

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**Інженерно-технологічний факультет**  
**Кафедра енергетики та електротехнічних систем**

**До захисту**  
**Допускається**  
**В.о. завідувача кафедри**

**Олександр ЮРЧЕНКО**

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
за магістерським рівнем вищої освіти

На тему: «Підвищення ефективності роботи системи релейного захисту силових трансформаторів ПС 110/6 кВ в умовах АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО»

Виконав

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Віталій ШКАРУПА**  
(прізвище, ініціали)

Група

**ЗЕТЕ 2401м**

Науковий керівник:

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Віктор СІРЕНКО**  
(прізвище, ініціали)

Рецензент:

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Олександр КОВБАСА**  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

**Суми – 2025**

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Факультет інженерно-технологічний

Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Ступінь вищої освіти «Магістр»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

енергетики та електротехнічних систем

**Андрій ЧЕПЖНИЙ**

“5” вересня 2024 року

**З А В Д А Н Н Я**

на кваліфікаційну роботу

Віталію ШКАРУП

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

1. Тема кваліфікаційної роботи: Підвищення ефективності роботи системи релейного захисту силових трансформаторів ПС 110/6 кВ в умовах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО»

2. Керівник кваліфікаційної роботи: Сіренко Віктор Федорович, к.т.н., доцент

3. Строк подання здобувачем роботи: «14» листопада 2025 року.

4. Вихідні дані до роботи: Річні звіти базового підприємства, нормативно-технічна документація, наукові та літературні джерела, методичні рекомендації до виконання роботи.

5. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ;

1. Аналіз стану електричних ланцюгів, обладнання та вибір електричних апаратів ВРП 110 кВ підстанції «ЧЕХІВСЬКА»; 2. Вибір і обґрунтування пристроїв релейного захисту та автоматики силових трансформаторів; 3. Розробка та дослідження алгоритму диференціального захисту на основі струмів зворотної послідовності; 4. Охорона праці; 5. Економічне обґрунтування; Висновки та пропозиції; Список використаної літератури; Додатки.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: Презентація

Керівник роботи:

\_\_\_\_\_

(підпис)

Віктор СІРЕНКО

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Завдання прийняла до виконання

\_\_\_\_\_

(підпис)

Віталій ШКАРУПА

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата отримання завдання «5» вересня 2024 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів	Примітка
1.	Збір інформації про діяльність господарства	до 02.08.2025 р.	
2.	Аналіз літературних джерел з обраної тематики	до 16.08.2025 р.	
3.	Складання плану роботи	до 21.08.2025 р.	
4.	Написання вступу	до 24.08.2025 р.	
5.	Підготовка розділу «Розділ 1. Аналіз стану електричних ланцюгів, обладнання та вибір електричних апаратів ВРП 110 кВ підстанції «ЧЕХІВСЬКА»	до 30.08.2025р.	
6.	Підготовка розділу «Розділ 2. Вибір і обґрунтування пристроїв релейного захисту та автоматики силових трансформаторів»	до 19.09.2025 р.	
7.	Підготовка розділу «Розділ 3. Розробка та дослідження алгоритму диференціального захисту на основі струмів зворотної послідовності»	до 03.10.2025 р.	
8.	Підготовка розділу «Розділ 4. Охорона праці»	до 08.10.2025 р.	
9.	Підготовка розділу «Розділ 5. Економічне обґрунтування»	до 20.10.2025 р.	
10.	Написання висновків та пропозицій	до 25.10.2025 р.	
11.	Подання роботи на перевірку унікальності до експертної ради факультету	до 01.11.2025 р.	
12.	Подання роботи на рецензування	до 07.11.2025 р.	
13.	Подання до попереднього захисту	до 14.11.2025 р.	

Керівник роботи:

\_\_\_\_\_

(підпис)

Віктор СІРЕНКО

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Здобувач

\_\_\_\_\_

(підпис)

Віталій ШКАРУПА

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

## АНОТАЦІЯ

**Шкарупа Віталій Олександрович. Підвищення ефективності роботи системи релейного захисту силових трансформаторів ПС 110/6 кВ в умовах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО».**

Кваліфікаційна робота на здобуття магістра за освітньою програмою «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Сумський національний аграрний університет, Суми, 2025.

Магістерська кваліфікаційна робота присвячена підвищенню ефективності функціонування системи релейного захисту силових трансформаторів підстанції 110/6 кВ «Чехівська» в умовах експлуатації АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО». Актуальність теми зумовлена потребою у модернізації існуючих електромеханічних систем релейного захисту, що вже не відповідають сучасним вимогам швидкодії, чутливості, селективності та інформаційної сумісності з автоматизованими системами управління технологічними процесами. Підвищення надійності та оперативності дії захистів силових трансформаторів безпосередньо впливає на безперервність електропостачання споживачів і зниження ризиків аварійних відключень, що має вагомий техніко-економічний значення для підприємства.

У роботі проведено аналіз технічного стану обладнання та електричних ланцюгів підстанції «Чехівська», розглянуто схему відкритого розподільчого пристрою (ВРП) 110 кВ, виконано розрахунок параметрів короткого замикання і підбір силових елементів системи. Встановлено, що діюча схема має низку конструктивних недоліків – обмежену гнучкість комутаційних операцій, складність проведення ремонтів без відключення живлення та знижену експлуатаційну надійність. Для підвищення ефективності роботи підстанції запропоновано модернізацію ВРП шляхом переходу на схему «міст із вимикачем у перемичці» та використання сучасних елегазових комутаційних апаратів типу GL-312 F1P і роз'єднувачів SGF123n-100Y1, що забезпечують вищу механічну

міцність, стійкість до кліматичних впливів і менші експлуатаційні витрати.

Особливу увагу приділено вибору мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики ABB RET 670, який реалізує широкий спектр функцій – диференціальний, максимальний струмовий, дистанційний, газовий, резервування відмови вимикача, блокування регулювання напруги. Розраховано струми короткого замикання та уставки захисту трансформатора з урахуванням впливу аперіодичних складових і похибок трансформаторів струму. Отримані параметри підтверджують відповідність нормативним вимогам та забезпечують високу селективність і чутливість захисту.

У третьому розділі досліджено алгоритм диференціального захисту трансформатора на основі струмів зворотної послідовності, який забезпечує точне розпізнавання внутрішніх міжвиткових замикань і стійкість до зовнішніх коротких замикань. Алгоритм реалізує порівняння амплітуд і фазових зсувів між струмами первинної та вторинної обмоток із урахуванням порогу чутливості 2 % базового струму. Моделювання в середовищі MATLAB/Simulink показало, що система надійно реагує на внутрішні замикання при відсотку короткозамкнених витків 0,5–3 %, тоді як при зовнішніх пошкодженнях спрацювання не відбувається. Запропонований метод підвищує точність, швидкодію та селективність релейного захисту і може бути реалізований у мікропроцесорних терміналах типу RET 670.

Економічна частина дослідження підтвердила доцільність упровадження мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. Розрахунки показали, що перехід від застарілих електромеханічних систем до сучасних цифрових комплексів дозволяє знизити аварійні втрати електроенергії на понад 11,1 млн грн на рік, а коефіцієнт економічної ефективності становить  $\varepsilon = 48,12$ , тобто кожна вкладена гривня забезпечує економію понад сорока гривень.

**Ключові слова:** релейний захист; силовий трансформатор; мікропроцесорний пристрій; ABB RET 670; струми зворотної послідовності; диференціальний захист; коротке замикання; MATLAB/Simulink; підстанція 110/6 кВ; економічна ефективність.

## ABSTRACT

### **Shkarupa Vitalii Oleksandrovykh. Improving the Efficiency of the Relay Protection System of Power Transformers at the 110/6 kV Substation under the Conditions of PJSC “Sumyoblenergo”.**

Qualification work for a master's degree in the educational programme “Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics” in the speciality 141 “Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics”. Sumy National Agrarian University, Sumy, 2025.

The master's thesis is devoted to improving the efficiency of the relay protection system for power transformers at the 110/6 kV “Chekhivska” substation under the operating conditions of JSC “Sumyoblenergo”. The relevance of the study lies in the need to modernize existing electromechanical relay protection systems that no longer meet modern requirements for speed, sensitivity, selectivity, and compatibility with automated process control systems. Enhancing the reliability and responsiveness of transformer protection directly affects the continuity of power supply and the reduction of risks associated with emergency shutdowns, which has significant technical and economic importance for the enterprise.

The work analyzes the technical condition of equipment and electrical circuits of the “Chekhivska” substation, considers the 110 kV open switchgear (OSG) scheme, and performs calculations of short-circuit parameters and selection of power system components. It has been established that the existing scheme has a number of structural drawbacks—limited flexibility of switching operations, difficulties in performing maintenance without de-energizing the entire system, and reduced operational reliability. To improve the efficiency of substation operation, modernization of the OSG is proposed through the implementation of a “bridge scheme with a breaker in the tie” and the use of modern SF<sub>6</sub> circuit breakers type GL-312 F1P and disconnectors SGF123n-100U1, which provide higher mechanical strength, climate resistance, and lower maintenance costs.

Particular attention is paid to the selection of the microprocessor-based relay

protection and automation device ABB RET 670, which performs a wide range of functions – differential, overcurrent, distance, gas protection, breaker failure backup, and voltage regulation blocking. Short-circuit currents and protection settings of the transformer were calculated taking into account the influence of aperiodic components and current transformer errors. The obtained parameters meet standard requirements and ensure high selectivity and sensitivity of protection.

The third section investigates a differential protection algorithm based on negative-sequence currents, which ensures accurate identification of internal turn-to-turn faults and stability under external short-circuit conditions. The algorithm compares the amplitudes and phase shifts between primary and secondary winding currents with a sensitivity threshold of 2 % of the base current. Simulation in MATLAB/Simulink demonstrated that the system reliably responds to internal faults with 0.5–3 % shorted turns, while no tripping occurs under external faults. The proposed method increases the accuracy, speed, and selectivity of relay protection and can be implemented in microprocessor terminals such as RET 670.

The economic analysis confirmed the feasibility of implementing modern microprocessor relay protection devices. Calculations showed that the transition from outdated electromechanical systems to advanced digital complexes reduces annual energy loss costs by more than 11.1 million UAH, while the efficiency coefficient ( $\varepsilon = 48.12$ ) indicates that every invested hryvnia provides an economic return exceeding forty hryvnias.

As a result, a set of technical and organizational measures has been developed to improve the efficiency of transformer relay protection, enhance the reliability of power supply, and reduce operational costs. The obtained results have practical value for power companies and can be applied during the modernization of substations of similar voltage levels.

**Keywords:** relay protection; power transformer; microprocessor device; ABB RET 670; negative-sequence currents; differential protection; short circuit; MATLAB/Simulink; 110/6 kV substation; economic efficiency.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	9
<b>1. АНАЛІЗ СТАНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ ЛАНЦЮГІВ, ОБЛАДНАННЯ ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ВРП 110 КВ ПІДСТАНЦІ «ЧЕХІВСЬКА»</b> .....	12
1.1. Загальні відомості про підстанцію .....	12
1.2. Технічні характеристики раніше застосовуваних захистів.....	15
1.3. Аналіз схеми відкритого розподільчого пристрою 110 кВ.....	17
1.4. Розрахунок параметрів короткого замикання при підборі силових елементів системи.....	19
1.5. Вибір апаратів РП підстанції .....	23
1.6. Короткий опис вибраних вимикачів та роз'єднувачів.....	25
1.7. Висновки до розділу 1.....	28
<b>2. ВИБІР І ОБҐРУНТУВАННЯ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ</b> .....	30
2.1. Вимоги до вибору та встановлення захистів трансформатора .....	30
2.2. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики.....	31
2.3. Характеристика пристрою релейного захисту та автоматики серії АВВ RET 670 .....	33
2.4. Розрахунок системи релейного захисту трансформатора із застосуванням мікропроцесорного пристрою АВВ RET 670 .....	34
2.4.1. Розрахунок струмів короткого замикання та робочих струмів.....	34
2.4.2 Вибір схеми увімкнення трансформаторів струму .....	40
2.4.3. Диференційний захист трансформатора.....	45
2.4.4. Розрахунок максимального струмового захисту .....	53
2.4.5. Визначення параметрів захисту від перевантаження .....	56
2.4.6. Розрахунок блокування регулювання напруги трансформатора .....	57

2.4.7. Газовий захист .....	58
2.5. Висновки до розділу 2.....	59
<b>3. РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ АЛГОРИТМУ ДИФЕРЕНЦІАЛЬНОГО ЗАХИСТУ НА ОСНОВІ СТРУМІВ ЗВОРотної ПОСЛІДОВНОСТІ .....</b>	<b>60</b>
3.1. Розробка алгоритму на основі аналізу струмів зворотної послідовності..	60
3.2. Результати моделювання запропонованої схеми під час зовнішніх замикань.....	63
3.3. Моделювання роботи алгоритму.....	66
3.4. Висновок до розділу 3 .....	72
<b>4. ОХОРОНА ПРАЦІ .....</b>	<b>74</b>
<b>5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....</b>	<b>79</b>
<b>ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ .....</b>	<b>83</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....</b>	<b>85</b>
<b>ДОДАТКИ .....</b>	<b>88</b>

## ВСТУП

**1. Актуальність теми.** Сучасна електроенергетика України потребує підвищення надійності та ефективності роботи обладнання, зокрема систем релейного захисту силових трансформаторів [1, 6, 25]. Багато підстанцій, у тому числі ПС 110/6 кВ «Чехівська» АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО», досі використовують застарілі електромеханічні реле, які не забезпечують належної швидкодії, чутливості та сумісності з сучасними автоматизованими системами управління [2, 5, 28]. Несправності або затримки в роботі таких систем можуть призвести до пошкодження трансформаторів, аварійних відключень і значних економічних втрат [7, 23]. Тому актуальним є впровадження мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, зокрема ABB RET 670, які забезпечують високу точність, селективність і функції самодіагностики [8-10, 25]. Розроблення та впровадження вдосконалених алгоритмів, зокрема диференціального захисту на основі струмів зворотної послідовності [11, 12, 15, 18], дозволить підвищити надійність та безпеку експлуатації трансформаторів [16, 17, 27]. Отже, тема роботи є своєчасною й має важливе практичне значення для модернізації енергетичних об'єктів України.

**2. Аналіз стану наукової розробки проблеми.** Проблема підвищення ефективності систем релейного захисту силових трансформаторів є однією з ключових у сучасній електроенергетиці. Теоретичні основи побудови систем захисту трансформаторів детально викладено у працях [6, 7], які визначили принципи селективності, швидкодії й надійності роботи пристроїв. Міжнародні стандарти [1, 3] встановлюють технічні вимоги до вимірювальних реле, алгоритмів спрацювання й тестування пристроїв релейного захисту. Серед сучасних технічних рішень важливе місце займають мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики, які дозволяють реалізовувати комплексні алгоритми диференціального, струмового та газового захистів. Значний внесок у розвиток цих технологій зробили компанії ABB/Hitachi Energy – розробники серій Relion RET 620 і RET 670, призначених для захисту потужних

трансформаторів на підстанціях високої напруги [8–10]. У працях українських дослідників відзначено ефективність впровадження мікропроцесорних терміналів у вітчизняних енергомережах та наведено методики їх налаштування [25, 28].

Особливу увагу сучасні науковці приділяють алгоритмам диференціального захисту на основі аналізу струмів зворотної послідовності, які мають підвищену чутливість до міжвиткових замикань трансформаторів. У роботах [11, 12] досліджено методи оцінювання фазових зсувів і амплітуд струмів зворотної послідовності для точного визначення внутрішніх пошкоджень. Розробки, представлені в [15] та [17], підтверджують високу надійність таких алгоритмів під час дії зовнішніх коротких замикань. Українські дослідники акцентують увагу на необхідності переходу від електромеханічних систем до мікропроцесорних комплексів, що забезпечують гнучкість у налаштуванні та підвищену точність вимірювань [25]. Дослідження [26] розкривають особливості алгоритмів роботи диференціального захисту та визначають чинники, які впливають на похибку вимірювань.

Таким чином, проведений аналіз свідчить, що питання вдосконалення релейного захисту трансформаторів активно розробляється як у вітчизняній, так і в зарубіжній науково-технічній літературі. Однак подальшого розвитку потребують практичні аспекти адаптації алгоритмів на основі струмів зворотної послідовності до умов експлуатації українських енергопідстанцій, що і визначає наукову новизну даної роботи.

**3. Мета дослідження.** Метою магістерської роботи є підвищення ефективності роботи системи релейного захисту силових трансформаторів підстанції 110/6 кВ «Чехівська» АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» шляхом впровадження сучасних мікропроцесорних пристроїв та вдосконалення алгоритмів диференціального захисту на основі аналізу струмів зворотної послідовності.

**4. Об'єкт дослідження** – система релейного захисту силових трансформаторів підстанції 110/6 кВ «Чехівська» АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО», що

забезпечує захист електрообладнання від аварійних режимів і коротких замикань.

**5. Предмет дослідження** – методи та алгоритми підвищення ефективності роботи системи релейного захисту силових трансформаторів, зокрема диференціального захисту на основі аналізу струмів зворотної послідовності, а також впровадження мікропроцесорних пристроїв типу ABB RET 670 у практику експлуатації підстанцій.

**6. Завдання дослідження.** Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити такі завдання:

– проаналізувати технічний стан обладнання підстанції 110/6 кВ «Чехівська» та схему її відкритого розподільчого пристрою, визначити недоліки діючої системи релейного захисту;

– обґрунтувати вибір мікропроцесорного пристрою релейного захисту ABB RET 670 для впровадження на підстанції, дослідити його функціональні можливості та конфігурацію;

– дослідити алгоритм диференціального захисту на основі струмів зворотної послідовності, спрямований на виявлення міжвиткових пошкоджень трансформатора;

– оцінити економічну ефективність модернізації системи релейного захисту, визначити зниження втрат підприємства та окупність упровадження мікропроцесорних пристроїв.

**7. Методи дослідження.** У роботі застосовано аналітичні, розрахункові та моделювальні методи дослідження. Для оцінки роботи системи розроблено математичну модель диференціального захисту на основі струмів зворотної послідовності та проведено комп'ютерне моделювання в середовищі MATLAB/Simulink.

**8. Структура та обсяг роботи.** Кваліфікаційна робота складається зі вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Загальний обсяг роботи становить 92 сторінки машинописного тексту, містить 30 рисунків, 20 таблиць, 4 додатки та 32 джерела у списку літератури.

# **1. АНАЛІЗ СТАНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ ЛАНЦЮГІВ, ОБЛАДНАННЯ ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ВРП 110 КВ ПІДСТАНЦІЇ «ЧЕХІВСЬКА»**

## **1.1. Загальні відомості про підстанцію**

Дана підстанція ПС «Чехівська» 50 МВт 110/6 кВ є понижувальною двох-трансформаторною підстанцією, яка слугує для енергопостачання споживачів прилеглому району міста Суми. Підстанція живиться від двох підстанцій: ПС «Суми» 330/110/35/6 кВ та «Сумська ТЕЦ» 110/6 кВ. Схема приєднання ПС – прохідна, з застосовуваних типів конфігурації мережі [10].

Відкритий розподільний пристрій (ВРП) 110 кВ, розташований на території ПС "Чехівська" та призначений для прийому електричної енергії напругою 110 кВ з боку повітряних ліній 110 кВ та підведення її до силових трансформаторів 1Т та 2Т. ВРУ-110 кВ виконано за спрощеною схемою ПС: використовуються два блоки з відокремлювачами та неавтоматичною перемичкою без вимикачів на стороні високої напруги (ВН).

