумів кожні 10 с); контроль обриву кіл ТС методом наведеного сигналу; контроль комунікаційних каналів (heartbeat IEC 61850); моніторинг температури всередині корпусу (робочий діапазон –40..+70 °С).

При виявленні несправності генерується alarm та, у критичних випадках, блокується пошкоджена функція з активацією резервної [6, с. 80–95].

Функція реєстратора аварій (Disturbance Recorder) терміналу RET670 забезпечує автоматичний запис осцилограм при спрацюванні будь-якого захисту або при ручному запуску. Параметри запису: тривалість до 10 с (від 5 с до спрацювання + 5 с після); частота дискретизації: 20 вибірок на період (1000 Гц при 50 Гц) або 80 вибірок на період (4000 Гц) для аналізу перехідних процесів; кількість аналогових каналів: до 40; кількість дискретних каналів: до 32; формат

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 60   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

збереження: IEC 60255-24 (COMTRADE), що забезпечує сумісність з програмами аналізу (ABB WaveWin, SEL SynchroWAVE, SIGRA від Siemens). Ємність пам'яті для осцилограм: 128 МБ (приблизно 500–1000 записів) [6, с. 95–110].

Для забезпечення точної синхронізації часу між усіма терміналами підстанції використовується протокол SNTP (Simple Network Time Protocol) або PTP (Precision Time Protocol, IEEE 1588v2). При використанні SNTP точність синхронізації складає  $\pm 1$  мс, а при PTP –  $\pm 1$  мкс. Для підстанції 110/10 кВ рекомендовано використання SNTP з GPS-приймачем як джерелом точного часу, що забезпечує достатню точність для аналізу послідовності аварійних подій [6, 18].

Термінал ABB REF615 для захисту фідерів 10 кВ конструктивно виконано у компактному корпусі висотою 177 мм (4U) та шириною 267 мм для встановлення на DIN-рейку або безпосередньо в шафу КРП-10 кВ. Передня панель має монохромний РК-дисплей з 4 рядками по 20 символів, 6-кнопкову клавіатуру та 10 світлодіодних індикаторів (5 зелених, 3 жовтих, 2 червоних). На задній панелі: 5 аналогових входів ТС (3 фазних + 1 нульовий + 1 резервний), 4 входи ТН, до 16 дискретних входів (оптоізольовані, напруга 24–250 В DC), до 10 дискретних виходів (5 потужних реле з ізоляцією 3 кВ та 5 сигнальних). Потужність споживання не перевищує 25 Вт [7, с. 15–30].

Ключовою перевагою REF615 є наявність функції логіки програмованої користувачем (Programmable Logic, аналог ПРВВ-логіки), яка дозволяє реалізувати нестандартні алгоритми захисту та автоматики без зміни мікропрограми терміналу. Наприклад, можна запрограмувати: автоматичне прискорення МСЗ фідера після невдалого АПВ (вторинне прискорення); логіку блокування АПВ при отриманні сигналу GOOSE від суміжного захисту; адаптивну зміну уставок МСЗ залежно від поточного режиму (нормальний/ремонтний) [7, с. 35–50].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 61   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

### 3.4 Вибір пристроїв автоматики (АПВ, АВР)

Функції автоматики інтегровано в обрані термінали. АПВ ліній 110 кВ (REC670): 1 цикл, пауза 3,0 с, блокування при ДЗТ/газовому через GOOSE. АПВ фідерів 10 кВ (REF615): 1–2 цикли, пауза 5–10 с. АВР секційного вимикача (REF615): час 0,3–0,5 с. АЧР (REF615): 4 черги (48,5–47,0 Гц), ЧАПВ при 49,0 Гц [7, 8].

#### Висновок по розділу

Обрано: АВВ RET670 (2 шт.) для захисту трансформаторів, АВВ REC670 (2 шт.) для ліній 110 кВ, АВВ REF615 (13 шт.) для фідерів 10 кВ та секційного вимикача. Усього 17 терміналів з підтримкою ІЕС 61850.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 62   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

4 ПРОЄКТУВАННЯ МОДЕРНІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ РЗА

4.1 Розробка схеми релейного захисту силових трансформаторів

Модернізована схема захисту трансформаторів Т1 та Т2 базується на терміналах ABB RET670, які замінюють повний комплект електромеханічних реле (25–35 штук) одним мікропроцесорним пристроєм [6].

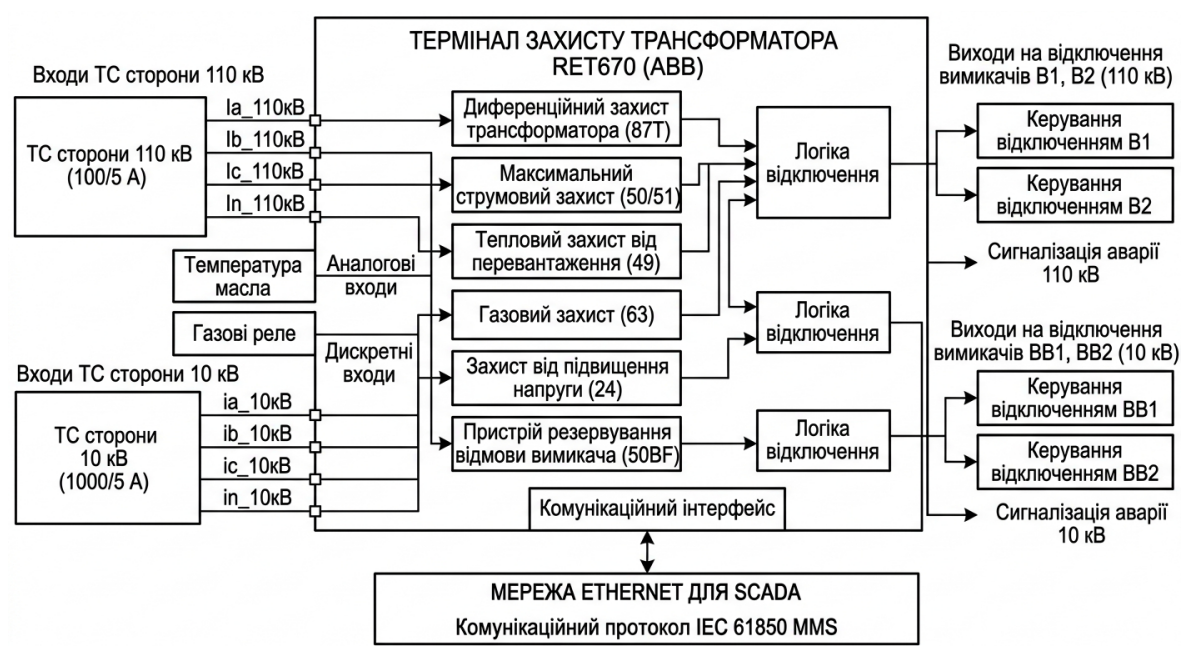


Рисунок 4.1 – Структурна схема захисту трансформатора на базі ABB RET670

|           |      |                 |        |      |                                               |      |         |
|-----------|------|-----------------|--------|------|-----------------------------------------------|------|---------|
|           |      |                 |        |      | 14.1.EKз2101.001.ДБ                           |      |         |
| Змн.      | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата |                                               |      |         |
| Розроб.   |      | Бойко І.О.      |        |      | Проектування<br>модернізованої системи<br>РЗА |      |         |
| Перевір.  |      | Омельчук А.О.   |        |      |                                               |      |         |
|           |      |                 |        |      |                                               |      |         |
| Н. Контр. |      | Ягельський Є.О. |        |      |                                               |      |         |
| Затверд.  |      | Дерев'янко Д.Г. |        |      |                                               |      |         |
|           |      |                 |        |      | Літ.                                          | Арк. | Акрушів |
|           |      |                 |        |      |                                               | 63   |         |

Таблиця 4.1 – Зведена відомість уставок захистів трансформатора (ABB RET670)

| Функція захисту    | Код ANSI | Уставка                        | Витримка часу | Дія         |
|--------------------|----------|--------------------------------|---------------|-------------|
| ДЗТ                | 87T      | $I_{dMin} = 0,30 \text{ в.о.}$ | < 25 мс       | Відключення |
| Газовий (сигнал.)  | 63       | Вхід від реле                  | 0 с           | Сигнал      |
| Газовий (відключ.) | 63       | Вхід від реле                  | 0 с           | Відключення |
| МСЗ (резервний)    | 51       | 1739 А                         | 1,0 с         | Відключення |
| Струмова відсічка  | 50       | $3 \cdot I_{ном}$              | 0 с           | Відключення |
| Перевантаження     | 49       | $1,05 \cdot I_{ном}$           | Інверсна      | Сигнал      |
| Перезбудження      | 24       | $V/Hz = 1,1 \text{ в.о.}$      | 5 с           | Сигнал      |
| ПРВВ               | 50BF     | $0,1 \cdot I_{ном}$            | 0,3 с         | Відключення |

*Джерело: розраховано автором*

Як видно з табл. 4.1, термінал RET670 забезпечує 8 функцій захисту трансформатора замість 8 окремих електромеханічних панелей в існуючій системі.

## 4.2 Розробка схеми захисту ліній 110 кВ та фідерів 10 кВ

Захист ліній 110 кВ (REC670): п'ятизонний дистанційний захист з полігональними характеристиками [8]. Захист фідерів 10 кВ (REF615): двоступеневий МСЗ з інверсно-залежною характеристикою IEC Normal Inverse [7].

Для кожного фідера 10 кВ передбачається індивідуальна конфігурація терміналу REF615 з урахуванням типу навантаження та довжини кабельної лінії. Для фідерів з переважно активним навантаженням (побутові споживачі, освітлення) рекомендується використання кривої IEC Normal Inverse з  $TMS = 0,2-0,3$ . Для фідерів з переважно двигунним навантаженням (промислові споживачі) рекомендується крива IEC Very Inverse з  $TMS = 0,1-0,2$ , що забезпечує швидше відключення при великих кратностях струму КЗ та краще координується з тепловим захистом двигунів [7, 25].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 64   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

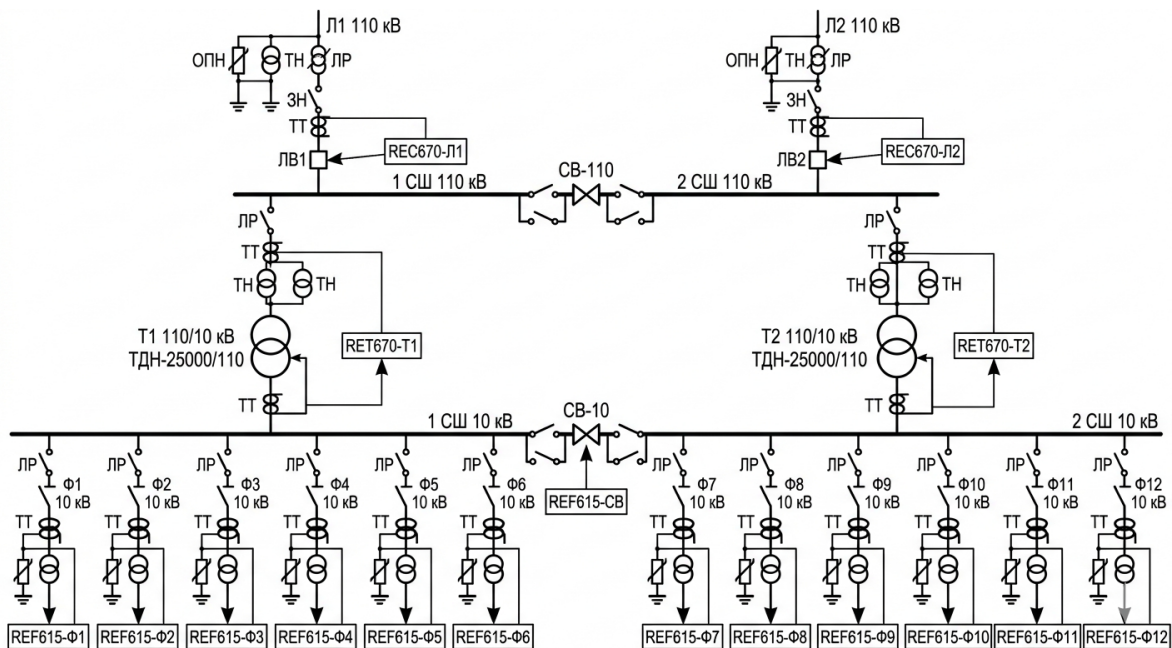


Рисунок 4.2 – Схема розташування мікропроцесорних терміналів РЗА

Захист від однофазних замикань на землю (ОЗЗ) у мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю реалізується у кожному терміналі REF615 за допомогою функції направленої захисту нульової послідовності (ANSI 67N). Принцип дії: при ОЗЗ на одному з фідерів через кабелі інших фідерів протікають ємнісні струми нульової послідовності, спрямовані від шин у лінію. Через пошкоджений фідер протікає сумарний ємнісний струм, спрямований від лінії до шин. Спрямований захист у терміналі REF615 аналізує напрямок потужності нульової послідовності та забезпечує селективне визначення пошкодженого фідера [7, 12].