Воно складається з лінійних роз'єднувачів 1Р і 2Р, шинних роз'єднувачів 3Р, 4Р, 5Р, 6Р, 7Р, 8Р типу РНДЗ-110-1000У в кількості 8 шт., відокремлювачів ВД 1Т і ВД 2Т - 2 шт. розрядників РВС-35÷15 та РВП-6. Устаткування введено в експлуатацію у 1982 році. Стан ВРП-110 кВ – задовільний. Паспортні дані роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів використовуваних на ПС представлені в (табл. 1.1-1.2) [3].

Силові трансформатори: трансформатор 1Т 110/6 кВ ТДН-25000/110 У1, трансформатор 2Т 110/6 кВ ТДН-25000 /110 У1 (табл 1.3-1.4).

Трансформатор 1Т введено в експлуатацію у 2016 р.

Трансформатор 2Т введено в експлуатацію у 2012 р.

Таблиця 1.1 – Відділювачі та короткозамикачі

Тип	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Амплітуда граничного наскріз. струму,	Попер. струм терм.ст./час прогріт., кА/с	Час	Тип приводу		Маса, кг	Розміри, мм	
						головних ножів	заземлюючих ножів		головних ножів	заземлюючих ножів
Відділювачі										
ВД(16)-110/1000У1	110	1000	80	31,5/3	0,38 /-	ПРО-1У1	—	—	1455	1536
Короткозамикачі										
КЗ-110У1	110	—	51	20/3	- /0,14	ПРК-1У1	—	180	1344	604

Таблиця 1.2 – Роз'єднувачі зовнішньої установки

Тип	Стійкість, кА		Розміри, см			Маса, кг	Тип приводу
	Ел. динамічна амплітуда	Термічна	L	B	H		
РНДЗ-110-1000У1	80	31,5	152/308	400	140	254	ПРН-110В

Таблиця 1.3 – Технічні дані трансформатора Т1

Тип	Номинальна потужність, МВА	Межі регулювання	Співвідношення напруг, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %	Розрахункові данні		
			ВН	НН	ХХ	КЗ			r <sub>T</sub> , Ом	x <sub>T</sub> , Ом	ΔQ <sub>x</sub> , кВар
ТДН-25000/110 У1	25	±9×1,78%	115	6,6	18,58	122,92	10,6	0,106	2,54	55,6	175

Таблиця 1.4 – Технічні дані трансформатор Т2

Тип	Номинальна потужність тр-ра, МВА	Межі регулювання	Співвідношення напруг, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %	Розрахункові данні		
			ВН	НН	ХХ	КЗ			r <sub>T</sub> , Ом	x <sub>T</sub> , Ом	ΔQ <sub>x</sub> , кВар
ТДН-25000/110 У1	25	±9×1,78%	115	6,6	18,58	122,92	10,64	0,094	2,54	55,6	175

Силові трансформатори є маслонаповненими, трифазними, двообмотковими, з природною циркуляцією олії та примусовим дуттям повітря, оснащені пристроями регулювання під навантаженням. Технічний стан трансформаторів 1Т і 2Т оцінюється як задовільний.

Трансформатори власних потреб (ТВП):

Задля більшої ПС електроенергією використовуються ТВП-1, ТВП-2.

Тип ТН-А-160/6 - ТВП-1, ТН-А-160/6 - ТВП-2.

Забезпечення живлення трансформаторів власних потреб виконується від шин закритого розподільчого устаткування (ЗРУ) напругою 6 кВ.

Трансформатори є маслонаповненими, з природним охолодженням, номінальною напругою 6/0,4 кВ, рік введення в експлуатацію ТВП-1 – 1984р. та ТВП-2 – 1984р. Стан ТВП №1, №2 – задовільний.

Таблиця 1.5 – Технічні дані трансформаторів власних потреб трифазних масляних двообмоткових трансформаторів загального призначення класу напруги 6 кВ

Дисп. найменування	<b>ТВП-1</b>	<b>ТВП-2</b>
Тип трансформатора	ТТУ-АL-160/6	ТТУ-АL-160/6
Ном. потужність, кВА	160	160
Напруга х.х, кВ	6,2±2х2,5%/0,4	6,2±2х2,5%/0,4
Номінальний струм, А	15,3/231	15,3/231
Схема та група з'єднань	Y/Y <sub>0</sub> -0	Y/Y <sub>0</sub> -0
Напруга КЗ, %	4,52	4,32
Загальна вага, т	0,905	0,905
Вага масла, т	0,225	0,225
Рік виготовлення	1984 р.	1984 р.
Завод виробник	Румунія	Румунія

Закритий розподільний пристрій (ЗРП) 6 кВ.

Будівля підстанції виконана з цегли, перекриття – із залізобетонних плит, дах – руберойдовий на бітумній основі, довжина будівлі 40,8 м, ширина будівлі

6,4 м. До будівлі прибудовано приміщення допоміжного призначення розміром 9,2 м x 4,1 м та два приміщення реакторів трансформатора 1Т, 2Т з розміром 6,5 м x 6,3 м кожна. Загальна площа забудови складає 380,6 м<sup>2</sup>. У будівлі ПС розташовані ЗРУ-6 кВ, допоміжні приміщення. Будівля введена в експлуатацію у 1984 році. Технічний стан будівлі оцінюється як задовільний.

Обладнання ЗРП-6 кВ складається з осередків типу К-ХІІ на І СШ-6кВ і осередків типу К-ХХVІІ на ІІ СШ-6 кВ з вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10 (масляними вимикачами ВМП-10 (табл. 1.6) в осередках 8 і 25 І СШ). І та ІІ СШ-6 кВ запитані від трансформаторів 1Т, 2Т. Секції з'єднуються між собою секційним вимикачем. Загальна кількість осередків, встановлених у ЗРП-6 кВ – 45 шт. Схема закритого розподільного устаткування (ЗРУ) низької напруги (НН) 6 кВ, виконана за типовою схемою з однією секційованою системою шин. Стан обладнання ЗРП-6 кВ – задовільний.

Таблиця 1.6 – Технічні дані вимикачів

Тип вимикача	Ном. напр, кВ	Найб. раб. напр, кВ	Ном. струм, А	Гран. струм відкл., кА	Граничний скв. струм, кА		Струм терміч стійк., кА		Час роботи вимикача, сек	
					ефект значен	амплітуда	10 сек	1 сек	вкл	відкл
ВМП-10	10	11,5	630	20	50	52	14	30	0,3	0,1
ВВ/ TEL-10	10	12	630; 1000	12,5; 20	-	32	-	12,5	0,1	0,03

## 1.2. Технічні характеристики раніше застосовуваних захистів

Основні захисти трансформатора реагують на всі типи пошкоджень і забезпечують відключення вимикачів з усіх боків без витримки часу.

До основних захистів належать:

а) поздовжній диференціальний струмовий захист – спрацьовує при будь-яких замиканнях на висновках та в обмотках трансформатора. Виконаний на реле ДЗТ-11 на трансформаторах Т-1 та Т-2.

б) газовий захист – спрацьовує при внутрішніх замиканнях трансформатора, що супроводжуються виділенням газу, а також при різкому зниженні рівня олії.

Резервні захисти призначені для резервування основного захисту та реагують на зовнішні короткі замикання з двома витримками часу: перша витримка забезпечує відключення вимикача сторони, де встановлений захист, друга – відключення всіх вимикачів об'єкта.

Резервні захисти від міжфазних пошкоджень виконуватися у різних варіантах:

а) Максимальні струмові захисти (МСЗ) – призначені для реагування на зовнішні короткі замикання.

МСЗ-110 кВ – комплект максимального струмового захисту на оперативному змінному струмі типу КЗ-36.

Технічні характеристики:

Комплект захистів являє собою комплектний пристрій, в якому встановлені реле, необхідні для здійснення тієї чи іншої схеми захисту.

Усі елементи кожного комплекту змонтовані в одному корпусі.

Комплект КЗ-36 призначений для виконання максимального струмового захисту в двофазному дворелейному виконанні. У комплект КЗ-36 входять струмове реле РС типу РС 40, вказівне реле РВ типу РВ 21, реле часу РЧ типу РЧМ 12 і реле проміжне РП типу РП 341.

МСЗ-6 кВ виконана за допомогою комбінації реле РС 40 та реле часу РЧМ 12.

б) Резервні захисти від замикань на землю виконуються у вигляді максимальних струмових захистів нульової послідовності, які реагують сигналом. До таких захистів належать:

- МСЗ від симетричного навантаження – встановлюється для трансформаторів з одностороннім живленням тільки на стороні живлення. Якщо одна з обмоток має потужність 60% від номінальної, захист від навантаження встановлюється й на цій стороні.

- Газовий захист – спрацьовує сигналом при повільному виділенні газу.

Для контролю температури верхніх шарів масла трансформатора встановлюються термосигналізатори, які забезпечують включення обдування трансформатора при досягненні температури масла +55 °С.

Загальна інформація про всі встановлені захисти на підстанції міститься в (табл. 1.7).

Таблиця 1.7 – Дані про встановлені захисти

<b>Диференційний захист</b>						
№ тр-ра	Трансформатори струму	Реле	I с.з., А	Витки		
				110	6	
1Т	600Δ/2000Y/5	ДЗТ11	135,8/1,96	34+17	9	17
2Т	600Δ/2000Y/5	ДЗТ11	197,9/2,86	24+11	7	11
<b>МСЗ - 110 кВ з пуском на стор. 6кВ</b>						
№ тр-ра	Тр-ри струму	Реле	I с.з., А	I с.р., А	t1, сек відкл вводу 6кВ	t2, на ЕВ-110кВ
1Т	600Δ/5	РТ-40/6	160	2,3	2,0	2,5
2Т	600Δ/5	РТ-40/6	320	4,6	2,1	2,5
<b>Дублюючий захист на стороні 110кВ</b>						
№ тр-ра	Тр-ри, реле	I с.з., А	I с.р., А	t1, на ЕВ-110кВ	t2, відкл СМВ-110кВ	t3 передача відкл. імпульсу
1Т	600Δ/5, РТ-40/6	160	2,3	3,0	3,0	3,0
2Т	600Δ/5, РТ-40/6	320	4,6	3,0	3,0	3,0
<b>Захист від перевантаження</b>						
№ тр-ра	Тр-ри струму	Реле	I с.з., А	I с.р., А	t, сек	
1Т	2000/5	РТ-40/20	1700	4,25	На сигнал	
2Т	2000/5	РТ-40/20	2100	5,25	На сигнал	

### 1.3. Аналіз схеми відкритого розподільчого пристрою 110 кВ

В даний час на ПС «Чеховська» використовується схема ВРП ВН з двома блоками відокремлювачів з короткозамикачем та неавтоматичною перемичкою.

Переваги якої: мінімальні витрати на виконання, простота як самої схеми так і задіяного в ній обладнання.

Недоліки:

- за наявної схеми будь-які комутаційні операції, пов'язані зі зміною схеми електропостачання (включення/відключення трансформаторів, переведення їх у паралельну роботу, виведення високовольтного обладнання з-під напруги для виконання ремонтних робіт та інші планові дії, що потребують відключення живлення), неможливо здійснити без повного відключення всієї живильної лінії;

- у разі виникнення аварії трансформатора відбувається не лише його відключення, але й знеструмлення всієї живильної лінії з приєднаннями, що призводить до розширення масштабів аварії та суттєвих матеріальних збитків;

- ефективність роботи захисту на підстанції та своєчасність відключень значною мірою залежать від надійності спрацювання захисту на вищестоящій підстанції, що висуває підвищені вимоги до надійності, швидкодії та чутливості місцевих захистів;

- використання блоку-віддільника з короткозамикачем накладає свої обмеження на кількість комутаційних операцій, оскільки використання їх пов'язане зі значним збільшенням струмів в лінії живлення, що тягне за собою передчасний вихід її з ладу;

Значні недоліки схеми ВРП-110 кВ, що використовується, підтверджують актуальність модернізації її на більш досконалий сучасний аналог.

Розглянемо варіант заміни блоку відокремлювача з короткозамикачем на вимикач з роз'єднувачем, а також встановлення секційного вимикача у ремонтну перемичку на стороні ВН 110 кВ.

Одним із можливих варіантів для модернізації ВРП, може бути впровадження схеми: «Міст з вимикачем у перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів» (рис 1.1).

Розроблена схема не лише ліквідує недоліки існуючої, а й додає нові функції, наприклад: можливість виконання АВР на стороні ВН та проведення ремонту вимикача за допомогою перемички з роз'єднувачів без порушення живлення.

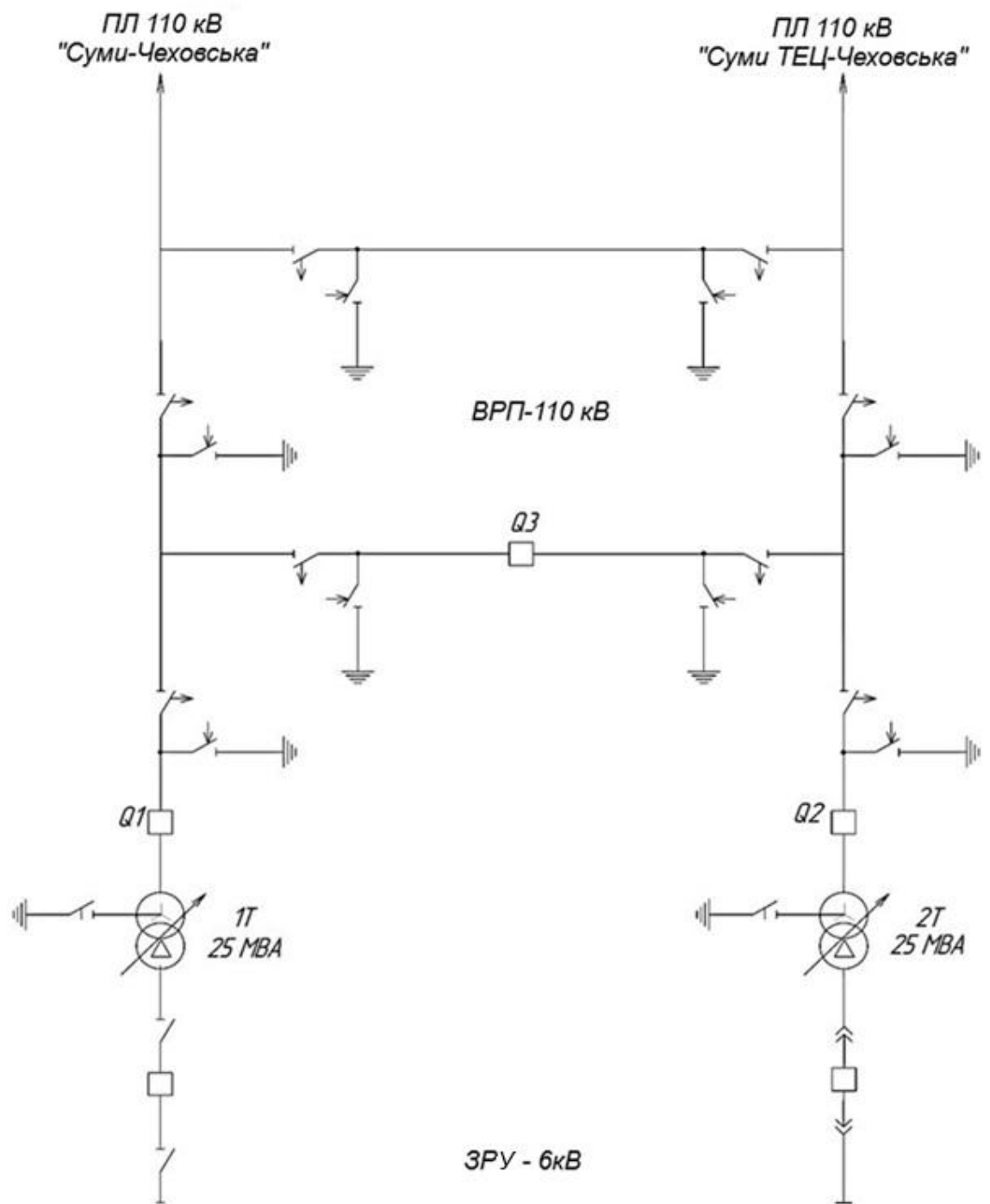


Рис 1.1 – Схема ВРП-110 кВ

#### 1.4. Розрахунок параметрів короткого замикання при підборі силових елементів системи

##### Вихідні дані:

Тип трансформатора

ТДН 25000/110

Потужність трансформатора

$S = 25 \text{ MVA}$

Напруга

$$U = 115 \text{ кВ}$$

Опір

$$X_{T1}=55,6 \text{ Ом} ; X_{T2}=55,6 \text{ Ом}; X_C=3,8 \text{ Ом}$$

Розрахунок струмів короткого замикання потрібно щоб правильно підібрати обладнання. Весь ланцюг живлення представлений у схемі заміщення опором  $X_C$ . Схеми, за якими виконують розрахунок струмів короткого замикання, подані на (рис. 1.2).

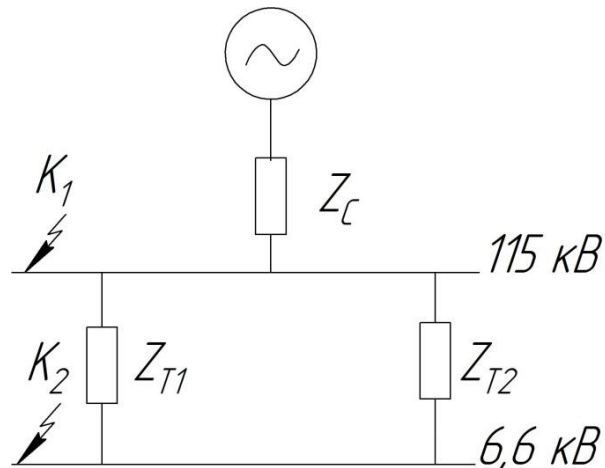


Рис. 1.2 – Схема заміщення, призначена для розрахунку струмів КЗ

Струми короткого замикання визначатимуться в іменованій системі одиниць.

Опір системи буде дорівнювати:

$$X_C = 3,8 \text{ Ом.}$$

Опір трансформаторів буде дорівнювати:

$$X_T = \frac{55,6 \cdot 55,6}{55,6 + 55,6} = 27,8 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ у точці  $K_1$ :

$$I_{K1} = \frac{U}{\sqrt{3 \cdot (X_C)}}; \quad (1.1)$$

$$I_{K1} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 3,8} = 17,472 \text{ кА.}$$

У точці  $K_2$  наведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_T)}, \quad (1.2)$$

$$I_{K2}^B = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,8 + 27,8)} = 2,101 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці  $K_2$ :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{115}{6.5}, \quad (1.3)$$

$$I_{K2} = 2,101 \cdot \frac{115}{6.5} = 37,172 \text{ кА}$$

Ударний струм у точці  $K_1$ :

$$I_{y\partial K_1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1}, \quad (1.4)$$

$$I_{y\partial K_1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 17,472 = 39,783 \text{ кА}$$

Ударний струм у точці  $K_2$ :

$$I_{y\partial K_2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2}, \quad (1.5)$$

$$I_{y\partial K_2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 37,172 = 84,636 \text{ кА}$$

Вважаємо, що амплітудне значення ЕРС і періодичні складові струмів короткого замикання не змінюються з часом, отже після інтервалу, який дорівнює часу відключення:

$$I_{n\tau} = I_{y\partial K_1} = 39,783 \text{ кА} \text{ відповідає точці } K_1;$$

$$I_{n\tau} = I_{y\partial K_2} = 84,636 \text{ кА} \text{ відповідає точці } K_2.$$

Значення аперіодичної складової СКЗ під час розходження контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (1.6)$$

де,  $T_a$  – значення постійної часу згасання (аперіодична складова), приймаємо для  $K_1$ :  $T_a = 0,025$  с для  $K_2$ :  $T_a = 0,05$  с.