Для підвищення чутливості захисту від ОЗЗ на кожному вихідному фідері встановлено трансформатор нульової послідовності (ТЗНП) типу ТЗЛ, який охоплює всі три фази кабелю. При відсутності замикання на землю сума фазних струмів, що проходять через ТЗНП, дорівнює нулю, і вторинний струм ТЗНП також дорівнює нулю. При ОЗЗ з'являється струм нульової послідовності, який створює вторинний струм ТЗНП, що фіксується входом ТС терміналу REF615. Уставка спрацювання:  $I_0 = 5-10$  А (первинний), що забезпечує виявлення замикань з перехідним опором до 500–1000 Ом [7, 12].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 65   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Функція визначення місця пошкодження (ВМП, Fault Locator) на лініях 110 кВ реалізована у терміналі REC670. Принцип дії базується на вимірюванні реактивного опору до точки КЗ:  $X = \text{Im}(U/I)$ , де  $U$  та  $I$  – напруга та струм на вході захисту при КЗ. Відстань до точки КЗ:  $L = X / x_0$ , де  $x_0$  – питомий реактивний опір лінії. Точність ВМП складає 1–3 % від довжини лінії (для однокінцевого методу) та 0,5–1 % (для двокінцевого методу з обміном даними між терміналами на обох кінцях лінії через GOOSE або канал зв'язку). Дані ВМП відображаються на дисплеї терміналу та передаються у SCADA [8].

#### 4.3 Проектування системи автоматики (АПВ, АВР, АЧР)

АПВ ліній 110 кВ (REC670): однократне, пауза 3,0 с, блокування через GOOSE при ДЗТ. АВР (REF615): контроль  $U < 0,3 U_{\text{ном}}$ , витримка 0,5 с. АЧР (REF615): 4 черги, ЧАПВ при 49,0 Гц [7, 8].

#### 4.4 Інтеграція РЗА із системою SCADA

Комунікаційна мережа побудована за дворівневою моделлю IEC 61850 [18]: станційна шина (MMS для SCADA) та горизонтальна комунікація (GOOSE між терміналами). Час передачі GOOSE < 4 мс. Резервування за PRP (IEC 62439-3) [18].

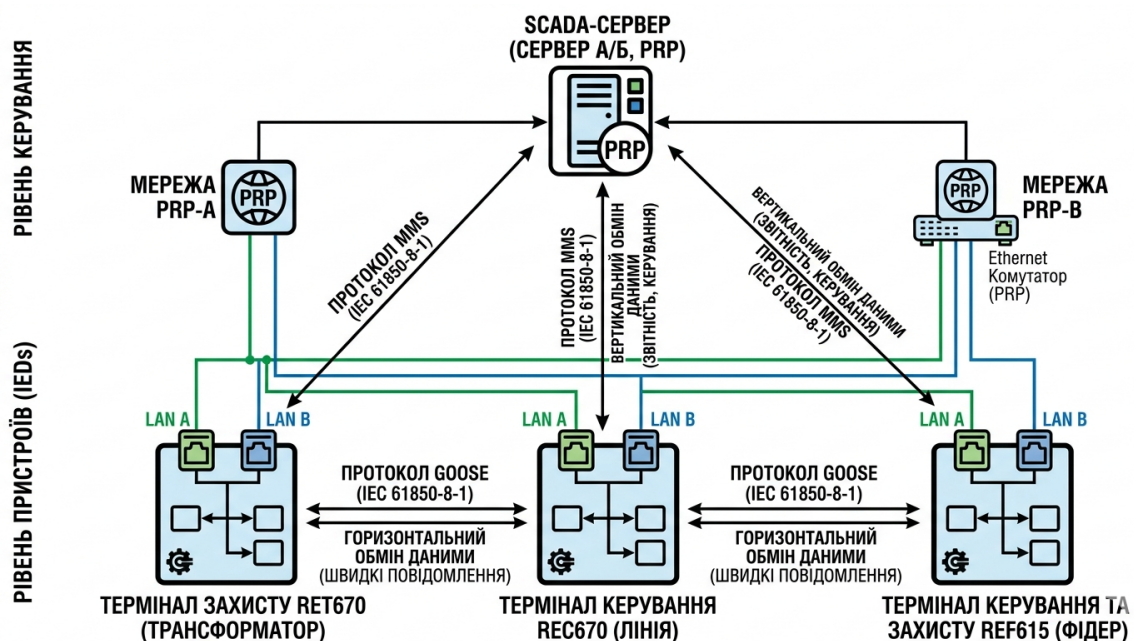


Рис. 4.3 – Архітектура комунікаційної мережі підстанції (IEC 61850)

Конфігурація аналогових входів терміналу RET670 для захисту трансформатора Т1 (Т2) включає: три фазні входи ТС сторони 110 кВ з коефіцієнтом трансформації 100/5 А (підключення за схемою «зірка» з нейтральним проводом); три фазні входи ТС сторони 10 кВ з коефіцієнтом трансформації 1000/5 А (підключення за схемою «зірка»); один вхід ТС нульової послідовності на стороні 110 кВ (для функції REF); три входи ТН на стороні 110 кВ (для функції V/Hz та контролю напруги). Загальна кількість підключених аналогових входів: 10 ТС + 3 ТН = 13 [6, с. 100–115].

Вирівнювання амплітуд та фаз вторинних струмів ТС для різних сторін трансформатора здійснюється програмно всередині терміналу RET670 за допомогою цифрових компенсаційних фільтрів. Для компенсації групи з'єднання Y/Δ-11 термінал автоматично вносить зсув фаз на 30° (або 330° залежно від напрямку компенсації) між струмами сторін ВН та НН. Це виключає необхідність використання проміжних (компенсаційних) трансформаторів струму, які потрібні при електромеханічному ДЗТ, та значно спрощує монтаж і налагодження захисту [6, 14].

Дискретні входи/виходи терміналу RET670 для захисту трансформатора розподіляються таким чином. Дискретні входи (DI): положення вимикача В1/В2 (110 кВ) – 2 входи (включено/відключено); положення вимикача ВВ1/ВВ2 (10 кВ) – 2 входи; сигнал від газового реле (BF-80/Q) – 2 входи (сигнальний + відключний ступінь); стан РПН (номер ступені) – кодований вхід (5–8 DI); температура масла (від термосигналізатора) – 2 входи (сигнальний + аварійний); стан системи охолодження – 1 вхід; готовність АПВ – 1 вхід. Загалом: 15–20 DI. Дискретні виходи (DO): команда відключення вимикача В1/В2 – 2 виходи (окремі контакти для кожного вимикача); команда відключення ВВ1/ВВ2 – 2 виходи; команда включення вимикача (АПВ) – 1 вихід; сигнал спрацювання ДЗТ – 1 вихід; сигнал спрацювання МСЗ – 1 вихід; загальний сигнал аварії – 1 вихід; сигнал перевантаження – 1 вихід. Загалом: 9–12 DO [6, с. 105–120].

Комунікаційна мережа підстанції побудована на базі промислових Ethernet-комутаторів з підтримкою протоколу PRP (Parallel Redundancy Protocol,

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 67   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

IEC 62439-3), що забезпечує безперервну передачу даних у разі відмови одного з комутаторів або обриву одного з каналів зв'язку. Час перемикання при відмові – 0 мс (безударне резервування). Структура мережі включає: 2 керовані Ethernet-комутатори (основний та резервний) для станційної шини; оптоволоконні кабелі між шафами РЗА та комутаторами (для захисту від електромагнітних завад); сервер SCADA з двома мережними інтерфейсами (для PRP-підключення) [18].

Сервер SCADA підстанції 110/10 кВ виконує такі основні функції: збір даних від усіх 17 терміналів захисту за протоколом IEC 61850 MMS (Manufacturing Message Specification); відображення однолінійної схеми підстанції з індикацією стану комутаційних апаратів у реальному часі (час оновлення < 1 с); моніторинг параметрів режиму (струми фаз, лінійні та фазні напруги, активна та реактивна потужність, частота, cosφ) з точністю класу 0,5; прийом та обробка аварійних повідомлень (alarms) від терміналів з фіксацією часу з точністю до 1 мс (синхронізація часу за протоколом SNTP або PTP/IEEE 1588); доступ до осцилограм аварійних процесів у форматі COMTRADE; дистанційне керування комутаційними апаратами (з авторизацією та підтвердженням); дистанційна зміна уставок захистів (з авторизацією, підтвердженням та журналюванням); формування добових, місячних та річних звітів по спрацюванням захистів та режимам роботи; передача даних до диспетчерського центру оператора розподільної мережі (OPC UA або IEC 60870-5-104) [18].

Для забезпечення координації захистів у модернізованій системі використовується протокол GOOSE для передачі міжтермінальних сигналів. Основні GOOSE-зв'язки: від RET670 (захист трансф.) до REF615 (секц. вимикач) – команда АВР при відключенні трансформатора; від REC670 (захист лінії) до RET670 – блокування АПВ при спрацюванні ДЗТ; від REF615 (захист фідера) до RET670 – пуск МСЗ трансформатора при КЗ на фідері; від RET670 до REF615 (усі фідери) – блокування АПВ фідерів при внутрішньому пошкодженні трансформатора. Час передачі повідомлення GOOSE складає менше 4 мс, що забезпечує виконання вимог швидкодії для всіх перерахованих функцій [18].

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 68   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Таблиця 4.2 – Матриця GOOSE-з'язків між терміналами

| GOOSE-з'язок | Від    | До           | Призначення                | Час, мс |
|--------------|--------|--------------|----------------------------|---------|
| 1            | RET670 | REF615 (ABP) | Команда ABP при відкл. тр. | < 4     |
| 2            | REC670 | RET670       | Блокування АПВ при ДЗТ     | < 4     |
| 3            | REF615 | RET670       | Пуск МСЗ тр. при КЗ фідера | < 4     |
| 4            | RET670 | REF615 (всі) | Блокування АПВ фідерів     | < 4     |

*Джерело: складено автором*

Як видно з табл. 4.2, чотири основні GOOSE-з'язки забезпечують координацію захистів та автоматики між терміналами без використання дротових зв'язків, з часом передачі менше 4 мс.

Конфігурація дискретних входів/виходів терміналу RET670 для захисту трансформатора Т1 розподілена таким чином. Дискретні входи (DI): положення вимикача В1 (110 кВ) – 2 входи (включено/відключено, SB/SC); положення вимикача ВВ1 (10 кВ) – 2 входи; стан газового реле BF-80/Q – 2 входи (сигнальний + відключний ступінь); стан реле тиску – 1 вхід; номер ступені РПН – кодований вхід (5 DI для позицій 1–17); температура масла (термосигналізатор ТКП-160) – 2 входи (75 °С сигнал + 90 °С аварія); рівень масла в розширювачі – 1 вхід; стан вентиляторів охолодження – 1 вхід; готовність привода вимикача – 1 вхід. Загалом використовується 17 дискретних входів з 48 доступних [6, с. 100–115].

Дискретні виходи (DO) терміналу RET670 для трансформатора Т1: команда відключення вимикача В1 (110 кВ) – 1 вихід (потужне реле з контактом на 30 А); команда відключення ВВ1 (10 кВ) – 1 вихід; команда включення вимикача В1 (для АПВ) – 1 вихід; пуск ПРВВ – 1 вихід; загальний сигнал «Захист спрацював» – 1 вихід; сигнал «Перевантаження» – 1 вихід; сигнал «Несправність терміналу» – 1 вихід. Загалом використовується 7 дискретних виходів з 32 доступних. Решта входів/виходів залишається в резерві для можливого розширення функціональності [6, с. 115–125].

Комунаційна мережа підстанції побудована відповідно до вимог стандарту ІЕС 61850 [18] з використанням промислових керованих Ethernet-

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 69   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

комутаторів ABB AFS66x з підтримкою протоколу PRP (Parallel Redundancy Protocol, IEC 62439-3). Архітектура мережі включає: 2 керованих Ethernet-комутатори (Switch A та Switch B) для станційної шини, з'єднані з кожним терміналом двома незалежними оптоволоконними каналами (порт LAN A та порт LAN B кожного терміналу); оптоволоконні кабелі типу OM3 50/125 мкм між шафами РЗА та комутаторами (для забезпечення електромагнітної сумісності); GPS-приймач з SNTP-сервером для синхронізації часу; сервер SCADA з двома мережними інтерфейсами (підключений до обох комутаторів для PRP) [18].

Протокол PRP забезпечує безударне резервування (zero switchover time): кожен термінал одночасно відправляє дані через обидва комутатори, і отримує першу копію, що надійшла, ігноруючи дублікат. У разі відмови одного комутатора або обриву одного каналу зв'язку передача даних продовжується через другий канал без будь-якої затримки та без втрати жодного повідомлення. Це особливо критично для GOOSE-повідомлень, час передачі яких не повинен перевищувати 4 мс для забезпечення функцій швидкодіючого захисту [17, 18].

Сервер SCADA підстанції реалізується на базі промислового ПК з операційною системою Windows або Linux та програмним забезпеченням ABB MicroSCADA Pro SYS600. Основні функції: збір даних від 17 терміналів за протоколом IEC 61850 MMS (час опитування < 1 с); відображення мнемосхеми підстанції з індикацією стану комутаційних апаратів; моніторинг параметрів (струми фаз, лінійні напруги, активна та реактивна потужність, частота, cosφ); архівування параметрів режиму з інтервалом 1–15 хв; реєстрація подій (events) та аварійних повідомлень (alarms) з точністю часу до 1 мс; доступ до осцилограм COMTRADE; дистанційне керування вимикачами (з авторизацією та підтвердженням Select-Before-Operate); передача даних до диспетчерського центру за протоколом IEC 60870-5-104 або OPC UA [18].