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 17,472 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 2,242 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 37,172 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 7,093 \text{ кА}$$

Значення інтегралу Джоуля для  $K_1$ :

$$B_R = I_{K_1}^2 (t + T_a), \quad (1.7)$$

$$B_R = 17,472^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 25,949 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Значення інтегралу Джоуля для  $K_2$ :

$$B_R = I_{K_2}^2 (t + T_a), \quad (1.8)$$

$$B_R = I_{K2}^2(0,1 + 0,05) = 37,172^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 207,263 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результати розрахунку зведені в (табл. 1.8.).

Таблиця 1.8 – Дані про струми КЗ

Струми короткого замикання	СКЗ на поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ, кА	СКЗ у момент роз'єднання контактів вимикача, кА	$i_a$ кА	$B_K$ , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	17,472	39,783	17,472	2,242	25,949
Шини 6 кВ ( $K_2$ )	37,172	84,636	37,172	7,093	207,263

### 1.5. Вибір апаратів РП підстанції

Підбір високовольтних електричних апаратів для розподільчого пристрою здійснюють із врахуванням умов тривалої експлуатації та оцінкою їх здатності витримувати дії струмів короткого замикання. У процесі вибору проводять необхідні розрахунки та перевірки, які підтверджують відповідність апаратів вимогам надійності, термічної й електродинамічної стійкості, а також допустимих режимів роботи:

- вибір за номінальною напругою;
- перевірка нагрівання при протіканні тривалих струмів;
- перевірка електродинамічної стійкості;
- перевірка термічної стійкості;
- вибір за виконанням (зовнішнього або внутрішнього встановлення);
- вибір трансформаторів струму за граничною кратністю.

Вибір обладнання здійснюється на основі визначення струмів у нормальному та післяаварійному режимах.

Проводимо розрахунок для трансформаторів 1Т та 2Т ТДН 25000/110.

Максимальний струм трансформатора на боці ВН:

$$I_{110MAX} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (1.9)$$

$$I_{110MAX} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,715 \text{ A}$$

Вибору підлягають апарати за ВН: силові вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму (при виборі ТС проводиться перевірка за кривими граничної кратності).

Для вибору високовольтної апаратури проведемо розрахунок струмів КЗ:

1) Розрахуємо потужність системи:

$$S_C = \frac{U^2}{X_C}, \quad (1.10)$$

$$S_C = \frac{115^2}{3,8} = 3480 \text{ MVA}$$

2) Проводимо розрахунок струму КЗ на високій стороні:

$$I_{КЗ} = \frac{1,4 \cdot S_C}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (1.11)$$

$$I_{КЗ} = \frac{1,4 \cdot 3480 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 24459,57 \text{ A}$$

На стороні високої напруги рекомендується встановлення елегазових вимикачів. Вибраний вимикач повинен повністю відповідати умовам вибору.

Вибір вимикачів та роз'єднувачів наведено у (табл. 1.10-1.11).

Таблиця 1.10 - Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умови вибору	Розраховані значення	Значення за каталогом
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110(145)кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	175,715 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{дин}$	24459,57А	40 кА
$I_{пит} \leq I_{т.дин}$	39,783 кА	104 кА
$I_{пт} \leq I_{ОткНом}$	24459,57А	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	2,242 кА	2,59 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	25,949 кА <sup>2</sup> с	136 А <sup>2</sup> с

Приймаємо встановлення елегазових вимикачів типу GL-312 F1P

Таблиця 1.11 – Вибір роз'єднувачів 110 кВ.

Умови вибору	Розраховані значення	Значення за каталогом
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110(126) кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	175,715	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{дин}$	24459,57А	40 кА
$I_{уд} \leq I_{т.дин}$	39,783 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	25,949 кА <sup>2</sup> с	448 кА <sup>2</sup> с

Приймаємо до встановлення на стороні 110 кВ роз'єднувачі типу SGF123n-100У1

## 1.6. Короткий опис вибраних вимикачів та роз'єднувачів

Вимикачі серії GL-312 F1P. GL - 312 F1P - силовий колонковий вимикач 145 кВ (рис. 1.3) розроблявся для роботи в суворих кліматичних умовах до -55°C. Вони задовольняють найсуворіші вимоги до надійності і можуть працювати навіть в екстремальних умовах, складному кліматі або районах з високою сейсмічною активністю (табл. 1.12).



Рис. 1.3 – Вимикач серії GL – 312 F1P

Таблиця 1.12 - Технічні характеристики GL 312:

Номінальна напруга	кВ	145
Номінальна частота	Гц	50/60
Номінальна витримувана напруга промислової частоти	кВ	275
Номінальна витримувана напруга грозового імпульсу	кВ	650
Номінальний струм	А	3150
Номінальний струм вимикання КЗ	кА	40
Номінальний струм увімкнення КЗ	кА	104
Номінальний час КЗ	с	3

*Відмінні риси:*

- дугогасильна камера з елегазовою сумішшю, технологією подвійного руху для забезпечення роботи при  $-55^{\circ}\text{C}$ ;
- пружинний привід типу FK: привідний механізм з низьким динамічним навантаженням виробництва AREVA;
- пружина, що вимикає в кожній полюсній колоні, захищена кожухом;
- сталеві деталі захищені від корозії та впливу навколишнього середовища гарячим цинкуванням.

Передбачено ручне увімкнення та вимкнення вимикача, яке дозволяє керувати навіть при втраті оперативного струму. Надійна система контролю

щільності елегазу дозволяє легко замінити елегаз за допомогою зворотного клапана в розподільчому блоці та колонах полюсів. Система скидання надлишкового тиску із відривними болтами для пасивного захисту персоналу та обладнання підстанції.

*Головні переваги GL 312:*

- може використовуватись у будь-яких кліматичних умовах;
- підвищена безпека;
- висока механічна міцність;
- низькі витрати на обслуговування;
- зручний доступ до системи закачування елегазу;
- індикатори положення, що забезпечують візуальний контроль ззовні вимикача.

Роз'єднувачі серії SGF (рис. 1.5) застосовуються для формування видимого розриву в електричних колах та, за необхідності, для заземлення відключених ділянок. Двоколонкові роз'єднувачі серії SGF горизонтально-поворотного типу можуть бути застосовані на високовольтних підстанціях будь-якого типу, з номінальною напругою 110 кВ, 150, 220 та 330 кВ. Для заземлення відключених ділянок ланцюга кожен полюс роз'єднувач може бути обладнаний одним або двома заземлюючими ножами [11]. Технічні характеристики представлені у табл. 1.13.

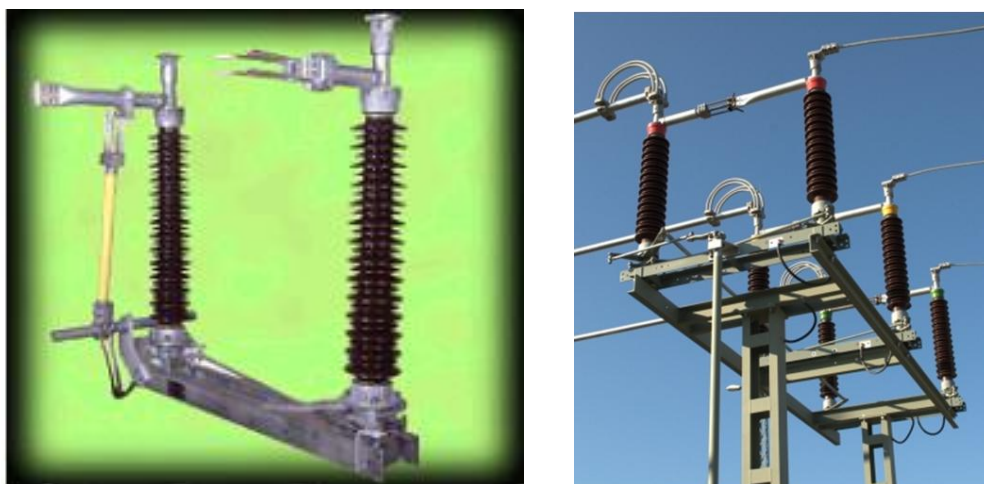


Рис. 1.4 – Роз'єднувач серії SGF

Таблиця 1.13 – Технічні характеристики роз'єднувачів серії SGF 110 кВ

Клас напруги мережі	110 кВ
Позначення типу	SGF123n*
- з 1 вбудованим заземлювачем	+1E/* *
- з 2 вбудованими заземлювачами	+2E/* *
Номінальна напруга, кВ	110
Найбільша робоча напруга, кВ	126
Номінальний струм, А	1600
Струм електроди нам. стійкості для роз'єднувача та заземлювача, кА	100
Струм термічної стійкості для роз'єднувача та заземлювача, кА	40

### 1.7. Висновки до розділу 1

У результаті проведеного аналізу встановлено, що підстанція 110/6 кВ «Чехівська» є важливим енерговузлом, який забезпечує електропостачання промислових та побутових споживачів м. Суми. Вона має двотрансформаторну схему з потужністю кожного трансформатора 25 МВА, що відповідає сучасним вимогам надійності та стабільності живлення. Технічний стан основного обладнання – трансформаторів, роз'єднувачів, короткозамикачів, вимикачів та трансформаторів власних потреб – оцінюється як задовільний, хоча більшість апаратів експлуатується понад 30 років і вимагає періодичного технічного контролю та часткової модернізації.

Проведений аналіз схеми відкритого розподільчого пристрою (ВРП) 110 кВ показав, що діюча спрощена схема з блоком відокремлювачів і короткозамикачів має низку суттєвих недоліків – відсутність гнучкості при комутаційних операціях, неможливість проведення ремонтів без повного відключення живлення та знижену експлуатаційну надійність у разі аварійних ситуацій. Це обґрунтовує необхідність модернізації ВРП шляхом упровадження схеми «міст з вимикачем у перемичці» та встановлення вимикачів у колах трансформаторів, що дозволить підвищити керованість, скоротити час ліквідації аварій і забезпечити автоматичне резервування живлення.

Розрахунки струмів короткого замикання у вузлових точках підтвердили, що максимальні струми КЗ на шинах 110 кВ становлять 17,47 кА, а на шинах 6 кВ – 37,17 кА. Отримані значення дозволили здійснити правильний вибір високовольтних апаратів, з урахуванням термічної та динамічної стійкості. Для підвищення надійності та безпечності роботи запропоновано заміну застарілих комутаційних пристроїв на сучасні елегазові вимикачі типу GL-312 F1P та роз'єднувачі серії SGF123n-100Y1, які мають високу механічну міцність, стійкість до кліматичних впливів, низькі експлуатаційні витрати та відповідають усім вимогам стандартів ІЕС.

## **2. ВИБІР І ОБҐРУНТУВАННЯ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

### **2.1. Вимоги до вибору та встановлення захистів трансформатора**

Короткі замикання можуть відбуватися в обмотках трансформаторів між:

- фазами;
- однієї або двох фаз на землю;
- між витками однієї фази;
- обмотками різних напруг.

В свою чергу короткі замикання також можуть відбуватися на вводах трансформаторів, шино проводах та кабелях.

Порушення нормальних режимів роботи трансформаторів можуть відбуватися і під час експлуатації, а саме:

- протікання надструмів через трансформатор у разі пошкодження суміжних елементів;
- перевантаження трансформаторів та виділення горючих газів з масла;
- збільшення допустимої температури трансформаторного масла та зміна його рівня масла (збільшення або зменшення допустимого рівня).

В залежності яке відбувається порушення від нормального режиму, релейний захист, діє також і на сигналізацію, яка виконує розвантаження, а також вимкнення трансформатору.

Для нормальної експлуатації трансформатора застосовують наступні види захисту:

1. Захист від внутрішніх ушкоджень. Застосовують для трансформатора потужністю до 4 МВА, в якому застосовується максимальний захист та струмове відсікання, в свою чергу - для трансформаторів більшої потужності застосовують диференціальний захист.

2. Захист від ушкоджень всередині бака трансформатора або РПН. Використовується газовий захист трансформатора та пристрою РПН, яка діє на сигналізацію, а та в свою чергу на відключення.

3. Захист від зовнішніх коротких замикань. Застосовується максимальний захист із блокуванням за напругою або без нього. Виконує роль резервного захисту трансформатора від внутрішніх ушкоджень.

4. Захист від однофазних коротких замикань, яка розташована на сторонах трансформатора з глухозаземленою нейтраллю.

5. Захист від перевантаження. На підстанціях без обслуговуючого персоналу дія сигналізації може супроводжуватися розвантаженням або відключенням трансформатора.

## **2.2. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики.**

Історично мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики (МПУ РЗА) люди почали застосовуватися більше двохсот років тому, витиснувши як електромеханічні, так і електронні аналогові пристрої. Перехід на цифрову обробку інформації визначив оптимальну структуру апаратної частини сучасних цифрових пристроїв та суттєво покращив їх експлуатаційні характеристики.

Цифрові технології сприяли масштабному впровадженню мікропроцесорних РЗА в автоматизацію енергетичних об'єктів та промислових підприємств.

Позитивні характеристики МПУ РЗА порівняно з електромеханічними та аналоговими електронними пристроями:

- зниження експлуатаційних витрат завдяки самодіагностиці та автоматичній реєстрації режимів і подій;
- можливість побудови сучасної АСУ ТП на базі РЗА з виконанням багатьох функцій;

- зменшення витрат на будівництво та монтаж, зменшення габаритів, економія кабелів і апаратної частини;

- прискорене відключення короткого замикання за рахунок оптимізації селективності, що зменшує розміри пошкоджень і вартість відновлення обладнання.

- покращений контроль стану обладнання та роботи РЗА;

- уніфікація технічних рішень, застосування стандартних модулів та зменшення потреби у запасних частинах;

- зниження споживання в ланцюгах постійного струму та напруги;

- можливість діагностики як самих пристроїв РЗА, так і первинного обладнання;

- скорочення часу на з'ясування причин аварій завдяки реєстрації та запису процесів;

- реалізація нових функцій завдяки наявності вільних логічних елементів;

- просте налагодження за допомогою спеціалізованих програмних засобів;

- спрощення розрахунку уставок та підвищення їх точності.

#### Недоліки МПУ РЗА:

- вища вартість у порівнянні з електромеханічними пристроями;

- перехід на МПУ РЗА потребує перенавчання персоналу;

- потреба у перезавантаженні після відновлення живлення (на відміну від електромеханіки, яка починає працювати одразу); проблему можна вирішити застосуванням джерел безперебійного живлення.

- робітники з експлуатації зазвичай обережно ставляться до заміни старих пристроїв, оскільки цифрова апаратура потребує адаптації до суміжних систем на підприємстві.

Застосування МПУ РЗА забезпечує значний економічний ефект за рахунок зниження експлуатаційних витрат і збитків від недовідпуску електроенергії. Інтеграція або побудова на їхній базі АСУ електростанцій і підстанцій дозволяє досягти максимального ефекту як у фінансовому, так і в організаційному плані.

### 2.3. Характеристика пристрою релейного захисту та автоматики серії ABB RET 670

Термінал RET 670 (рис. 2.1) є повністю цифровим і забезпечує диференційний захист усіх стандартних трифазних трансформаторів без використання проміжних трансформаторів струму (ТС).



Рис. 2.1 – Цифровий пристрій RET 670

Пристрій пропонується в чотирьох заводських конфігураціях для схем з одним або кількома вимикачами та може застосовуватися для захисту силових трансформаторів, шинопроводів, блоків генератор–трансформатор і фазорегуляторів.

Пристрій RET 670 застосовується для двохобмоткових та триобмоткових трансформаторів, який має в наявності до шести місць підключення.

До диференційного захисту трансформатора входять:

- відсоткове гальмування при наскрізних коротких замиканнях;
- блокування по кривій струму та другій гармоніці під час струмового імпульсу намагнічування;

- захист із урахуванням п'ятої гармоніки під час перезбудження.
- високу здатність реагувати на міжвиткові короткі замикання.

Диференційний захист за нульовою послідовністю.

- висока швидкодія та чутливість;
- реалізація за високим та низьким імпедансом.

Направлений захист за максимальним струмом з чотирма ступенями для кожної обмотки, де ступені можуть мати як інверсну, так і незалежну витримку часу та бути спрямованими або ненаправленими.

Чотириступеневий спрямований захист від замикань на землю для кожної сторони трансформатора, де для кожної ступені доступні варіанти витримки часу (інверсна або незалежна), режиму дії (спрямований/ненаправлений) та блокування по другій гармоніці

Контроль синхронізму для схем з одним чи кількома вимикачами приєднання: де існує можливість обирати напрям подачі напруги разом із двома інтегрованими функціями вибору напруги для синхронізації.

Додаткові програмні функції (за замовленням): пристрій релейного відсікання збудження (ПРВЗ), захист за напругою, захист від перезбудження, захист від перевантаження по теплу, функції керування та моніторингу.

## **2.4. Розрахунок системи релейного захисту трансформатора із застосуванням мікропроцесорного пристрою ABB RET 670**

### **2.4.1. Розрахунок струмів короткого замикання та робочих струмів**

Виконаємо розрахунки щодо визначення максимальних  $I_{kmax}$  та мінімальних  $I_{kmin}$  струмів при трифазному КЗ, у точках K1 і K2 (рис. 2.2).

Обчислення струмів короткого замикання здійснюємо у іменованій системі одиниць.

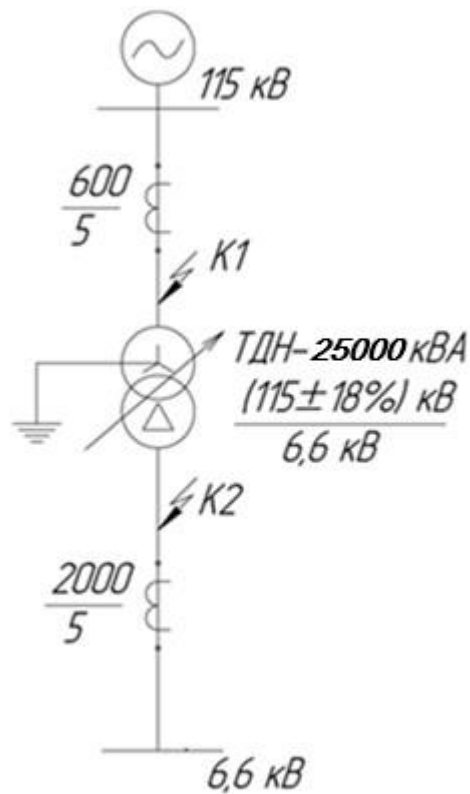


Рис. 2.2 – Схема підстанції для розрахунків

Для визначення зовнішніх струмів короткого замикання складемо схему заміщення, що включає опір системи  $X_c$  та обмоток понижуючого трансформатора  $X_T$  (рис. 2.3)

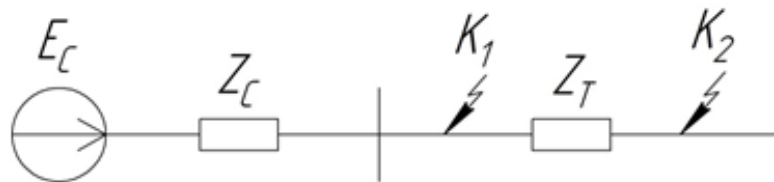


Рис. 2.3 – Схема заміщення для розрахунків струмів КЗ

Визначаємо параметри схеми заміщення для максимального та мінімального режиму, обумовлених наявністю РПН.

$$U_{\text{макс}} = U_{T_{\text{ном}}} \cdot (1 + 0,0178 \cdot 9) = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\min} = U_{T_{\text{НОМ}}} \cdot (1 - 0,0178 \cdot 9) = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,6 \text{ кВ}$$

Згідно з ГОСТ 13109-97 максимальна напруга для номіналу напруги 110 кВ не повинна перевищувати  $\pm 18\%$  кВ – 126 кВ. Отже:

$$U_{\max} = 126 \text{ кВ}$$

В режимах максимальному та мінімальному опір системи взятий з вихідних даних:

$$Z_{C_{\max}} = 0,61 + j3,82 \text{ Ом}$$

$$Z_{C_{\min}} = 1,181 + j5,586 \text{ Ом}$$

Номінальний опір трансформаторів (табл. 1.1.3, табл. 1.1.4.):

$$Z_{T1_{\text{НОМ}}} = 2,54 + j55,6 \text{ Ом}$$

$$Z_{T2_{\text{НОМ}}} = 2,54 + j55,6 \text{ Ом}$$

Проводимо розрахунок для трансформаторів Т1 та Т2 типу ТДН 25000/110. Враховуємо зміну опору трансформатора для максимального та мінімального положення ступеня РПН:

$$Z_{T_{\min}} = Z_{T_{\text{НОМ}}} (1 - \Delta U)^2, \quad (2.1)$$

$$Z_{T_{\max}} = Z_{T_{\text{НОМ}}} (1 + \Delta U)^2, \quad (2.2)$$

$$Z_{T1_{\min}} = (2,54 + j55,6) \cdot (1 - 0,16)^2 = 1,79 + j39,198 \text{ Ом};$$

$$Z_{T1_{\max}} = (2,54 + j55,6) \cdot (1 + 0,16)^2 = 3,42 + j100,58 \text{ Ом.}$$

Знаходимо значення максимального та мінімального струмів КЗ для граничних положень уставок РПН.