Для забезпечення кібербезпеки комунікаційної мережі підстанції передбачено: сегментацію мережі (станційна шина відділена від зовнішньої

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 70   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

мережі маршрутизатором з функцією брандмауера); авторизацію доступу до терміналів (RBAC – Role-Based Access Control, стандарт IEC 62351); шифрування комунікаційних каналів (TLS 1.2 для MMS-з'єднань); журналювання всіх дій оператора (audit trail); фізичний контроль доступу до шаф РЗА (замки з ключами) [17, 18].

Послідовність введення в експлуатацію модернізованої системи РЗА передбачає такі етапи: демонтаж існуючих панелей електромеханічних реле (після переключення захистів на тимчасову схему); монтаж нових шаф з мікропроцесорними терміналами та комутаційним обладнанням; прокладання кабелів (оптоволокну для Ethernet, мідні кабелі для аналогових входів та дискретних з'язків); налагодження терміналів (завантаження конфігурації РСМ600, введення уставок, перевірка правильності підключення ТС/ТН); комплексне випробування захистів (подача тестових струмів/напруг від пристрою OMICRON CMC356, перевірка спрацювання та відмови); перевірка GOOSE-з'язків та SCADA; введення в роботу зі складанням акту готовності [6, 23, 24].

### Висновок по розділу

Розроблено модернізовану систему РЗА на базі 17 терміналів АВВ (2×RET670, 2×REC670, 13×REF615). Визначено уставки всіх захистів та параметри автоматики. Спроектовано архітектуру мережі IEC 61850 з GOOSE та PRP-резервуванням. Час спрацювання ДЗТ < 25 мс.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 71   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

## ВИСНОВКИ

Дипломний проєкт на тему «Модернізація релейного захисту і автоматики трансформаторної підстанції напругою 110/10 кВ» присвячений комплексному аналізу існуючої системи РЗА та розробці технічних рішень щодо її модернізації на базі мікропроцесорних терміналів АВВ.

У першому розділі проведено аналіз підстанції 110/10 кВ з двома ТДН-10000/110/10. Виявлено основні недоліки: моральний знос електромеханічних реле (25–40 років), монофункціональність, відсутність самодіагностики, неможливість інтеграції зі SCADA, відсутність реєстрації аварій, складність координації, відсутність ВМП.

У другому розділі розраховано: струми КЗ на шинах 10 кВ ( $I'' = 5,01$  кА,  $i_{уд} = 12,76$  кА) та в кінці фідера ( $I'' = 4,30$  кА); уставки МСЗ трансформатора ( $I_{сп} = 1739$  А,  $k_q = 2,15$ ); ДЗТ ( $IdMin = 0,30$  в.о.,  $Slope1 = 40$  %, блокування 2-ю гарм. 15 %); захист від перевантаження (578 А). Перевірено обладнання на термічну та динамічну стійкість.

У третьому розділі обрано: АВВ RET670 для трансформаторів (2 шт.), REC670 для ліній 110 кВ (2 шт.), REF615 для фідерів 10 кВ та секційного вимикача (13 шт.). Всього 17 терміналів з підтримкою ІЕС 61850.

У четвертому розділі розроблено модернізовану систему: визначено уставки всіх захистів; спроектовано архітектуру мережі ІЕС 61850 з протоколами MMS та GOOSE; реалізовано PRP-резервування; побудовано матрицю GOOSE-з'язків між терміналами. Час спрацювання ДЗТ знижено з 40–60 мс до менше 25 мс.

|           |      |                 |        |      |                    |      |      |         |
|-----------|------|-----------------|--------|------|--------------------|------|------|---------|
|           |      |                 |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ |      |      |         |
| Змн.      | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата | Висновки           | Літ. | Арк. | Акрушів |
| Розроб.   |      | Бойко І.О.      |        |      |                    |      |      |         |
| Перевір.  |      | Омельчук А.О.   |        |      |                    |      | 72   |         |
|           |      |                 |        |      |                    |      |      |         |
| Н. Контр. |      | Ягельський Е.О. |        |      |                    |      |      |         |
| Затверд.  |      | Дерев'янка Д.Г. |        |      |                    |      |      |         |

Основні техніко-економічні переваги модернізації: зменшення часу ліквідації аварій на 40–60 % (за рахунок швидкодії мікропроцесорних захистів та автоматичної реєстрації аварій); зменшення кількості хибних спрацювань захистів на 80–90 % (за рахунок підвищеної точності та адаптивних алгоритмів); зменшення витрат на технічне обслуговування у 3–5 разів (за рахунок безперервної самодіагностики та збільшених інтервалів між перевірками з 3–4 до 6–8 років); зменшення кількості кабельних з'єднань на 60–80 % (за рахунок протоколу GOOSE стандарту IEC 61850); можливість дистанційного моніторингу та керування через SCADA, що особливо важливо для безлюдних підстанцій.

Перспективи подальшого розвитку модернізованої системи включають: впровадження процесної шини (Process Bus) стандарту IEC 61850-9-2 з заміною аналогових ТС та ТН на цифрові (Merging Units), що дозволить повністю виключити мідні кабелі вторинних кіл та перейти виключно на оптоволоконний зв'язок; інтеграцію з системами моніторингу стану (Condition Monitoring) силових трансформаторів для прогнозування відмов; застосування адаптивних алгоритмів захисту, що автоматично змінюють уставки залежно від конфігурації мережі та режиму навантаження; використання хмарних технологій для централізованого аналізу даних з декількох підстанцій [18, 19].

Запропоновані рішення можуть бути впроваджені на діючих підстанціях 110/10 кВ ОЕС України для підвищення надійності електропостачання та зменшення аварійності.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EKз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 73   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. НЕК «Укренерго». Укренерго реконструює підстанції [Електронний ресурс] // UA-Energy.org.–2023.–Режим доступу: <https://ua-energy.org/post/ukrenergo-rekonstruyue-pidstantsiyi> (дата звернення: 16.04.2026).

2. ABB. Distribution Automation Handbook. Section 3. Doc. No. 1MRS757959. – ABB Oy, 2011. – 64 p. – Режим доступу: <https://library.e.abb.com/documents.html> (дата звернення: 16.04.2026).

3. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. – Львів : Вид-во ЛІП, 2015. – 504 с.

4. IEEE 9th INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY SMART SYSTEMS (ESS). WEDNESDAY, 30.10.2024. SECTION 1. SMART GRID. 10.00-13.00. Anatoly Omelchuk, Maria Lozova. Simulation of Operation Modes of Remote Protection of Networks with Distributed Generation Sources

<https://drive.google.com/file/d/1HG9oNjqKrSh0f4Ae6rfZPTRFcBAHSUaD/view?usp=sharing>

<http://ess.ieee.org.ua>.

5. OECD. Competition Market Study of Ukraine's Electricity Sector. – OECD Publishing, 2023.–152 p.– Режим доступу: <https://www.oecd.org/publications> (дата звернення: 16.04.2026).