Струми КЗ, у розрахункових режимах, при зовнішньому трифазному КЗ:

$$I^{(3)}_{K3} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C)}, \quad (2.3)$$

де,  $I^{(3)}_{K3}$  – струм трифазного КЗ;

$U_{\text{ном}}$  – напруга в точці КЗ;

$X_C$  – розрахунковий повний опір до точки КЗ/

В точці К1:

$$I_{K3_{\max BH}} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{C_{\max}})}, \quad (2.4)$$

$$I_{K3_{\max BH}} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (0,61 + j3,82)} = 2,965 - j18,561 = 17,471 \cdot e^{-j81} \text{ кА.}$$

$$I_{K3_{\min BH}} = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{C_{\min}})}, \quad (2.5)$$

$$= \frac{96,6}{\sqrt{3}(1,181 + j5,586)} = 2,021 - j9,557 = 9,768 \cdot e^{-j78} \text{ кА}$$

В точці К2

$$I^*_{K3_{\max HH}} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{C_{\max}} + Z_{T_{\min}})}, \quad (2.6)$$

$$I_{K3_{\max HH}}^* = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (0,61 + j3,82 + 1,79 + j39,198)} = 0,064 - j1,116 =$$

$$= 0,977 \cdot e^{-j87} \text{ кА}$$

$$I_{K3_{\max HH}} = I_{K3_{\max HH}}^* \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{HH}}}, \quad (2.7)$$

$$I_{K3_{\max HH}} = 0,977 \cdot \frac{115}{6,6} = 14,301 \text{ кА}$$

$$I_{K3_{\min HH}}^* = \frac{U_{\text{мін}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{C_{\text{мін}}} + Z_{T_{\text{макс}}})}, \quad (2.8)$$

$$I_{K3_{\min HH}}^* = \frac{96,6}{\sqrt{3} \cdot (1,181 + j5,586 + 3,42 + j100,58)} = 0,026 - j0,455 =$$

$$= 0,456 \cdot e^{-j87} \text{ кА}$$

$$I_{K3_{\min HH}} = I_{K3_{\max HH}}^* \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{HH}}}, \quad (2.9)$$

$$I_{K3_{\min HH}} = 0,456 \cdot \frac{115}{6,6} = 7,945 \text{ кА}$$

Струми КЗ, в розрахункових режимах, при зовнішньому двофазному КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{2 \cdot (Z_C)}, \quad (2.10)$$

В точці К1:

$$I_{K3_{\max BH}} = \frac{U_{\text{макс}}}{2 \cdot (Z_{C_{\text{макс}}})}, \quad (2.11)$$

$$I_{K3_{\text{максВН}}} = \frac{126}{2 \cdot (0,61 + j3,82)} = 2,568 - j16,082 = 16,286 \cdot e^{-j81} \text{кА}$$

$$I_{K3_{\text{мінВН}}} = \frac{U_{\text{мін}}}{2 \cdot (Z_{C_{\text{мін}}})}, \quad (2.12)$$

$$I_{K3_{\text{мінВН}}} = \frac{96,6}{2 \cdot (1,181 + j5,586)} = 1,75 - j8,277 = 8,46 \cdot e^{-j78} \text{кА}$$

В точці К2:

$$I^*_{K3_{\text{максНН}}} = \frac{U_{\text{макс}}}{2 \cdot (Z_{C_{\text{мін}}} + Z_{T_{\text{мін}}})}, \quad (2.13)$$

$$\begin{aligned} I^*_{K3_{\text{максНН}}} &= \frac{126}{2 \cdot (0,61 + j3,82 + 1,79 + j39,198)} = 0,055 - j0,966 = \\ &= 0,968 \cdot e^{-j87} \text{кА} \end{aligned}$$

$$I_{K3_{\text{максНН}}} = I^*_{K3_{\text{мінНН}}} \cdot \frac{U_{\text{номВН}}}{U_{\text{номНН}}}, \quad (2.14)$$

$$I_{K3_{\text{максНН}}} = 0,968 \cdot \frac{115}{6,6} = 16,867 \text{кА}$$

$$I^*_{K3_{\text{мінНН}}} = \frac{U_{\text{мін}}}{2 \cdot (X_{C_{\text{мін}}} + X_{T_{\text{макс}}})}, \quad (2.15)$$

$$\begin{aligned} I^*_{K3_{\text{мінНН}}} &= \frac{96,6}{2 \cdot (1,181 + j5,586 + 3,42 + j100,58)} = 0,023 - j0,394 = \\ &= 0,395 \cdot e^{-j87} \text{кА} \end{aligned}$$

$$I_{K3_{\min HH}} = I^*_{K3_{\min HH}} \cdot \frac{U_{\text{номВН}}}{U_{\text{номНН}}}, \quad (2.16)$$

$$I_{K3_{\min HH}} = 0,395 \cdot \frac{115}{6,6} = 6,883 \text{ кА}$$

Результати розрахунків представлені у (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Результати визначення струмів короткого замикання

Місце пошкодження	Вид короткого замикання (КЗ)			
	Двофазне КЗ, кА		Трифазне КЗ, кА	
	Мін	Макс	Мін	Макс
	Трансформатор Т1			
К1	8,46	16,286	9,768	17,471
К2	6,883	16,867	7,945	14,301
	Трансформатор Т2			
К1	8,46	16,286	9,768	17,471
К2	6,883	16,867	7,945	14,301

#### 2.4.2 Вибір схеми увімкнення трансформаторів струму

Для коректної роботи захисту трансформатора необхідно враховувати такі аспекти:

- фазовий зсув між обмотками трансформатора (тобто групу з'єднань і її компенсацію);

- різницю у величинах вторинних струмів трансформаторів струму (ТС), встановлених з різних боків захищованого трансформатора (компенсація коефіцієнта трансформації);

- струми нульової послідовності (їх необхідно компенсувати, тобто виключати). Раніше для цього застосовувалися проміжні трансформатори струму або спеціальні схеми підключення їх вторинних обмоток (наприклад, трикутником). У сучасних цифрових пристроях захисту ці функції реалізуються програмно.

Основна функція диференціального захисту силового трансформатора полягає у визначенні місця виникнення пошкодження – всередині зони захисту чи за її межами. Межі захисту визначаються точками встановлення трансформаторів струму (див. рис. 2.4). У випадку виявлення внутрішнього пошкодження трансформатор має бути негайно відключений.

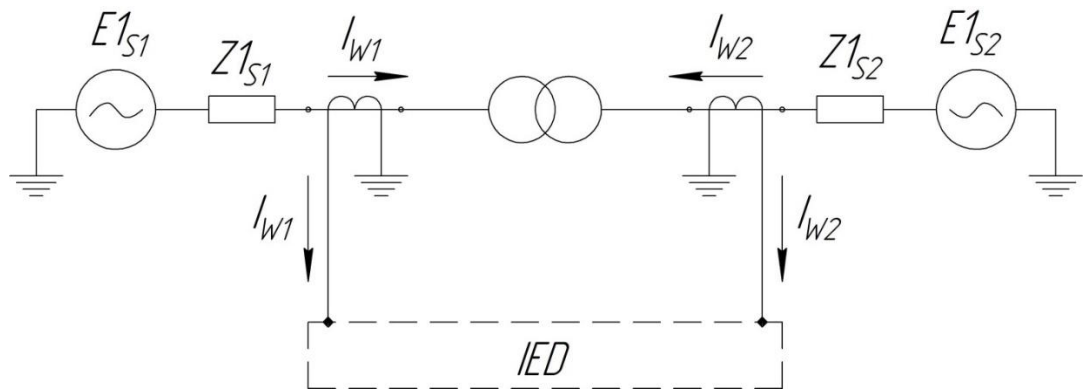


Рис. 2.4. Позиціонування ТС та вибір напрямку, в якому струм вважається позитивним

Ланцюги трансформаторів струму повинні підключатися за схемою «зірка». Напрямок підключення ТС може задаватися як у бік об'єкта (*ToObject*), так і від нього (*FromObject*). Проте для роботи диференціального захисту завжди приймається напрямок у сторону захищуваного трансформатора (див. рис. 2.4). Таким чином, термінал IED виконує вимірювання струмів обмоток силового трансформатора, орієнтуючи їх відносно базового напрямку в бік трансформатора.

Для ТС, з'єднаних у «зірку», у терміналі RET 670 необхідно задати фактичний коефіцієнт трансформації. Параметр StarPoint потрібно встановити відповідно до схеми (рис. 2.5):

- якщо «зірка» зібрана у напрямку до трансформатора – уставка *ToObject*;
- якщо «зірка» зібрана у напрямку від трансформатора – уставка *FromObject*.

Трансформатори струму, які з'єднані за схемою «зірка», струми у вторинному колі, що надходять на диференційний захист, є прямо

пропорційними до відповідних первинних струмів та збігаються з ними за фазою. При цьому вони містять складові всіх послідовностей, у тому числі й нульової.

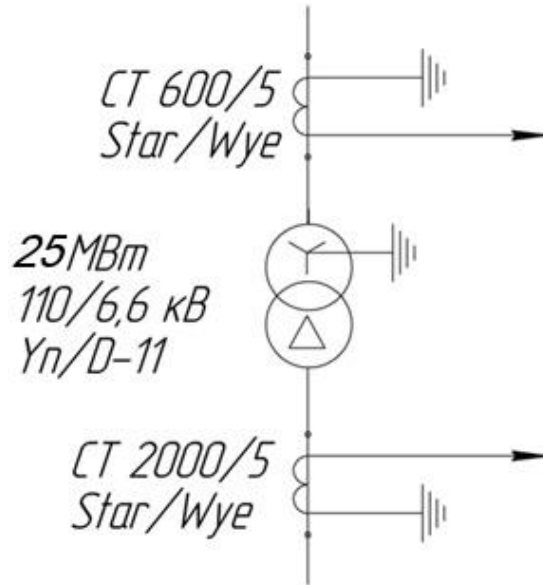


Рис. 2.5. Вмикання ТС диференціального захисту силового трансформатора зі схемою  $Y_n/\Delta-11$  (ТС  $S_{tar}/W_{ye}$  – ТС вкл. у «зірку»)

Номінальні струми з обох боків трансформатора визначаються за формулою:

$$I_{ном.стор} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.стор}}, \quad (2.17)$$

де  $S_{ном}$  – номінальне значення потужності трансформаторів, МВ·А;

$U_{ном.стор}$  – номінальне значення напруги сторони при середньому положенні РПН, кВ.

Далі виконуємо розрахунок струмів по кожній стороні за формулою:

$$I_{баз.стор} = \frac{I_{ном.стор} \cdot k_{сх}}{n_{ТТ}}, \quad (2.18)$$

де  $k_{cx}$  – величина коефіцієнту схеми вимірювальних трансформаторів струму;

$n_{TT}$  – величина коефіцієнту трансформації головних трансформаторів струму на відповідній стороні.

Розраховуємо величини, необхідні для подальших розрахунків, у відповідності з рівнянням (2.17) та (2.18). Результати відобразимо у таблиці 2.2.

Струм  $K3^{(3)}$  для високої сторони у максимальному режимі розраховуємо за формулою:

$$I_{\text{максВН}}^{(3)} = \frac{S_C}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (2.19)$$

$$I_{\text{максВН}}^{(3)} = \frac{3480000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 17471,12 \text{ A}$$

Струм  $K3^{(3)}$  для низької сторони у максимальному режимі розраховуємо за формулою:

$$I_{K3_{\text{максВН}}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном } c}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C_{\text{макс}}} + X_{T1_{\text{мин}}})}, \quad (2.20)$$

$$I_{K3_{\text{максВН}}}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (3,82 + 39,198)} = 1476,331 \text{ A}$$

$$I_{K3_{\text{максНН}}}^{(3)} = I_{K3_{\text{максВН}}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{мин}}}{U_{\text{НН}}}, \quad (2.21)$$

$$I_{K3_{\text{максНН}}}^{(3)} = 1476,331 \cdot \frac{96,6}{6,6} = 21608,117 \text{ A}$$

Відомо, що повна похибка трансформатора струму «ε» у сталому режимі не повинна перевищувати 10% при максимальному струмі зовнішнього короткого

замикання (або максимальному наскрізному струмі). У перехідних режимах КЗ ТС часто входять у режим насичення, що спричиняє збільшення похибок та спотворення форми кривої вторинного струму. В результаті цього зростання похибок трансформаторів струму викликає появу значних небалансових струмів у диференціальному захисті.

Вибір трансформатора струму здійснюється за умовою граничної кратності. Зі стандартного ряду номіналів обираємо найближче значення первинного струму ТС-100/5. Виконаємо перевірку:

$$17471,12/100 = 174,711$$

Не підходить, тому що кратність ТС = 30. Далі вибираємо по ряду номіналів найближчий відповідний – 600/5.

Також проводиться розрахунок для вибору на низькій стороні (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Величини номінальних та базисних струмів у колі захисту

Найменування	Числовий параметр для сторони	
	115кВ	6,6 кВ
Номінальні струми $I_{ном}$ , А	125,511	2186,933
Струм КЗ в максимальному режимі системи, А	17471,12	21608,12
Коефіцієнт трансформації	600 / 5	2000 / 5
Схема з'єднання ТС	Y	Y
Вторинні струми в плечах захисту	1,0459	5,467А

Необхідно задати уставки для трьох струмових каналів для підключення фазних струмів високої та низької сторони трансформатора (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Встановлення параметрів трансформатора

Уставка	Значення для $ТС_{ВН}$	Значення для $ТС_{НН}$
CTprim	600	2000
CTsec	5	5
CTStarPoin	ToObject	ToObject

Застосовуються наступні загальні параметри уставок функції диференціального захисту відповідно до обраного варіанта (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Конфігурація захисту RET 670

Найменування уставки	Уставка	Значення уставки T1, T2
Номинальна напруга трансформатора сторони ВН	RatedVoltageW1	115 кВ
Номинальна напруга трансформатора сторони НН	RatedVoltageW2	6,6 кВ
Номинальний струм ВН	RatedCurrentW1	126 А
Номинальний струм НН	RatedCurrentW2	2187 А
Тип з'єднання обмоток трансформатора ВН	ConnectTypeW1	WYE (Y)
Тип з'єднання обмоток трансформатора НН	ConnectTypeW2	DELTA (D)
Кут неузгодженості (-30°)	ClockNumberW2	11
Компенсація струмів нульової послідовності ВН	ZSCurrSubtrW1	On
Компенсація струмів нульової послідовності НН	ZSCurrSubtrW2	Off
РПН (на стороні ВН)	LocationOLTC1	Winding 1 (W1)
Мін. ступінь	LowTapPosOLTC1	1
Нормальне положення	RatedTapOLTC1	10
Макс. ступінь	HighTapPsOLTC1	19
Позиція з макс. напругою	TapHighVoltTC1	19
Крок	StepSizeOLTC1	1.78%

### 2.4.3. Диференційний захист трансформатора

**Основні принципи реалізації диференційного захисту в терміналі RET 670.** Диференційний захист трансформатора (ДЗТ) використовується, як основний швидкодіючий захист трансформаторів у таких випадках:

- потужність трансформаторів від 4000 кВ·А і вище, які працюють паралельно;
- потужністю трансформаторів від 6300 кВ·А і вище, які працюють одиночно;

- потужність трансформаторів від 1000 кВ·А і вище, якщо струмове відсікання не забезпечує необхідного коефіцієнта чутливості під час короткого замикання на стороні вищої напруги ( $k_x < 2$ ), максимальний струмовий захист спрацьовує з витримкою часу понад 0,5 с.

Диференційний захист двообмоткових трансформаторів у терміналі RET670 реалізований з внутрішньою корекцією коефіцієнтів трансформаторів струму та компенсацією фазових зсувів, що зумовлені групами з'єднань обмоток. Такий підхід дозволяє підключати струмові кола диференційного захисту безпосередньо до вторинних обмоток трансформаторів струму.

Для підвищення чутливості й стабільності роботи диференційного захисту застосовуються гальмівні характеристики. У цьому випадку реалізується пропорційне гальмування, яке встановлює залежність струму спрацювання диференційного захисту від наскрізного струму, що протікає через трансформатор.

Перед обчисленням диференційного струму необхідно врахувати як коефіцієнти трансформації, так і фазові зсуви, що виникають через групи з'єднань обмоток трансформатора.

- усі вектори струмів зсуваються по фазі відповідно до своєї групи з'єднання відносно вектора відліку (базової сторони трансформатора, якою зазвичай є перша обмотка зі схемою з'єднання «зірка»);

- значення струмів кожного плеча приводяться до першої обмотки силового трансформатора (як правило, це сторона високої напруги).

Обидва ці перетворення виконуються одночасно в алгоритмі захисту за допомогою спеціальної матриці коефіцієнтів, що виражається формулою (4.3.1).

$$\underbrace{\begin{bmatrix} IDL1 \\ IDL2 \\ IDL3 \end{bmatrix}}_1 = A \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} IL1\_W1 \\ IL2\_W1 \\ IL3\_W1 \end{bmatrix}}_2 + \underbrace{\frac{Ur_{W2}}{Ur_{W1}} \cdot B \cdot \begin{bmatrix} IL1\_W2 \\ IL2\_W2 \\ IL3\_W2 \end{bmatrix}}_3, \quad (2.20)$$

де 1 – диференціальні струми;

2 – струми з боку  $W1$ ;

3 - струми з боку  $W2$ ;

$IDL1$  – диференційний струм у фазі на основній частоті L1 (в А перв. сторони  $W1$ );

$IDL2$  – диференційний струм у фазі на основній частоті L2 (в А перв. сторони  $W1$ );

$IDL3$  – диференційний струм у фазі на основній частоті L3 (в А перв. сторони  $W1$ );

$IL1_{W1}$  – струм основної частоти у фазному провіднику L1 сторони;

$IL2_{W1}$  – струм основної частоти у фазному провіднику L2 сторони;

$IL3_{W1}$  – струм основної частоти у фазному провіднику L3 сторони;

$IL1_{W2}$  – струм основної частоти у фазному провіднику L1 сторони;

$IL2_{W2}$  – струм основної частоти у фазному провіднику L2 сторони;

$IL3_{W2}$  – струм основної частоти у фазному провіднику L3 сторони;

$Ur_{W1}$  – уставка номінальної міжфазної напруги сторони;

$Ur_{W2}$  – уставка номінальної міжфазної напруги сторони;

$A$ ,  $B$  – позначення яке відповідає одній із трьох матриць з числовими коефіцієнтами.

Коефіцієнти матриць  $A$ ,  $B$  і  $C$  визначаються наступними параметрами:

- схеми з'єднань обмоток трансформаторів струму, наприклад, зірка ( $Y/y$ ) або трикутник ( $D/d$ );

- групи з'єднань трансформатора, такі як  $Y_{d1}$ ,  $D_{y11}$ ,  $Y_{Nautod5}$ ,  $Y_{y0d5}$  тощо, які забезпечують фазовий зсув між обмотками з кроком  $30^\circ$ ;

- уставки для відсікання струму нульової послідовності на окремих обмотках.

Проведемо розрахунок коефіцієнтів матриць.

Після введення цих параметрів диференційний захист трансформатора автоматично обчислює коефіцієнти матриць:

$$\begin{bmatrix} IDL1 \\ IDL2 \\ IDL3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IL1_{W1} \\ IL2_{W1} \\ IL3_{W1} \end{bmatrix} + \frac{Ur_{W2}}{Ur_{W1}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IL1_{W2} \\ IL2_{W2} \\ IL3_{W2} \end{bmatrix}, \quad (2.21)$$

При розрахунку цих величин застосовуються такі правила:

1. Відлік фазних кутів завжди ведеться від першої обмотки зі схемою з'єднання «зірка» (Y):

- якщо силовий трансформатор має схему з'єднань  $Y_{d1}$ , обмотка ВН (HV, Y) використовується для відліку фазного кута;

- якщо трансформатор має схему  $D_y$ , обмотка ПН (LV, y) приймається як базова для відліку фазного кута;

- якщо трансформатор не має обмоток зі схемою «зірка» (наприклад,  $D_{d0}$ ), базовою для відліку фазних кутів автоматично приймається обмотка ВН (HV) зі схемою «трикутник» (D).

2. Склад диференційного струму:

- диференційний струм основної частоти складається зі складових всіх послідовностей: прямої, зворотної та нульової;

- якщо виключається облік струмів нульової послідовності, у диференціальному струмі залишаються тільки складові прямої та зворотної послідовності;

- віднімання струму нульової послідовності від струмів одного плеча трансформатора здійснюється окремо по кожній фазі цього плеча.

З рівнянь (2.20) і (2.21) можна побачити, що струм першого плеча (сторона W1) приймають за базовий. Струми решти плечей приводяться до цього базового значення. Тобто, у диференціальному захисті всі диференційні та гальмівні струми подаються в амперах сторони високої напруги (ВН, HV).

Коефіцієнти матриць А і В (див. рівняння 2.20) відображають відносний фазовий зсув між базовою обмоткою W1 та іншими обмотками трансформатора, що враховується при визначенні диференційних струмів.

**Розрахунок відносного початкового струму дифзахисту трансформатора за умови відсутності гальмування.** Коефіцієнт гальмування

$k_T$  обирається з умов забезпечення не спрацювання захисту при струмі небалансу в перехідному режимі зовнішнього КЗ.

Бермо до уваги перехідний режим, а не встановлений в зв'язку з тим, що форма струму небалансу у перехідному режимі за певних умов може бути такою, що часовий імпульсний принцип та гальмування по другій гармоніці будуть недостатні для надійної відбудови захисту.

Розрахунок мінімального струму спрацювання  $I_{dmin}$  виконується у відносних одиницях. При зовнішніх коротких замиканнях або наскрізних струмах диференційний струм спрацювання повинен задовольняти умову:

$$I_{dcp} \geq K_{від} \cdot I_{нб.розр}, \quad (2.22)$$

де  $K_{від} = 1,1$  – коефіцієнт відбудови.

Так як, гальмівна характеристика може містити горизонтальну ділянку до відносного гальмівного струму  $I_{bias} = 1,5$ , слід застосовувати уточнену формулу для розрахунку струму небалансу:

$$I_{нб.розрах} = \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2}, \quad (2.23)$$

$K_{пер}$  – коефіцієнт, який враховує перехідний процес при  $I_{dmin} < 1.5$  ;

$\varepsilon_* = 0,1$  – відносна повні похибка ТС у відповідному режимі;

$\Delta U_{рег} = 0,1$  – похибка, що утворюється при регулюванні напруги трансформатора;

$\Delta f_{вир} = 0,02$  – похибка, що утворюється при вирівнюванні струмів плечей.

Усі елементи, які було взято в круглі дужки необхідно вважати додатними.

Наближення мінімального струму спрацювання на початку  $I_{dmin}$  необхідно визначати з урахуванням наведених раніше виразів за такою формулою:

$$I_{dmin} = I_{bпоч} \cdot K_{від} \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2}, \quad (2.24)$$

де  $I_{bпоч}$  – відносний струм початку гальмування (уставка параметра *EndSection1*).

Уставки гальмівної характеристики визначаються методом послідовних наближень. Коефіцієнт нахилу (гальмування) другої ділянки (параметр *SlopeSelection2*) можна розрахувати за формулою:

$$s_2 \geq \frac{K_{від} \cdot I_{нб,розр} \cdot I_{b\ розр} - I_{d\ min}}{I_{b\ розр} - I_{b\ поч}}, \quad (2.25)$$

де  $I_{b\ розр}$  - розрахункове значення гальмівного струму.

Розрахункове значення  $I_{b\ нач}$  доцільно встановлювати на рівні 2,0. Воно відповідає перехідним процесам, що спостерігаються при хибній синхронізації генераторів, пуску потужних двигунів, виникненні віддалених зовнішніх коротких замикань. За таких умов в магнітопроводі трансформаторів струму слід враховувати істотні небалансні струми.

В експлуатаційних умовах трансформатори можуть працювати під навантаженням тривалий час. Щоб запобігти значному загрубінню диференційного захисту в цих режимах, уставку *EndSection2* приймають рівною 2,0. Тоді  $I_{b\ розр} = EndSection2$ , і робоча точка розрахунків за формулою (2.25) потрапляє на другу, похилу ділянку гальмівної характеристики.

На третій ділянці параметр  $s_3 = 0,65$  приймається фіксованим і дорівнює 0,65. Додаткові обчислення не потрібні, оскільки при  $I_{кз} > 2$  саме збільшення інформаційних показників перехідних процесів забезпечує блокування диференційного захисту за умови значних небалансових струмів.

Беручи до уваги попередньо викладену інформацію, переходимо до розрахунку. Розрахунки здійснюються шляхом послідовних наближень. Як перший наближення приймаємо  $I_{bпоч} = 1,25$ . Вважаючи  $K_{пер} = 1,5$ .

Знаходимо диференціальний мінімальний струм:

$$I_{dmin} = 1,25 \cdot 1,1 \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,1 + 0,02)^2 + (0,1 + 0,02)^2} = 0,25$$

Приймаємо уставку  $I_{dmin} = 0,3$ .

Для того щоб виконати розрахунок коефіцієнта  $s_2$  приймаємо  $K_{пер} = 2,5$

$$I_{нб.розр} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,1 + 0,02)^2 + (0,1 + 0,02)^2} = 0,305$$

$$I_{нб.розр} \geq I_{dmin} \quad (2.26)$$

Приймаємо уставку  $I_{dmin} = 0,4$ .

Далі при  $I_{бпоч} = 1,25$  знаходимо:

$$s_2 \geq \frac{1,1 \cdot 0,305 \cdot 2,0 - 0,4}{2,0 - 1,25} = 0,36.$$

Для другої ділянки коефіцієнт  $s_2$  допускається трохи більший за 0,5. Виходячи з цього приймаємо:  $I_{dmin} = 0,4$ ;  $I_{бпоч} = 1,25$ ;  $s_2 = 0,5$

**Розрахунок уставок диференціального відсічення.** Диференціальне відсікання (ДВ) реагує на першу гармоніку диференціального струму. Застосування ДО дозволяє підвищити швидкодію диференціального захисту при великих кратностях струму КЗ в зоні, що захищається. При виборі уставки ДВ необхідно враховувати дві умови:

- відбудова від режиму БНТ;
- відстроювання від режиму максимального струму зовнішнього КЗ (наскрізного струму).

За умовою відбудови від режиму БНТ уставка ДВ повинна прийматися щонайменше 5,0.

За умовою відбудови ДВ можна знаходити з виразу:

$$I_{ДВ} \geq K_{від} \cdot \frac{I_{КЗ \max BH}}{I_{НОМ \text{ тр.ВН}}}, \quad (2.27)$$

де  $K_{від} = 1,1$  – коефіцієнт відсічки/

Проведемо розрахунок диференціальної відсічки для трансформаторів Т1, Т2:

$$I_{ДВ} = 1,1 \cdot \frac{1475,193}{125,511} = 12,93 \approx 13$$

**Перевірка чутливості диференційного захисту.** Застосуємо формулу для визначення чутливості диференційного захисту:

$$K_{\chi} = \frac{I_{d \min}}{I_{дсп}}, \quad (2.28)$$

де  $I_{d \min}$  - мінімальний диференційний струм у точці розрахунку при короткому замиканні розрахункового виду.

З огляду на достатню стабільність гальмівної характеристики, коефіцієнт чутливості можна встановлювати не менше 1,5.

У разі одностороннього живлення КЗ на виводах трансформатора виконується  $I_{bias} = I_d$ . Як показано раніше, коефіцієнт нахилу  $s$  для будь-якого гальмівного показника не перевищує 0,67. Таким чином, коефіцієнт чутливості за формулою (2.28) більше 1,5, тому спеціальна перевірка  $k_{\chi}$  не потрібна.

Слід звернути увагу, що при навантажувальному режимі, коли  $I_{НГ} \leq I_{в.ноч}$ , фактичний струм спрацювання диференційного захисту дорівнює  $I_{d \min}$ , що гарантує високу чутливість до виткових замикань в обмотках трансформатора.

Для визначення коефіцієнту чутливості диференційної відсічки застосуємо формулу:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{мін ВН}}^2}{I_{\text{ДВ}} \cdot I_{\text{ном тр}}}, \quad (2.29)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{8460}{13 \cdot 125,511} = 5,185.$$

Коефіцієнт чутливості дифвідсічки має бути  $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ . З розрахунку видно, що це задовольняє умові. На рис. 4.1 наведено характеристику спрацювання ДЗТ, побудовану за розрахованими вище значеннями.

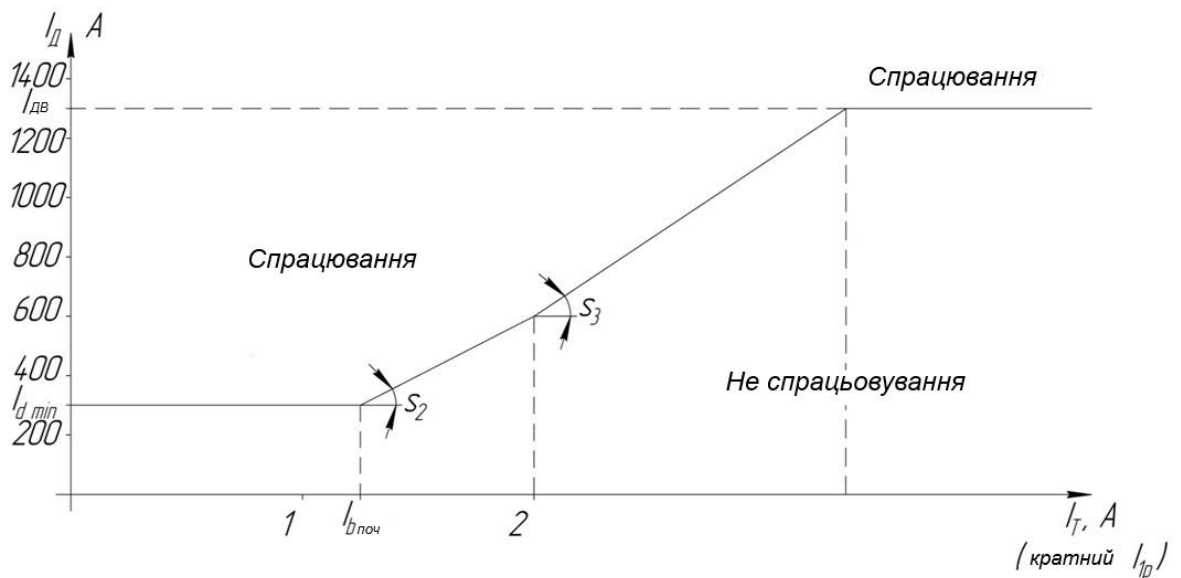


Рис. 2.6 – Характеристика спрацювання диференційного захисту трансформатора

#### 2.4.4. Розрахунок максимального струмового захисту

Максимальний струмовий захист застосовується для відключення трансформатора при коротких замиканнях на шинах або приєднаннях, якщо основний захист або вимикачі не спрацювали. Він також захищає трансформатор від зовнішніх КЗ, але через витримку часу не може діяти швидко. Тому МСЗ як основний захист застосовується лише на малопотужних трансформаторах, а на потужних виконує резервну функцію. Установлюється на всіх трьох сторонах трансформатора.

Первинний струм спрацювання захисту розраховується за умовою відбудови від номінального струму  $I_{ном.стор}$  трансформатора на стороні установки захисту, за формулою:

$$I_{с.з} = \frac{k_{від}}{k_в} \cdot k_з \cdot I_{ном.стор}, \quad (2.30)$$

де  $k_{від}$  – коефіцієнт відстроювання, який враховує необхідний запас та помилку реле, приймаємо 1,2;

$k_в$  – коефіцієнт повернення реле, приймаємо 0,95;

$k_з$  – коефіцієнт запуску, приймаємо 1,3.

$k_{зав}$  – коефіцієнт завантаження, приймаємо 0,9.

Якщо захист встановлюється на стороні з регулюванням напруги, у виразі (2.30) слід враховувати можливість збільшення номінального струму, при цьому він не повинен перевищувати номінальний струм середнього відгалуження більш ніж на 5%. Коли максимальний робочий струм  $I_{роб.макс}$  сторони трансформатора, де встановлено захист, менший за  $I_{ном.стор}$ , замість номінального струму у формулі слід використовувати  $I_{роб.макс}$ .

Для визначення вторинних струмів застосуємо формулу:

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{тт}}, \quad (2.31)$$

де  $n_{тт}$  – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$k_{сх}$  – коефіцієнт, який враховує з'єднання трансформаторів струму.

Щоб визначити чутливість захисту для реле струму застосуємо формулу:

$$k_ч = \frac{I_{КЗ_{мін}}^{(2)}}{I_{с.з}}, \quad (2.32)$$

де  $I_{K3_{\min}}^{(2)}$  - значення первинного струму в точці розташування захисту при мінімальному робочому режимі під час двофазного короткого замикання в розрахунковій точці/

Неле струму і реле напруги потрібно забезпечити найменшим коефіцієнтом чутливості:

–  $k_q \geq 1,5$  – за даної умови при короткому замиканні на шинах, захист буде виконувати функцію основного захисту;

–  $k_q \geq 1,2$  - за даної умови при короткому замиканні захист буде виконуватися наприкінці зони резервування.

Розрахунок проводимо за формулами (2.30) – (2.32).

Результати розрахунку заносимо до (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Розрахунок параметрів МСЗ

Найменування	Позначення	Кількість	
		Введення 110 кВ	Введення 6 кВ
Номінальний струм сторони, А	$I_{\text{ном.стор}}$	125,511	2186,933
Коефіцієнт відбудови	$k_{\text{від}}$	1,2	1,2
Коефіцієнт повернення	$k_{\text{в}}$	0,95	0,95
Коефіцієнт запуску	$k_{\text{з}}$	1,3	1,3
Наявність регулювання напруги	Веде до збільшення $I_{\text{ном.стор}}$ на 5%	РПН	-
Максимальний робочий струм, А	$I_{\text{роб.макс}} < I_{\text{ном.стор}}$ $I_{\text{роб.макс}} = k_{\text{загр}} \cdot I_{\text{ном.стор}}$	112,96	1968,24
Первинний струм спрацьовування, А	$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{від}}}{k_{\text{в}}} \cdot k_{\text{з}} \cdot I_{\text{ном.стор}}$	206,102	3591,174
Мінімальний струм короткого замикання, приведений до сторони, що розглядається, А	$I_{K3_{\min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3_{\min}}^{(3)}$	1277,555	18696,622

Розрахунковий коефіцієнт чутливості	$k_q = \frac{I_{K3_{\min}}^{(2)}}{I_{c.з}}$	7,2	6,0
Нормативний коефіцієнт чутливості	$k_q$ (основний/ резервний)	1,2	1,2
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$n_{mm}$	600 / 5	2000 / 5
Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{mm}}$	1,718	8,978

Визначаємо витримку часу. Для визначення часу спрацьовування захисту наступного елемента за умовою селективності визначається в секундах за формулою:

$$t_{c.з.наст} = t_{c.з.попер} + \Delta t, \quad (2.33)$$

де  $t_{c.з.попер}$  – час за який спрацьовує максимальний струм захисту попереднього елемента, або віддаленого від джерела живлення, с ;

$\Delta t$  – ступінь селективності, с, приймаємо 0,5 с.

Час максимальних струмів захисту на лінії, що відходять складає 1 с, а секційного вимикача складає 1.5 с. Тоді, витримки часу захисту мають такі значення:

$$t_{c.з.МC3-6} = 2,0 \text{ с}, \quad t_{c.з.МC3-110} = 2,5 \text{ с}.$$

#### 2.4.5. Визначення параметрів захисту від перевантаження

Трансформатори допускають тривалу роботу при перенавантаженні. Якщо на об'єкті присутній оперативний персонал, захист від перенавантаження забезпечує подання сигналу. У разі відсутності обслуговуючого персоналу контроль виконується за допомогою засобів телемеханіки.

Для визначення струму спрацьовування захисту від перевантаження з функцією дії на сигналізацію застосуємо формулу (2.30). Для визначення вторинного струму спрацьовування реле скористаємось формулою (2.31).

Результати розрахунку наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Розрахунок захисту від навантаження

Найменування	Позначення	Кількість	
		Введення 110 кВ	Введення 6 кВ
Номинальний струм сторони, А	$I_{\text{ном.стор}}$	125,511	2186,933
Коефіцієнт відбудови	$k_{\text{від}}$	1,05	1,05
Коефіцієнт повернення	$k_{\text{п}}$	0,95	0,95
Первинний струм спрацьовування захисту від навантаження, А	$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{від}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.стор}}$	138,723	2417,136
Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{тт}}}$	1,16	6,04

Щоб уникнути хибних спрацювань, час спрацьовування захисту від перевантаження слід встановлювати більшим за час роботи захисту та відновлення нормального режиму автоматикою, а також за час зниження пускового струму навантаження до номінального. Витримка часу приймається рівною 9 с.

#### 2.4.6. Розрахунок блокування регулювання напруги трансформатора

Передача керуючого імпульсу на виконавчий механізм РНТ блокується при наступних умовах:

- перевантаження струмом;
- зниження напруги на сторонах ПН нижче  $0,85 \cdot U_{\text{ном.стор}}$ ;
- несправності регулятора та (або) приводів РНТ;
- блокування зовнішнього сигналу під час подачі.