6. ABB. Transformer Protection RET670. Product Guide. Doc. No. 1MRK 504 118-BEN. – ABB AB, 2013. – 610 p. – Режим доступу: <https://library.e.abb.com/docs> (дата звернення: 16.04.2026).

7. ABB. Relion 615 – REF615. Product Guide. Doc. No. 1MRS756379. – ABB Oy, 2019. – Режим доступу: <https://library.e.abb.com/docs> (дата звернення: 16.04.2026).

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 74   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

8. ABB. Relion 670 – REC670. Product Guide. Doc. No. 1MRK 505 370-BEN. – ABB AB, 2019. – Режим доступу: <https://library.e.abb.com/docs> (дата звернення: 16.04.2026).

9. ДСТУ EN 60076-1:2016. Трансформатори силові. Частина 1. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 28 с.

10. ABB. Live Tank Circuit Breakers: Buyer's Guide. – ABB AB, 2021. – 20 р. – Режим доступу: <https://library.e.abb.com/docs> (дата звернення: 16.04.2026).

11. ТОВ «РЗВА». Вакуумні вимикачі серії ВВ/TEL-10 : каталог. – Запоріжжя, 2020. – 24 с. – Режим доступу: <https://rzva.com.ua/products> (дата звернення: 16.04.2026).

12. Правила улаштування електроустановок: наказ Міненерговугілля України. від 21.07.2017 № 476 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1257-17> (дата звернення: 16.04.2026).

13. Simulation of criteria for selection of remote protection settings with remote starting in lines with distributed sources. Semen Voloshyn, Anatolii Omelchuk, Oleh Tarasiuk, Liudmyla Titova and Yuriy Gumenyuk. Publication: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Volume 1030, Issue 1, pp. 012179 (2021). Pub Date: January 2021 DOI: 10.1088/1757-899X/1030/1/012179

Bibcode: 2021MS&E.1030a2179V.

<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/1030/1/012179>

14. IEEE. IEEE C37.91-2021 IEEE Guide for Protecting Power Transformers. – New York : IEEE, 2021. – Режим доступу: <https://standards.ieee.org> (дата звернення: 16.04.2026).

15. Siemens AG. SIPROTEC 5 Device Series : Catalog. – Erlangen : Siemens AG, 2021. – Режим доступу: <https://portal.siemens.com> (дата звернення: 16.04.2026).

16. Schneider Electric. Sepam Series 80. Operation Manual. – Rueil-Malmaison : Schneider Electric, 2021. – Режим доступу: <https://www.se.com> (дата звернення: 16.04.2026).

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 75   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

17. ДСТУ ІЕС 61850-5:2019. Комунікаційні мережі для автоматизації. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019.

18. ABB. IEC 61850 Overview and Benefits. Doc. No. 3BUS095131. – Zurich : ABB, 2010. – Режим доступу: <https://library.e.abb.com/docs> (дата звернення: 16.04.2026).

19. Омельчук А.О. Дослідження роботи дистанційного захисту розподільних мереж з джерелами генерації/А.О. Омельчук //Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит.-2026, №3(218).-с.66-80.

<https://doi.org/10.20998/2313-8890.2026.03.05>

<https://eee.khpi.edu.ua/article/view/357708>

20. Омельчук А.О. Захист ліній електропередавання з джерелами розподіленої генерації /С.П.Денисюк, А. О. Омельчук, Д.Г. Дерев'янка //Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит.-2023, №1-2 (179-180).-с.15-27.

<https://doi.org/10.20998/2313-8890.2023.01.02>

<http://eee.khpi.edu.ua/article/view/278762>.

21. ABB. Protection Application Handbook. – Västerås : ABB Switchgear AB, [б.р.]. – 343 р.

22. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Цифрові пристрої РЗА : навч. посіб. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016.

23. ГКД 34.35.604-96. Технічне обслуговування пристроїв РЗА 110–750 кВ. Правила. – Київ, 1996.

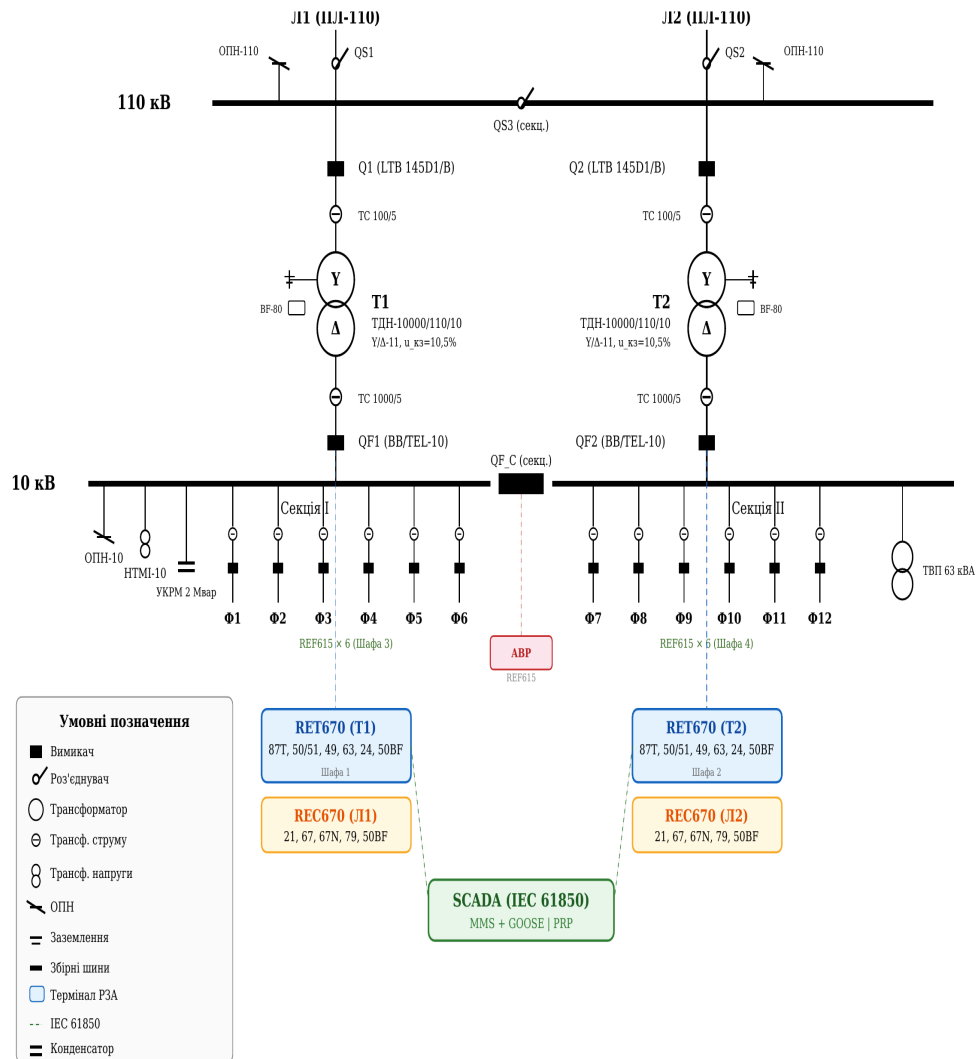
24. СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007. Обслуговування мікропроцесорних пристроїв РЗА. Правила. – Київ, 2007.