Визначимо величину струму за якого відбувається спрацьовування для блокування РНТ за формулою:

$$I_{c.з} = k_{від} \cdot I_{ном.стор}, \quad (2.34)$$

де  $k_{отс} = 1,05$  – коефіцієнт відбудови.

Відповідно до (2.34), отримуємо:

$$I_{c.з} = 1 \cdot 80,327 = 80,327 \text{ A.}$$

Для визначення вторинного струму спрацьовування скористаємось формулою (2.31):

$$I_{c.p} = 80,327 \cdot \frac{1}{600/5} = 0,67 \text{ A.}$$

Захист діє на час перевантаження струмом.

#### **2.4.7. Газовий захист**

Газовий захист – універсальний і високочутливий захист трансформаторів від внутрішніх ушкоджень, зокрема замикань між витками обмоток, що не визначаються іншими захистами через низький струм.

Під час включення трансформатора і його нагрівання з масла виділяється розчинене повітря, яке накопичується в газовому реле і його необхідно періодично випускати. До припинення виділення повітря не дозволяється приводити вимикаючий елемент у дію. Щоб газу могли вільно виходити при слабкому газоутворенні, трансформатор монтується з підйомом кришки і трубопроводу у бік газового реле.

Вимикаючий елемент газового захисту спрацьовує за швидкістю олії, значення якої встановлюється заводською інструкцією (0,5–1,5 м/с) і може коригуватися залежно від стану трансформатора. Це необхідно, оскільки кидок

олії відбувається не тільки при внутрішніх ушкодженнях, але й під час коротких зовнішніх замикань.

## 2.5. Висновки до розділу 2

Розглянуто особливості та переваги мікропроцесорних пристроїв РЗА порівняно з традиційними електромеханічними пристроями. Було встановлено, що RET 670 поєднує в собі функції диференціального, максимального струмового, дистанційного та інших видів захисту, а також має можливості для гнучкого налаштування, реєстрації подій, самодіагностики та інтеграції в АСУ ТП. Вибір RET 670 дозволяє забезпечити високу швидкодію, чутливість і селективність захисту, що є критичним для ефективного функціонування підстанції та мінімізації аварійних наслідків. Комплексність функцій пристрою робить його універсальним рішенням для захисту трансформатора та підвищення надійності всієї електроенергетичної системи.

Виконано комплексний розрахунок релейного захисту трансформатора із застосуванням сучасного мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики АВВ RET 670. Проведено визначення розрахункових струмів короткого замикання в різних точках енергосистеми, здійснено вибір трансформаторів струму та їх підключення до схеми диференціального захисту з урахуванням специфіки трансформатора (група з'єднання, коефіцієнти трансформації, наявність РНТ).

Окрему увагу приділено конфігурації та розрахункам уставок функцій RET 670: диференціального захисту, диференціального відсічення, максимального струмового захисту, захисту від перевантаження, резервування відмови вимикача та блокування регулювання напруги. Враховано вплив аперіодичних складових та похибок трансформаторів струму на чутливість і селективність захисту. Розраховані параметри підтверджують відповідність встановлених уставок нормативним вимогам та забезпечують необхідний рівень надійності й швидкодії.

### 3. РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ АЛГОРИТМУ ДИФЕРЕНЦІАЛЬНОГО ЗАХИСТУ НА ОСНОВІ СТРУМІВ ЗВОРОТНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ

#### 3.1. Розробка алгоритму на основі аналізу струмів зворотної послідовності

Метою дослідження є порівняння амплітуд струмів зворотної послідовності та зсувів фазових кутів, які їх розділяють для обох сторін силового трансформатора. Для проведення даного дослідження необхідно виконати три кроки.

**Перший крок.** Метод вимірювання амплітуд струмів зворотної послідовності застосовується до попередньої електричної схеми, зображеної на рис. 3.1, де струми зворотної послідовності в первинній та вторинній обмотках відповідно записуються як:  $I_{zn.l}$  та  $I_{zn.v}$ , а потім порівнюються із заданим значенням 2% базового струму диференціального захисту. Якщо результат перевищує задане значення, диференціальне реле виконує векторно-групову компенсацію амплітуд струмів без зміни проміжних трансформаторів струму на первинній та вторинній обмотках. Виміряна різниця амплітуд негативного струму повинна бути якомога меншою, щоб уникнути непотрібного спрацьовування під час нормальної роботи. Після виконання векторної компенсації відбувається другий крок.

**Другий крок.** Виконується оцінка різниці зсуву фазових кутів між двома фазорами струмів зворотної послідовності з обох боків силового трансформатора та порогового значення. Як правило, під час роботи трансформатора без внутрішнього пошкодження ця різниця дорівнює нулю градусів. При внутрішньому міжвитковому пошкодженні відбувається невеликий зсув фазового кута через високий струм у закорочених витках, тому подається команда на відключення

**Третій крок.** Він полягає у використанні потужного алгоритму, який повинен розрізняти нормальні та аномальні робочі умови, що виникають в

енергосистемі, пов'язані з трансформатором, такі як зовнішні несправності, внутрішні несправності та пускові струми намагнічування. Якщо в межах захищеної зони виникає несправність, баланс струмів більше не підтримуватиметься, реле замкнеться та видасть сигнал відключення, що призведе до активації певних автоматичних вимикачів для відключення несправного трансформатора від мережі.

**Принцип роботи:** На рис. 3.1 показано типову схему роботи диференціального реле за умов, коли несправність знаходиться поза захищеним трансформатором, струми зворотної послідовності протікають, як показано на рис. 1, де  $I_{zn.n}$  витікає з захищеної зони, а трансформований  $I_{zn.n}'$  протікає з несправної сторони зовні до силового трансформатора та виходить з іншого боку трансформатора. Отже,  $I_{zn.n}$  та  $I_{zn.n}'$  матимуть однаковий напрямок. Це означає, що фазовий зсув між ними становить  $0^\circ$ , як це можна побачити на електричній схемі нижче рис. 1. Тим часом струм  $I_{нп.п}$  тече від зовнішньої несправної вторинної обмотки до справної первинної обмотки (слід зазначити, що  $I_{zn.n}'$  є трансформованим  $I_{zn.n}$ ).

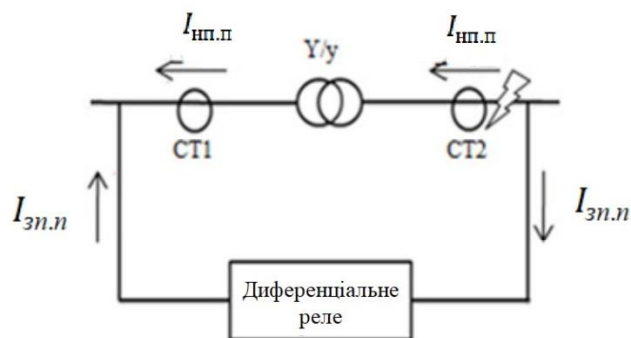


Рис. 3.1. Електричне коло, що показує напрямок струму зворотної послідовності під час зовнішнього замикання

З рис. 3.2 видно, що несправність є внутрішньою, тому негативні струми  $I_{zn.n}$  та  $I_{zn.e}$  течуть кожен зі свого боку до захищеної зони. Але струми зворотної послідовності  $I_{нп.п}$  та  $I_{нп.e}$  витікатимуть з первинної та вторинної обмоток

відповідно та матимуть протилежні напрямки, тому фазовий зсув між ними дорівнюватиме  $180^\circ$ .

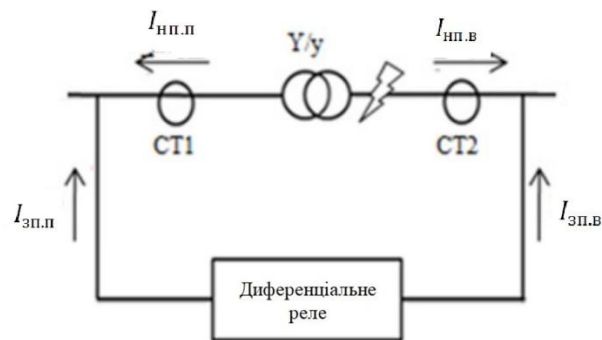


Рис. 3.2. Електричне коло, що показує напрямки струму зворотної послідовності під час внутрішнього замикання

Щоб порівняння струмів зворотної послідовності було релевантним, різниця фаз та коефіцієнт витків повинні бути спочатку компенсовані цифровим диференціальним елементом, який виконує цей тип компенсації автоматично.

Під час зовнішнього пошкодження диференціальне реле працює добре, якщо трансформатори струму правильно видають первинні струми, в іншому випадку, а у разі насичення трансформаторів струму відбувається помилкове спрацьовування реле.

Сучасні логічні диференціальні реле здатні точно обчислювати величини струму зворотної послідовності на основі фактично виміряних фаз струму.

Отже, алгоритм внутрішнього/зовнішнього дискримінатора пошкоджень може бути розроблений на основі величин струму зворотної послідовності, і він може бути надійним у виявленні та локалізації зовнішніх пошкоджень. Він вимірює амплітуди та відповідні їм фазові зсуви струмів зворотної послідовності на обох обмотках силового трансформатора, а потім виявляє наявність струмів зворотної послідовності, що дозволяє визначити місцезнаходження пошкодження. Він також використовує другу гармоніку для запобігання помилковому спрацьовуванню під час пускового намагнічування та 5-та гармоніка для обмеження диференціального реле під час перезбудження.

### 3.2. Результати моделювання запропонованої схеми під час зовнішніх замикань

Характеристики та ефективність запропонованого алгоритму моделюються за нормальних та аномальних умов роботи трансформатора.

Коли силовий трансформатор знаходиться в умовах малих міжвиткових замикань, переважно використовувати струми зворотної послідовності для виявлення таких типів замикань. Оскільки досліджуваний силовий трансформатор підключений у режимі Y-у та має потужність 20 МВА, 31,5 кВ / 400 В; виявлення внутрішнього замикання може бути здійснене безпосередньо завдяки наявності струмів обмотки.

На рисунках 3.3, 3.4 показано, що диференціальне реле стабільне до зовнішніх замикань і не спрацювало, оскільки замикання було поза захищеним трансформатором.

Це означає, що реле виявило зовнішнє замикання, і вихід диференціального елемента струму зворотної послідовності не спрацював під час зовнішнього замикання, а форми хвиль первинного та вторинного струмів 3-фазної обмотки не змінилися. Також можна побачити, що максимальне та мінімальне значення струму первинної сторони відповідно:

- фаза А –  $I_{A \max} = 4 \text{ кА}$ ,  $I_{A \min} = -2,2 \text{ кА}$ ;
- фаза В –  $I_{B \max} = 2,3 \text{ кА}$ ,  $I_{B \min} = -3,2 \text{ кА}$ ;
- фаза С –  $I_{C \max} = 2,3 \text{ кА}$ ,  $I_{C \min} = -3,2 \text{ кА}$ .

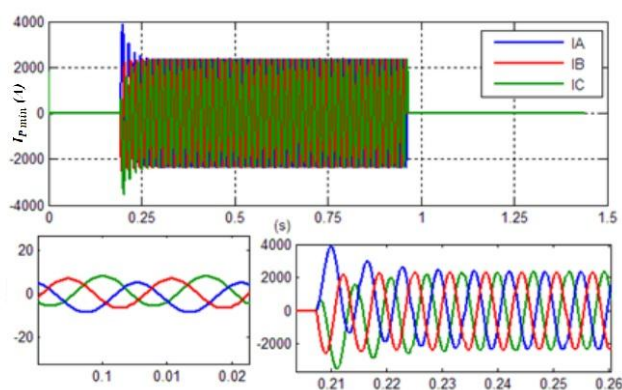


Рис. 3.3. Струми первинної фази запропонованої схеми під час зовнішнього замикання

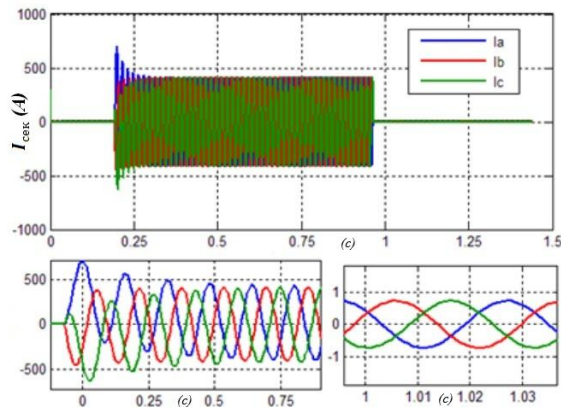


Рис. 3.4. Вторинні фазні струми запропонованої схеми під час зовнішнього замикання

Зовнішню несправність було виявлено протягом одного циклу (0,96 с).

Максимальне та мінімальне значення фазного струму вторинної сторони відповідно:

- фаза А –  $I_{a\ max} = 700\ A$ ,  $I_{a\ min} = -400\ A$ ;
- фаза В –  $I_{b\ max} = 400\ A$ ,  $I_{b\ min} = -550\ A$ ;
- фаза С –  $I_{c\ max} = 700\ A$ ,  $I_{c\ min} = -350\ A$ .

Диференціальне реле не видало сигналу відключення, оскільки несправність була зовнішньою. На рис. 3.4 форми хвиль струму первинної та вторинної фаз не змінилися, це означає, що спрацювання сигналу реле не відбулося і не було виконано жодного відключення, що підтверджує, що несправність була зовнішньою, як показано на рис. 3.4.

На рис. 3.5 показано форму хвилі трифазних первинних струмів під час внутрішнього міжвихідного замикання за наявності пускових струмів. Видно, що диференціальне реле не надсилало сигнал відключення, оскільки воно розглядає пускові струми як перехідне явище і швидко зникають.

Значення струмів первинної фази під час міжвиткового замикання за наявності пускових струмів:

- фаза А –  $I_{A\ max} = 4\ kA$ ,  $I_{A\ min} = -2,2\ kA$ ;
- фаза В –  $I_{B\ max} = 2,3\ kA$ ,  $I_{B\ min} = -3,2\ kA$ ;
- фаза С –  $I_{C\ max} = 2,3\ kA$ ,  $I_{C\ min} = -3,2\ kA$ .

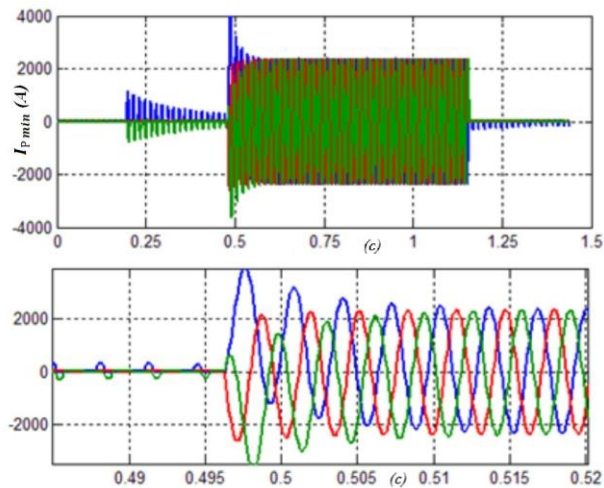


Рис. 3.5. Трифазні первинні струми під час внутрішнього міжвинтового замикання за наявності пускових струмів

На рис. 3.6 видно, що внутрішнє міжвиткове замикання сталося протягом інтервалу часу 0,645 с, і цифрове диференціальне реле видало сигнал відключення, оскільки замикання було внутрішнім і без наявності пускових струмів. Отримані дані з форм хвильового струму наведені нижче.

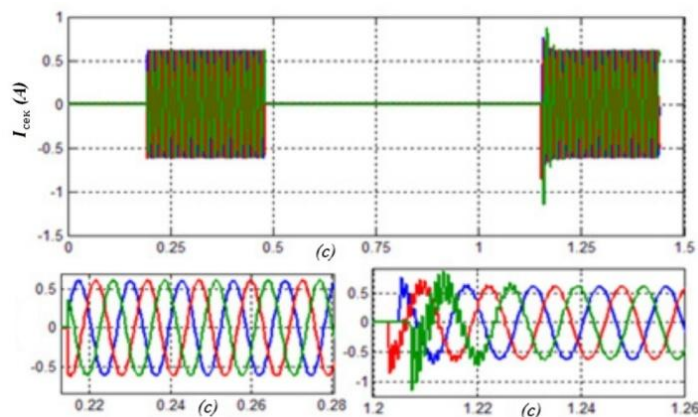


Рис. 3.6. Трифазні вторинні струми запропонованої схеми під час внутрішнього міжвиткового замикання за відсутності пускових струмів

Максимальні та мінімальні значення вторинних фазних струмів з рис. 3.6:

- фаза А –  $I_{a\ max} = 0,6\ A$ ,  $I_{a\ min} = -0,6\ A$ ;
- фаза В –  $I_{b\ max} = 0,6\ A$ ,  $I_{b\ min} = -0,6\ A$ ;
- фаза С –  $I_{c\ max} = 0,6\ A$ ,  $I_{c\ min} = -0,6\ A$ .

Тривалість замикання становила від 0,48 до 1,125 с.

Явище пускового струму, показане на рис. 3.7, отримано в результаті моделювання з використанням середовища MATLAB Simulink.

Можна помітити, що максимальне значення пускового струму у багато разів перевищує номінальний струм. Пускові струми можуть випадково призвести до спрацювання реле захисту. У таких умовах реле повинно бути здатним розрізняти пускові струми та внутрішній струм короткого замикання між витками та затримувати сигнал спрацювання, доки пускові струми не зникнуть, а потім надсилати сигнал спрацювання, як показано на рис. 3.8.

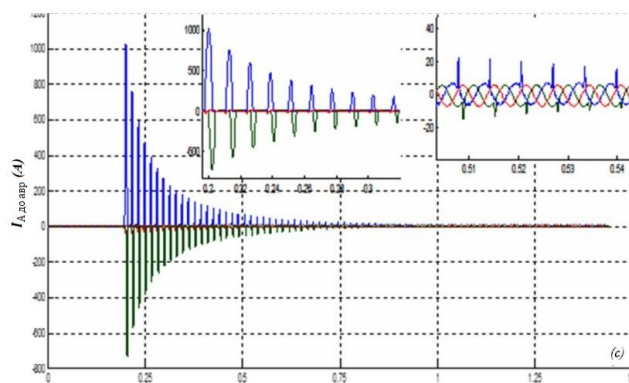


Рис. 3.7. Трифазні пускові струми

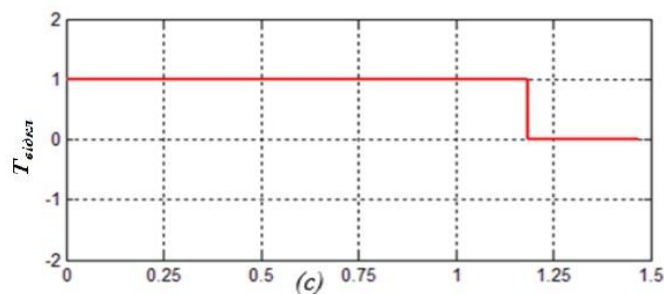


Рис. 3.8. Спрацьовування диференціального реле за 1,17 с

### 3.3. Моделювання роботи алгоритму

На рис. 3.9–3.10 розраховано первинний, вторинний та імпеданс намагнічування на одиницю системи. Ефективність запропонованої процедури під час міжвиткових замикань. Ефективність запропонованого алгоритму диференціального захисту ретельно вивчена та модельована за допомогою MATLAB/Simulink. В умовах міжвиткового короткого замикання. Три набори значень імпедансу силового трансформатора розраховано на одиницю системи.