25. ДСТУ EN 60255-1:2022. Вимірювальні реле та захисне обладнання. Частина 1. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2101.001.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 76   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

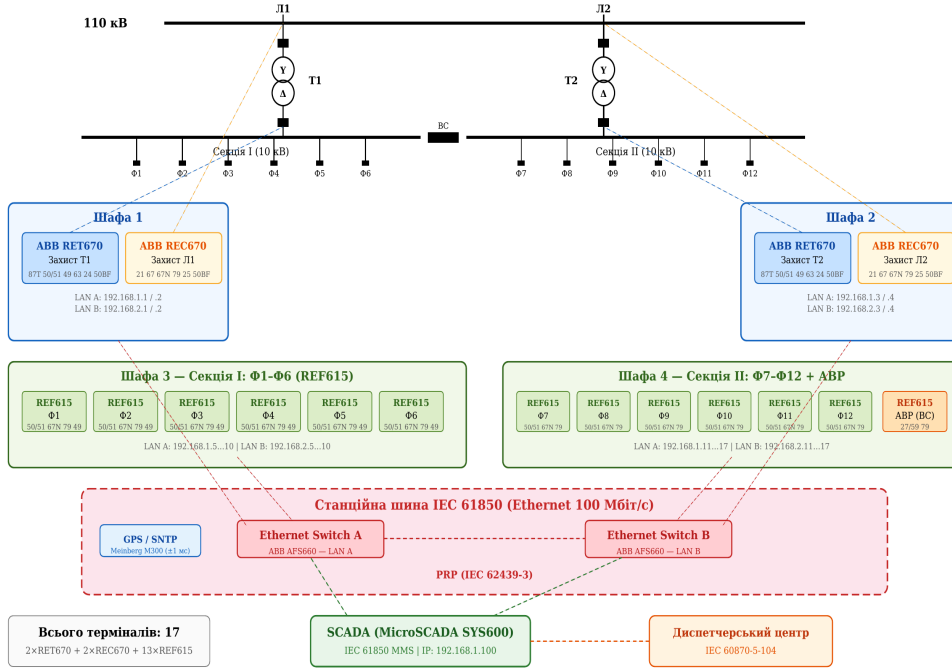
## ДОДАТОК А

Схема електрична принципова підстанції 110/10 кВ



## ДОДАТОК Б

### Схема розташування мікропроцесорних терміналів РЗА



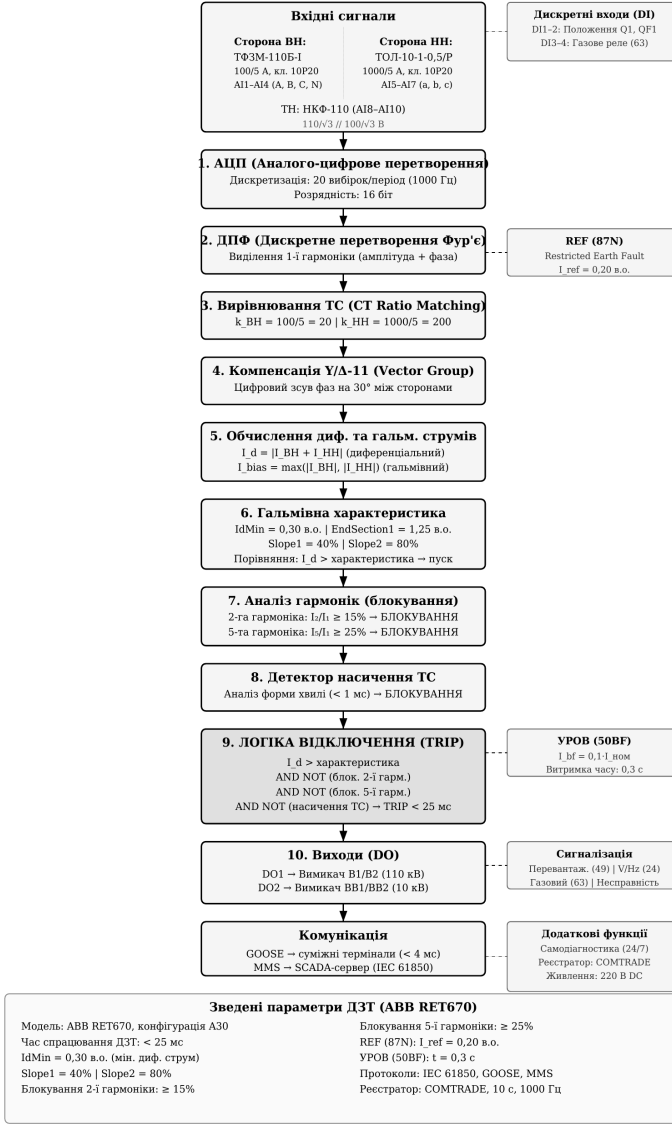
#### Матриця GOOSE-з'єднань

RET670—REF615(ABP): команда АВР | REC670—RET670: блок АПВ при ДЗТ | REF615—RET670: пуск МСЗ  
Час передачі GOOSE: < 4 мс | Протокол: IEC 61850-9-1 | Резервування: PRP (IEC 62439-3)

## ДОДАТОК В

### Схема диференціального захисту трансформатора на базі ABB RET670

Функціональна схема ДЗТ (ABB RET670)



## ДОДАТОК Г

### Специфікація обладнання для модернізації РЗА підстанції 110/10 кВ

У табл. Г.1 наведено повну специфікацію обладнання, необхідного для модернізації системи РЗА підстанції 110/10 кВ.

Таблиця Г.1 – Специфікація обладнання для модернізації РЗА

| Поз. | Найменування                    | Тип/Модель            | К-ть  | Примітка            |
|------|---------------------------------|-----------------------|-------|---------------------|
| 1    | Термінал захисту трансформатора | ABB RET670 A30        | 2     | Конфігурація з ДЗТ  |
| 2    | Термінал захисту лінії 110 кВ   | ABB REC670            | 2     | Дистанційний захист |
| 3    | Термінал захисту фідера 10 кВ   | ABB REF615 HBFHASE    | 12    | МСЗ + АПВ           |
| 4    | Термінал АВР секц. вимикача     | ABB REF615 HBFBASE    | 1     | З функцією АВР      |
| 5    | Ethernet-комутатор              | ABB AFS660            | 2     | Керований, PRP      |
| 6    | GPS-приймач часу                | Meinberg M300         | 1     | SNTP-сервер         |
| 7    | Сервер SCADA                    | HPE ProLiant DL360    | 1     | Windows Server      |
| 8    | ПЗ SCADA                        | ABB MicroSCADA SYS600 | 1     | Ліцензія на 20 IED  |
| 9    | ПЗ інженерне                    | ABB PCM600            | 1     | Ліцензія            |
| 10   | Шафа РЗА                        | ABB CubicleServ       | 4     | 2200×800×600 мм     |
| 11   | Оптоволоконний кабель           | OM3 50/125 мкм        | 500 м | 3 конекторами LC    |
| 12   | Випробувальні блоки             | БИ-6                  | 34    | Для кіл ТС/ТН       |
| 13   | Блок живлення DC/DC             | Phoenix Contact       | 4     | 110–300 В / 220 В   |
| 14   | Автоматичний вимикач            | ABB S201 C6           | 6     | Для живлення терм.  |
| 15   | Пристрій тестування             | OMICRON CMC356        | 1     | Для налагодження    |

Джерело: складено автором

У табл. Г.2 наведено орієнтовний графік виконання робіт з модернізації РЗА підстанції 110/10 кВ.

Таблиця Г.2 – Графік виконання робіт з модернізації РЗА

| Етап | Зміст робіт                        | Тривалість   | Виконавець              |
|------|------------------------------------|--------------|-------------------------|
| 1    | Розробка проєктної документації    | 4–6 тижнів   | Проектна організація    |
| 2    | Закупівля обладнання               | 8–12 тижнів  | Замовник                |
| 3    | Конфігурування терміналів (PCM600) | 2–3 тижні    | Проектна організація    |
| 4    | Демонтаж існуючих панелей РЗА      | 1–2 тижні    | Монтажна організація    |
| 5    | Монтаж нових шаф та кабелів        | 2–3 тижні    | Монтажна організація    |
| 6    | Налагодження та випробування       | 2–3 тижні    | Налагоджувальна бригада |
| 7    | Комплексне випробування            | 1 тиждень    | Спільна комісія         |
| 8    | Введення в експлуатацію            | 1–2 дні      | Замовник + Виконавець   |
|      | РАЗОМ                              | 20–30 тижнів |                         |

*Джерело: складено автором*

Загальна тривалість робіт з модернізації РЗА підстанції 110/10 кВ складає 20–30 тижнів (5–7 місяців). При цьому підстанція продовжує працювати протягом більшої частини цього періоду: тимчасове відключення захисту окремих елементів (трансформаторів, ліній, фідерів) необхідне лише на етапі 6 (налагодження) та виконується послідовно для кожного елемента з переключенням захистів на тимчасову схему [6].

## ДОДАТОК Д

*Карта уставок мікропроцесорних терміналів підстанції 110/10 кВ*

Таблиця Д.1 – Карта уставок АВВ RET670 (трансформатор Т1/Т2)

| Функція          | Параметр           | Значення                              | Коментар             |
|------------------|--------------------|---------------------------------------|----------------------|
| ДЗТ (87Т)        | IdMin              | 0,30 в.о.                             | Мін. диф. струм      |
| ДЗТ              | EndSection1        | 1,25 в.о.                             | Кінець 1-ї ділянки   |
| ДЗТ              | Slope1             | 40 %                                  | Нахил 1-ї ділянки    |
| ДЗТ              | Slope2             | 80 %                                  | Нахил 2-ї ділянки    |
| ДЗТ              | I2/I1 Block        | 15 %                                  | 2-га гармоніка       |
| ДЗТ              | I5/I1 Block        | 25 %                                  | 5-та гармоніка       |
| МСЗ ВН (51)      | I>>                | 1739 А                                | Пусковий струм       |
| МСЗ ВН           | t>>                | 1,0 с                                 | Витримка часу        |
| СВ (50)          | I>>>               | 1653 А ( $3 \cdot I_{\text{ном}}$ )   | Струм відсічки       |
| СВ               | t>>>               | 0 с                                   | Без витримки         |
| Перевантаж. (49) | I>                 | 578 А ( $1,05 \cdot I_{\text{ном}}$ ) | Пусковий струм       |
| Перевантаж.      | t>                 | Інверсна                              | Теплова модель       |
| V/Hz (24)        | V/Hz>              | 1,10 в.о.                             | Перезбудження        |
| V/Hz             | t <sub>v</sub> /Hz | 5 с                                   | Витримка часу        |
| ПРВВ (50BF)      | I <sub>bf</sub>    | 55 А ( $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ )   | Контроль струму      |
| ПРВВ             | t <sub>bf</sub>    | 0,3 с                                 | Час відмови вимикача |
| REF (87N)        | I <sub>ref</sub>   | 0,20 в.о.                             | Замикання на землю   |
| Газовий (63)     | DI <sub>gas1</sub> | Сигнал                                | Повільне газоутв.    |
| Газовий          | DI <sub>gas2</sub> | TRIP                                  | Інтенсивне газоутв.  |

*Джерело: розраховано автором*

У табл. Д.2 наведено карту уставок терміналу АВВ REF615 для типового фідера 10 кВ.

Таблиця Д.2 – Карта уставок АВВ REF615 (типовий фідер 10 кВ)

| Функція       | Параметр  | Значення                   | Коментар                        |
|---------------|-----------|----------------------------|---------------------------------|
| СВ (50)       | $I_{>>>}$ | 6006 А                     | $1,4 \cdot I''_{\text{кз.мах}}$ |
| СВ            | $t_{>>>}$ | 0 с                        | Без витримки                    |
| МСЗ (51)      | $I_{>>}$  | 327 А                      | Пусковий струм                  |
| МСЗ           | Крива     | IEC Normal Inverse         | Тип характеристики              |
| МСЗ           | TMS       | 0,3                        | Масштаб часу                    |
| Земл. (50N)   | $I_{0>}$  | 5 А                        | Струм ОЗЗ                       |
| Земл.         | $t_0$     | 1,0 с                      | Витримка часу                   |
| Тепловий (49) | $I_{th}$  | 130 А ( $I_{\text{роб}}$ ) | Номінал фідера                  |
| АПВ (79)      | Цикли     | 1                          | Однократне                      |
| АПВ           | Пауза     | 5 с                        | Безструмова пауза               |
| ПРВВ (50BF)   | $t_{bf}$  | 0,3 с                      | Час відмови                     |
| АЧР (81)      | $f<$      | 48,5 Гц (1 черга)          | За програмою                    |

*Джерело: розраховано автором*

Примітка: уставки фідерів Ф1–Ф12 коригуються індивідуально залежно від довжини кабельної лінії та характеру навантаження кожного фідера. Наведені значення є типовими для фідера з навантаженням 2 МВА та довжиною кабелю 2 км.