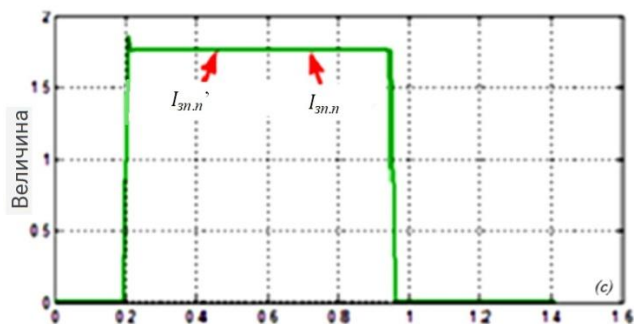


Рис. 3.9. Порівняння амплітуд струму зворотної послідовності  $I_{zn.l}$  та  $I_{zn.l}'$  для  $Z_1 = Z_2 = 0,002$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

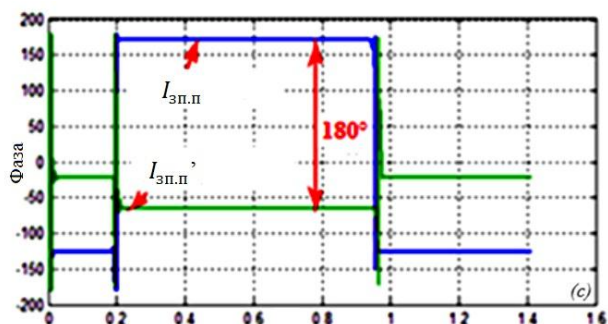


Рис. 3.10. Порівняння фазового зсуву між  $I_{zn.l}$  та  $I_{zn.l}'$  для  $Z_1 = Z_2 = 0,002$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

Потім, по-перше, амплітуди струму зворотної послідовності первинної та вторинної сторін порівнюються з пороговим значенням 2% обмотки. А по-друге, відповідна фаза зсуву між цими струмами зворотної послідовності також порівнюється із заданим рівнем, який становить від  $0^\circ$  до  $3^\circ$ , щоб забезпечити вищий рівень чутливості реле для розпізнавання міжвиткових замикань.

Моделювання проведено для різних розрахованих на одиницю значень первинного імпедансу  $Z_1$ , вторинного імпедансу  $Z_2$  та імпедансу намагнічування  $Z_M$ . Ці значення імпедансів еквівалентні відсотку короткозамкнених витків обмотки 10 %, 3 % та 0,5 %.

**Випадок 1. Міжвиткове замикання на вторинній стороні.** Якщо кількість негативних амплітуд струму вища ніж заданий рівень, а фазовий зсув дорівнює нулю, це означає, що сталося внутрішнє міжвиткове замикання, і повинен бути виданий сигнал відключення.

На рисунку 3.9 показано, що вторинне внутрішнє замикання виток-виток сталося в розрахунковому імпедансі. Значення імпедансу:  $Z_1 = Z_2 = 0,002$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

Відповідні амплітуди струму зворотної послідовності ( $I_{3n.n}$  та  $I_{3n.n}'$ ) порівнюються між собою та із заданим рівнем 2%. Виявляється, що вони дорівнюють та перевищують заданий рівень, як це видно на рис. 3.9.

На рисунку 3.10 показано порівняння фазового зсуву між струмами зворотної послідовності ( $I_{3n.n}$  та  $I_{3n.n}'$ ) під час міжвиткового замикання вторинної обмотки для розрахованих на одиницю імпедансів  $Z_1 = Z_2 = 0,002$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о. Було виявлено, що фазовий зсув між ними становить  $180^\circ$ , що означає, що вони знаходяться в протилежних напрямках, як і очікувалося.

На рисунку 3.11 показано порівняння амплітуд між  $I_{3n.n}$  та  $I_{3n.n}'$  під час міжвинтового замикання для розрахованих імпедансів  $Z_1 = Z_2 = 0,008$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о. З рис. 3.11 видно, що амплітуди струму зворотної послідовності на стороні пошкодження  $I_{3n.n}'$  дорівнюють величині струму зворотної послідовності  $I_{3n.n}$  на справній стороні, і обидві вони вищі за заданий рівень, як і очікувалося.

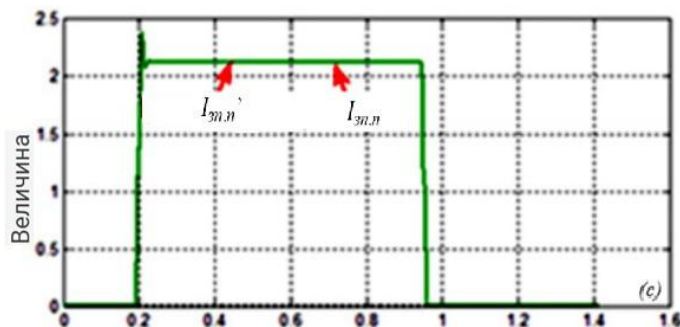


Рис. 3.11. Порівняння амплітуди між  $I_{3n.n}$  та  $I_{3n.n}'$  для  $Z_1 = Z_2 = 0,008$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

На рис. 3.12 видно, що фазовий кут між двома струмами зворотної послідовності  $I_{3n.n}$  та  $I_{3n.n}'$  під час міжвинтового короткого замикання вторинної обмотки становить  $180^\circ$ , це означає, що вони мають протилежні напрямки, що вже доведено попередньою відповідною електричною схемою (рис. 3.1).

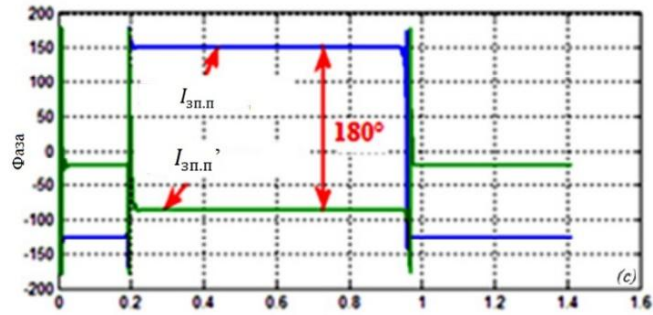


Рис. 3.12. Порівняння фазового кута між  $I_{zn.n}$  та  $I'_{zn.n}$  під час вторинного внутрішньовиткового розриву для  $Z_1 = Z_2 = 0,008$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

На рисунку 3.13 показано рівні амплітуди струмів зворотної послідовності з обох боків силового трансформатора. Це можна побачити на попередній електричній схемі (рис. 3.1), яка ілюструє напрямки струмів зворотної послідовності під час зовнішнього замикання. Можна помітити, що  $I_{zn.n}$  входить з несправної сторони та виходить з іншої сторони, після перетворення на  $I'_{zn.n}$  (рис. 3.14).

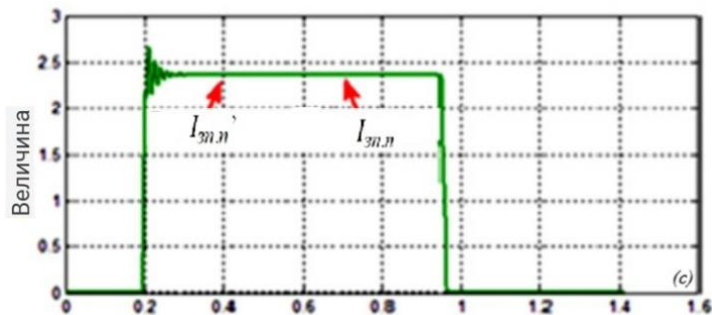


Рис. 5.13. Порівняння амплітуд між  $I_{zn.n}$  та  $I'_{zn.n}$  під час вторинного зовнішнього замикання для  $Z_1 = Z_2 = 0,2$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

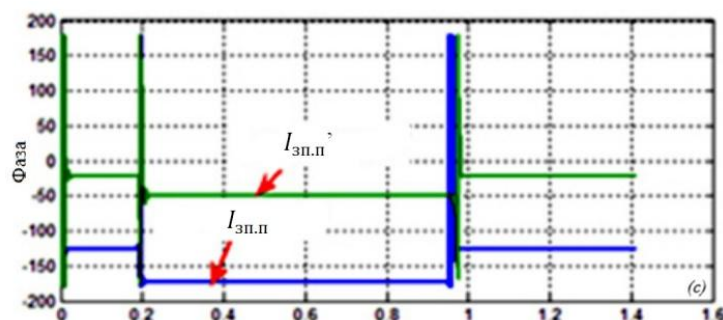


Рис. 3.14. Порівняння фазового кута між  $I_{zn.n}$  та  $I'_{zn.n}$  під час зовнішнього замикання вторинної обмотки для  $Z_1 = Z_2 = 0,2$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

**Випадок 2. Міжвиткове замикання на первинній стороні.** На рисунках 3.15, 3.16 показано, що під час внутрішнього міжвиткового замикання на первинній стороні негативні амплітуди струму ( $I_{3п.в}$ ) значно вищі, ніж амплітуда ( $I_{3п.п}$ ), через наявність замикання в первинній обмотці «дуже високий опір, дуже низький струм згідно з другим законом «Кірхгофа», а фазовий зсув між ними помірний.

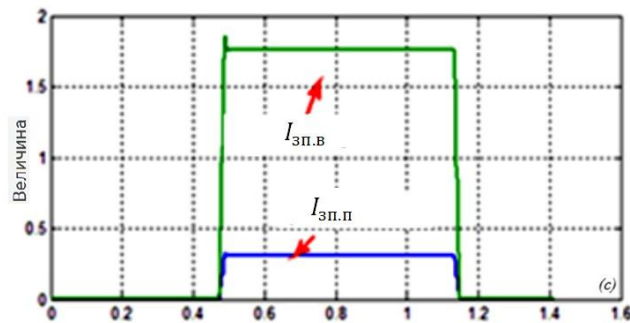


Рис. 5.15. Порівняння амплітуд між  $I_{3п.п}$  та  $I_{3п.в}$  під час внутрішнього міжвиткового замикання, де розраховані імпеданси:

$$Z_1 = Z_2 = 0,002 \text{ в.о.}, Z_M = 0,5 \text{ в.о.}$$

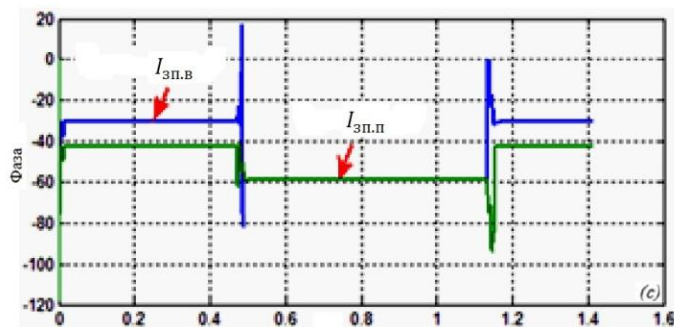


Рис. 5.16. Порівняння фазового кута між  $I_{3п.п}$  та  $I_{3п.в}$  під час внутрішнього міжвиткового замикання, де розраховані імпеданси:

$$Z_1 = Z_2 = 0,002 \text{ в.о.}, Z_M = 0,5 \text{ в.о.}$$

На рисунку 3.17 показано величини струму зворотної послідовності в первинній та вторинній обмотках відповідно  $I_{3п.п}$  та  $I_{3п.в}$  під час внутрішнього міжвиткового замикання для відповідних імпедансів, розрахованих на одиницю системи:  $Z_1 = Z_2 = 0,008 \text{ в.о.}, Z_M = 0,5 \text{ в.о.}$  На рис. 3.18 видно, що амплітуда

вторинного струму зворотної послідовності ( $I_{zn.v}$ ) майже в 3 рази вища, ніж струм зворотної послідовності первинної обмотки.

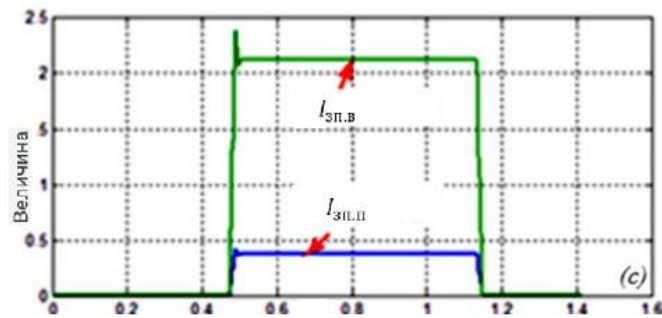


Рис. 3.17. Порівняння амплітуди між  $I_{zn.n}$  та  $I_{zn.v}$  під час внутрішнього міжвиткового замикання для  $Z_1 = Z_2 = 0,008$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

На рисунку 3.18 показано зсув фазового кута між струмами зворотної послідовності ( $I_{zn.n}$ ) та ( $I_{zn.v}$ ), де можна зазначити, що його значення становить близько  $3^\circ$ , оскільки значення імпедансу дуже малі.

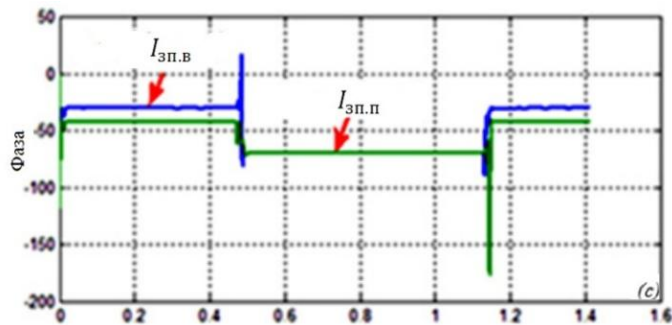


Рис. 3.18. Порівняння фазового кута між  $I_{zn.n}$  та  $I_{zn.v}$  під час внутрішнього міжвиткового замикання для  $Z_1 = Z_2 = 0,008$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

На рис. 3.19 та рис. 3.20 видно, що амплітуда  $I_{zn.v}$  вища, ніж  $I_{zn.n}$ , а фазовий кут між двома відповідними струмами зворотної послідовності під час внутрішнього міжвиткового замикання первинної обмотки майже дорівнює  $0^\circ$ .

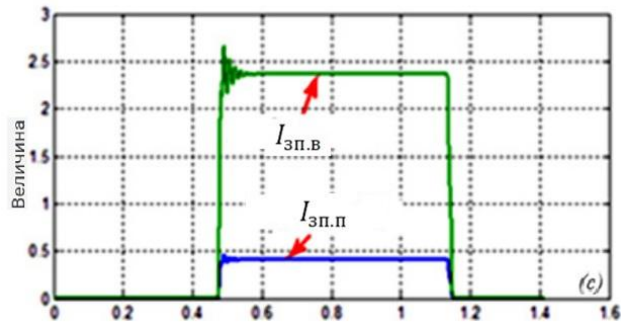


Рис. 3.19. Порівняння амплітуди між  $I_{зп.п}$  та  $I_{зп.в}$  під час внутрішнього міжвиткового замикання для  $Z_1 = Z_2 = 0,2$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

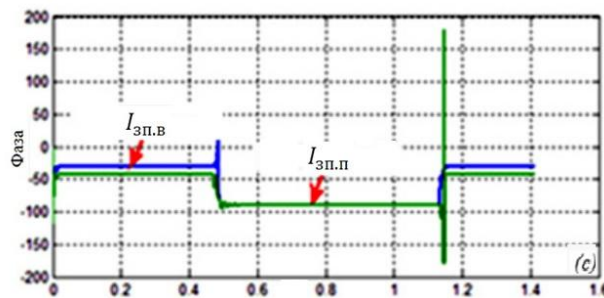


Рис. 3.20. Порівняння фазового кута між  $I_{зп.п}$  та  $I_{зп.в}$  під час внутрішнього міжвиткового замикання для  $Z_1 = Z_2 = 0,2$  в.о.,  $Z_M = 0,5$  в.о.

### 3.4. Висновок до розділу 3

У результаті дослідження розроблено алгоритм диференціального захисту трансформатора на основі струмів зворотної послідовності, який забезпечує точне розпізнавання внутрішніх пошкоджень і стійкість до зовнішніх коротких замикань та пускових струмів. Алгоритм базується на порівнянні амплітуд і фазових зсувів між струмами первинної та вторинної обмоток із порогом 2 % базового струму. Для нормальної роботи фазовий зсув не перевищує  $3^\circ$ , а при внутрішньому міжвитковому замиканні становить близько  $180^\circ$ , що є основним критерієм спрацювання.

Моделювання в MATLAB/Simulink показало, що при зовнішніх замиканнях максимальні струми первинної обмотки досягали 4 кА, а вторинної – 0,7 кА, при цьому реле залишалося стабільним і не спрацьовувало. Під час внутрішніх

міжвиткових замикань амплітуди струмів зворотної послідовності зростали у 2–3 рази, а фазовий зсув сягав  $180^\circ$ , що призводило до формування команди на відключення протягом 0,6–1,2 с. Використання другої гармоніки забезпечило блокування хибних спрацювань під час пуску, коли струми перевищували номінальні у 6–8 разів.

Отримані результати підтвердили високу чутливість алгоритму до міжвиткових замикань (0,5–3 % короткозамкнених витків) та надійну селективність дії. Впровадження такого алгоритму у мікропроцесорні пристрої релейного захисту підстанції «Чехівська» 110/6 кВ дозволить підвищити точність, швидкодію та безпеку системи електрозахисту.

## 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

**Організація охорони праці в АТ «Сумиобленерго».** Організація охорони праці в АТ «Сумиобленерго» здійснюється відповідно до вимог чинного законодавства України, нормативних актів з безпеки праці, галузевих стандартів та внутрішніх положень підприємства. Основою є системний підхід, який охоплює планування, фінансування, контроль, навчання персоналу та забезпечення працівників усіма необхідними засобами для безпечної роботи.

Планування заходів з охорони праці проводиться щорічно на підставі аналізу виробничого травматизму, результатів перевірок стану безпеки праці та пропозицій структурних підрозділів. Розробляються комплексні плани, які передбачають технічні, організаційні, санітарно-гігієнічні та профілактичні заходи, спрямовані на усунення небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

Фінансування заходів з охорони праці здійснюється за рахунок коштів підприємства відповідно до статті 19 Закону України «Про охорону праці». У кошторисі АТ «Сумиобленерго» передбачаються витрати на проведення навчання, атестацію робочих місць, забезпечення засобами індивідуального захисту, ремонт вентиляційних систем, медичні огляди та інші заходи, спрямовані на поліпшення умов праці.

Питання охорони праці включаються до колективного договору підприємства. Умовами договору передбачено обов'язки адміністрації щодо створення безпечних умов праці, проведення обов'язкових інструктажів, забезпечення працівників спецодягом, засобами захисту та санітарно-побутовими приміщеннями. Працівники мають право відмовитися від виконання робіт, якщо існує загроза їх життю або здоров'ю, про що вони повинні негайно повідомити керівника.

Організація навчання з питань охорони праці передбачає наявність затверджених програм первинного, повторного, позапланового та цільового інструктажів. У кожному структурному підрозділі ведуться журнали реєстрації інструктажів. Працівники, які виконують роботи підвищеної небезпеки,

проходять спеціальне навчання та перевірку знань з оформленням відповідних протоколів атестації.

Забезпечення спецодягом, засобами індивідуального захисту та санітарно-побутовими умовами проводиться згідно з нормативами галузі. Працівникам видаються костюми, каски, рукавиці, окуляри, респіратори, діелектричні рукавички та інші засоби залежно від специфіки виконуваних робіт. На виробничих дільницях облаштовані кімнати відпочинку, душові, гардеробні, пункти обігріву та питна вода.

Відповідальність за стан охорони праці покладається на керівників структурних підрозділів, головних інженерів, начальників служб і майстрів. Вони зобов'язані організувати безпечні умови праці, контролювати виконання інструкцій, забезпечувати проведення навчання і перевірку знань, а також негайно усувати виявлені порушення. Порушення вимог охорони праці тягне за собою дисциплінарну, адміністративну або кримінальну відповідальність відповідно до законодавства України.

**Аналіз шкідливих та небезпечних факторів при експлуатації силових трансформаторів.** Експлуатація силових трансформаторів супроводжується дією ряду шкідливих і небезпечних виробничих факторів, які можуть призвести до травмування персоналу, пошкодження обладнання або виникнення аварійних ситуацій. Основна мета аналізу – визначення потенційних небезпек, їхніх джерел і розробка заходів для попередження негативних наслідків.

Під час роботи трансформаторів можливий вплив електричного струму, підвищеної температури, шуму, вібрацій, токсичних випарів, а також механічних і пожежонебезпечних факторів. Важливим є дотримання правил технічної експлуатації, використання засобів індивідуального захисту та проведення регулярного контролю стану обладнання.

Схема логічних небезпек при експлуатації силових трансформаторів наведена в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. – Схема логічних небезпек при експлуатації трансформаторів

№ з/п	Потенційна небезпека / фактор	Джерело або причина виникнення	Можливі наслідки	Профілактичні заходи
1	Електричний удар	Дотик до струмопровідних частин трансформатора або вторинних кіл	Ураження електричним струмом, летальний випадок	Ізоляція обладнання, застосування діелектричних засобів, заборона робіт під напругою без наряду
2	Коротке замикання	Пошкодження ізоляції обмоток, дефекти вводів або комутаційної апаратури	Пожежа, вибух, пошкодження обладнання	Регулярні випробування ізоляції, контроль струмів, технічне обслуговування
3	Перегрів трансформатора	Перевантаження, погане охолодження, несправність вентиляції	Руйнування ізоляції, займання масла	Контроль температури, техогляди систем охолодження
4	Вибух і займання трансформаторного масла	Іскріння, коротке замикання, перегрів активної частини	Пожежа, травмування персоналу, пошкодження будівель	Використання вогнестійкого масла, пожежна сигналізація, системи гасіння
5	Викид гарячого масла	Розрив бака, надлишковий тиск	Опіки, пожежа	Перевірка тиску, герметичність, справність газового реле
6	Шум та вібрація	Робота магнітопроводу, зношення кріплень	Погіршення умов праці, втома, порушення слуху	Звукоізоляція, техобслуговування кріплень
7	Токсичні випари	Перегрів масла, розкладання ізоляційних матеріалів	Отруєння, подразнення дихальних шляхів	Вентиляція, контроль температури, використання респіраторів
8	Роботи на висоті	Обслуговування вводів, баків, систем охолодження	Падіння з висоти, травми	Використання запобіжних поясів, драбин і площадок із поручнями
9	Механічні травми	Переміщення або монтаж трансформатора, використання вантажопідіймальної техніки	Удари, защемлення, переломи	Дотримання правил підйомно-транспортних робіт, використання касок і спецвзуття
10	Недостатній рівень освітлення або організації робочого місця	Роботи у вечірній час або в закритих приміщеннях	Падіння, неправильні дії, травмування	Забезпечення нормованого освітлення, організація робочого простору

**Розробка заходів щодо покращення питань з охорони праці на підприємстві.** Покращення стану охорони праці в АТ «Сумиобленерго» передбачає реалізацію комплексу організаційних, технічних, санітарно-гігієнічних та соціально-економічних заходів, спрямованих на створення безпечних умов праці, зниження рівня виробничого травматизму та підвищення культури безпеки працівників.

Першочерговим завданням є удосконалення системи управління охороною праці. Це включає оновлення внутрішніх положень, посадових інструкцій та алгоритмів дій у надзвичайних ситуаціях. Доцільно створити електронну систему обліку інструктажів, контролю проходження медичних оглядів і навчання працівників, що дозволить підвищити дисципліну та прозорість у сфері безпеки праці.

Важливим напрямом є модернізація технічного стану обладнання. Необхідно забезпечити планову заміну застарілих силових трансформаторів, розподільних пристроїв і засобів комутації, а також упровадити системи моніторингу стану електрообладнання з дистанційним контролем температури, вологості та струмових перевантажень. Це сприятиме своєчасному виявленню несправностей і запобіганню аваріям.

Суттєве значення має підвищення рівня професійної підготовки персоналу. Доцільно впровадити регулярні тренінги, майстер-класи та моделювання аварійних ситуацій із використанням сучасних мультимедійних засобів навчання. Розробка нових програм інструктажів з урахуванням специфіки кожного робочого місця дозволить підвищити усвідомлення ризиків і відповідальність працівників.

Особливу увагу необхідно приділити питанням забезпечення працівників засобами індивідуального захисту. Рекомендується перейти на сертифіковані ЗІЗ нового покоління з підвищеним комфортом і довговічністю, а також організувати централізований облік їх видачі та заміни через електронні журнали.

Не менш важливим є поліпшення санітарно-побутових умов. Слід модернізувати побутові приміщення, обладнати кімнати відпочинку, душові та гардеробні, забезпечити питною водою і вентиляцією робочі дільниці. Це позитивно вплине на самопочуття персоналу і продуктивність праці.

Ключову роль у підвищенні рівня безпеки відіграє формування культури охорони праці. Доцільно впровадити систему мотивації та заохочення працівників за дотримання вимог безпеки, організувати тематичні дні безпеки, конкурси та інформаційні кампанії.

Запропоновані заходи дозволять підвищити ефективність управління охороною праці, зменшити ризик травматизму і створити безпечні умови праці для всіх працівників підприємства.

**Висновок до розділу 4.** У розділі розглянуто стан охорони праці в АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» та визначено основні небезпечні фактори під час експлуатації силових трансформаторів. Встановлено, що головні ризики пов'язані з ураженням електричним струмом, перегрівом, пожежонебезпекою та механічними травмами.

Запропоновані заходи спрямовані на вдосконалення системи управління охороною праці, підвищення кваліфікації персоналу, поліпшення технічного стану обладнання та умов праці. Реалізація цих дій забезпечить зниження виробничих ризиків і підвищення рівня безпеки на підприємстві.

## 5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Обчислення економічного ефекту та ефективності захисту трансформатора ґрунтується на аналізі збитків підприємства під час аварії і дозволяє оцінити, наскільки захист є дієвим.

При розрахунку враховуються:

- витрати на відновлення обладнання, що вийшло з ладу;
- втрати через припинення електропостачання.

Тривалість перерви в подачі електроенергії залежить від багатьох умов: наявності чергового персоналу, швидкості реагування та заходів для відновлення живлення.

Збитки у разі припинення електропостачання розраховуємо за формулою:

$$Y = (a + b \cdot t) \cdot P, \quad (5.1)$$

де,  $a$  – постійна частина шкоди, яка не залежить від тривалості або відсутності електропостачання  $a = 211,23 \text{ грн/кВт}$ ;

$b$  – змінна частина шкоди, яка залежить від типу споживачів,  $b = 2147,45 \text{ грн/кВт}$ ;

$t$  – період відсутності електропостачання, 1 год;

$S_T$  – потужність, яка відключається за відмови релейної захисту, 25000 кВт.

Значення  $P$  визначимо за такою формулою:

$$P = 0,7 \cdot S_T \cdot \cos\phi \cdot K_{II}, \quad (5.2)$$

де,  $K_{II}$  - коефіцієнт попиту, приймаємо рівним 0,6.

$$P = 0,7 \cdot 25000 \cdot 0,9 \cdot 0,6 = 9450 \text{ кВт}$$

Оцінка збитків для споживачів:

$$U_{\text{спож}} = (211,23 + 2147,45 \cdot 1) \cdot 9450 = 22389526 \text{ грн}$$

Розраховуємо сумарні збитки:

$$B_{\text{сум}} = B_{\text{звор}} + B_{\text{пот}}, \quad (5.3)$$

$$B_{\text{сум}} = 5335500 + 22389526 = 27725026 \text{ грн}$$

Для визначення умовного економічного результату, який передбачає можливість уникнути шкоди:

$$k_n = 1 - k_{\text{отк}}, \quad (5.4)$$

За наявності застарілих електромеханічних елементів середнє число відмов релейного захисту на рік для однієї підстанції приймається  $k_{n1}=0,3$ . Відповідно умовний економічний результат буде дорівнювати:

$$P_1 = B_{\text{сум}} \cdot k_{n1}, \quad (5.5)$$

$$P_1 = 27725026 \cdot (1 - 0,3) = 19407518,2 \text{ грн}$$

Середня кількість відмов релейного захисту на одній підстанції за рік при використанні мікропроцесорних пристроїв РЗА приймається рівною  $k_{n1} = 0,1$ .

$$P_2 = B_{\text{сум}} \cdot k_{n2}, \quad (5.6)$$

$$P_2 = 27725026 \cdot (1 - 0,1) = 24952523,40 \text{ грн}$$

У загальному вигляді до складу витрат на виконання проекту входять капітальні та поточні витрати.

Розрахунок собівартості продукту наведено у табл. 5.1

Таблиця 5.1 – Розрахунок собівартості продукту

Найменування статей калькуляції	Результат, грн.	
	1 Варіант (базовий)	2 Варіант (проектований)
1. Матеріали та обладнання	71323	450840
2. Основна заробітна плата	21960	15670
3. Додаткова заробітна плата (10%)	2196	1567
4. Соціальні витрати (22%)	5314,32	3792,14
5. Загальнопромислові витрати (3%)	2139,69	13525,20
6. Адміністративні виплати	3566,15	22542
Всього(повна собівартість)	106499,16	507936,34

Повна собівартість проекту по улаштуванню МПУ РЗА складає:

$V_1 = 106499,16$  грн, собівартість базового варіанта  $V_2 = 507936,34$  грн

Розраховуємо економічний ефект:

Для 1 варіанта:

$$E_1 = P_1 - V_1, \quad (5.7)$$

$$E_1 = 19407518,20 - 106499,16 = 13301019,04 \text{ грн}$$

Для 2 варіанти:

$$E_2 = P_2 - V_2, \quad (5.8)$$

$$E_2 = 24952523,40 - 507936,34 = 24444587,06 \text{ грн}$$

Аналіз економічного ефекту базового і проектного варіантів свідчить, що вкладення коштів у РЗА трансформатора на основі МПП обґрунтоване і більш вигідне  $E_2 > E_1 = 24444587,06 > 13301019,04$  на  $11143568,02$  грн.

Економічна ефективність:

$$e = \frac{E}{B}, \quad (5.9)$$

$$e = \frac{24444587,06}{507936,34} = 48,12$$

Іншими словами, кожна гривня, витрачена на захист обладнання підстанції, приносить власнику економію в  $48,12$  грн.

Розрахунки показують, що заміна електромагнітних терміналів захисту на мікропроцесорні є доцільною і ефективною.

**Висновки до розділу 5.** Проведене економічне обґрунтування підтверджує доцільність впровадження мікропроцесорних пристроїв релейного захисту (МПП РЗА) на силових трансформаторах підстанцій. Розрахунки показали, що перехід від застарілих електромеханічних елементів до сучасних МПП дозволяє суттєво знизити кількість відмов релейного захисту, що безпосередньо впливає на зменшення аварійних простоїв і втрат електропостачання.

Загальні збитки підприємства у разі відмови захисту становлять  $27,7$  млн грн. При цьому умовний економічний результат для базового варіанта (електромеханічного захисту) склав  $19,4$  млн грн, а для проектного (мікропроцесорного) –  $24,95$  млн грн. Таким чином, впровадження сучасних МПП дозволяє уникнути додаткових втрат у розмірі понад  $11,1$  млн грн на рік.

Розрахунок собівартості проекту засвідчив, що капітальні та поточні витрати на впровадження МПП є відносно невеликими порівняно з очікуваним економічним ефектом. Економічна ефективність системи становить  $e = 48,12$ , що означає: кожна гривня, інвестована у модернізацію релейного захисту, забезпечує економію  $48,12$  грн.

## ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

У магістерській роботі «Підвищення ефективності роботи системи релейного захисту силових трансформаторів ПС 110/6 кВ в умовах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» виконано комплексне технічне, розрахункове та експериментальне дослідження, спрямоване на удосконалення системи релейного захисту силових трансформаторів підстанції «Чехівська» з метою підвищення надійності, швидкодії та економічної ефективності її роботи.

### Основні висновки

1. Проведений аналіз електричних ланцюгів та обладнання підстанції «Чехівська» засвідчив, що діюча схема відкритого розподільчого пристрою (ВРП) 110 кВ потребує модернізації через обмежену гнучкість комутаційних операцій і знижену надійність у разі аварій. Запропонована схема «міст із вимикачем у перемичці» з установленням елегазових вимикачів типу GL-312 F1P та роз'єднувачів SGF123n-100Y1 дозволяє підвищити рівень керованості, безпеки та оперативності при експлуатації.

2. Розрахунки струмів короткого замикання (17,47 кА на шині 110 кВ та 37,17 кА на шині 6 кВ) дали змогу правильно підібрати високовольтні апарати з урахуванням їхньої термічної та динамічної стійкості, що гарантує довговічність і надійність елементів системи.

3. Вибір сучасного мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики ABB RET 670 обґрунтовано його універсальністю, високою швидкістю, можливістю інтеграції в АСУ ТП, самодіагностикою та гнучким налаштуванням уставок. Розрахунки параметрів уставок підтвердили їх відповідність нормативним вимогам і забезпечили селективність спрацювання захистів.

4. Розроблений алгоритм диференціального захисту на основі струмів зворотної послідовності забезпечує підвищену чутливість до міжвиткових замикань (0,5–3 % короткозамкнених витків), надійність від зовнішніх коротких замикань і захист від хибних спрацювань під час пуску. Моделювання в

середовищі MATLAB/Simulink підтвердило правильність роботи алгоритму, його швидкодію (0,6–1,2 с) та здатність точно розпізнавати характер пошкодження.

5. Економічне обґрунтування показало, що впровадження сучасних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту забезпечує щорічну економію понад 11,1 млн грн за рахунок скорочення аварійних простоїв і втрат електроенергії. Коефіцієнт економічної ефективності становить  $\varepsilon = 48,12$ , тобто кожна вкладена гривня приносить економічний ефект у 48,12 грн.

Комплексна модернізація системи релейного захисту трансформаторів дозволяє підвищити рівень надійності енергопостачання, зменшити ризики технологічних порушень і забезпечити стаке функціонування енергосистеми АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО».

Рекомендації:

1. Впровадити мікропроцесорні пристрої типу ABB RET 670 на підстанціях АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО» з метою поетапної заміни електромеханічних реле, що вичерпали свій ресурс.

2. Модернізувати схему ВРП 110 кВ підстанції «Чехівська» із переходом на конфігурацію «міст із вимикачем у перемичці», що забезпечить підвищення гнучкості комутацій та ремонтпридатності.

3. Розширити функціональні можливості АСУ ТП шляхом інтеграції сучасних систем моніторингу параметрів струмів, напруг і стану апаратури.

4. Здійснювати періодичний контроль параметрів трансформаторів і релейного захисту із застосуванням програмно-апаратних комплексів діагностики, що дасть змогу своєчасно виявляти відхилення.

5. Проводити навчання персоналу з експлуатації та налаштування мікропроцесорних систем РЗА для підвищення кваліфікації й ефективності обслуговування.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. IEEE Standard C37.91-2021. IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers. New York: IEEE, 2021. 64 p.
2. IEEE Standard C57.109-2018. IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformers Through-Fault-Current Duration. New York: IEEE, 2018. 58 p.
3. IEC 60255-1:2022. Measuring relays and protection equipment – Part 1: Common requirements. Geneva: IEC, 2022. 96 p.
4. IEC 60076-7:2018. Power transformers – Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. Geneva: IEC, 2018. 124 p.
5. IEC 60076-8:1997. Power transformers – Part 8: Application guide. Geneva: IEC, 1997. 92 p.
6. Blackburn J.L., Domin T.J. Protective Relaying: Principles and Applications. 4th ed. Boca Raton: CRC Press, 2014. 694 p.
7. Horowitz S.H., Phadke A.G., Henville C.F. Power System Relaying. 5th ed. Hoboken: Wiley, 2022. 576 p.
8. Hitachi Energy (ABB). RET670 Transformer Protection. Technical Manual (1MRK 504 164-UUS). Västerås: Hitachi Energy, 2022. 412 p.
9. ABB. RET620 ANSI Application Manual (555987\_ENa). Zurich: ABB, 2014. 88 p.
10. Hitachi Energy. Relion 670 Series: RET670 – Transmission Transformer Protection. Västerås: Hitachi Energy, 2024. 64 p.
11. Mieske F., Mitra P., Palensky P. Dependability analysis of the negative-sequence turn-to-turn fault protection. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2024. Vol. 158. Art. No. 108376. DOI: 10.1016/j.ijepes.2024.108376.
12. Solak K., Akar O. Negative-sequence current integral method for detection of turn-to-turn faults in power transformers. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2022. Vol. 137. Art. No. 107836. DOI: 10.1016/j.ijepes.2022.107836.

13. Zacharias D., Gokaraju R., et al. Prototype of a negative-sequence turn-to-turn fault detection scheme for transformers. Saskatoon: University of Saskatchewan, 2016. Tech. rep. TR-EE-16-08.
14. Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). Negative-Sequence Differential Protection – Principles, Benefits, and Applications. Pullman: SEL, 2018. 12 p.
15. CIGRÉ Science & Engineering. Sensitive Turn-to-Turn Fault Protection for Power Transformers Using Incremental Negative-Sequence Differential Methods. CSE, No. 38, 2019. pp. 42–53.
16. Onah A.J. Transformer differential protection. *European Journal of Engineering Research and Science*. 2020. Vol. 5, No. 7. pp. 774–781. DOI: 10.24018/ejers.2020.5.7.2067.
17. Öztekin M., et al. Transformer differential protection with wavelet-based discrimination of inter-turn faults and inrush. *Protection and Control of Modern Power Systems*. 2025. Vol. 10, No. 1. pp. 1–11.
18. Zitouni M., et al. Improvement of power transformer differential protection through detection and exploitation of the negative-sequence currents. *SSRN Electronic Journal*. 2022. DOI: 10.2139/ssrn.4058791.
19. Dashti R., et al. A new operational characteristic for diagnosing the healthy state from internal faults and inrush in transformers. *Electric Power Systems Research*. 2022. Vol. 213. Art. No. 108640.
20. Krishnamurthy S., et al. IEC-61850 standard-based harmonic blocking scheme for transformer differential protection. *Protection and Control of Modern Power Systems*. 2019. Vol. 4, No. 1. pp. 1–9.
21. Guzmán A., Zocholl S., Benmouyal G., Altuve H.J. A current-based solution for transformer differential protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2001. Vol. 16, No. 4. pp. 485–491.
22. Raichura M., et al. Review of methodologies used for detection of magnetising inrush current in power transformers. *IET Energy Systems Integration*. 2021. Vol. 3, No. 2. pp. 99–109.

23. CIGRÉ Working Group A2.37. Transformer Reliability Survey (Technical Brochure 642). Paris: CIGRÉ, 2015. 112 p.
24. Udren E. IEEE PSRCC and IEC Standards for Protective Relays. IEEE Power System Relaying Committee Tutorial Report. 2017. pp. 1–28.
25. Лагутін Г. І., Назаренко В. В., Кусакін Ю. О. Особливості застосування мікропроцесорних терміналів для релейного захисту силових трансформаторів. Системи обробки інформації. 2021. Вип. 66. С. 48–55. DOI: 10.30748/soivt.2021.66.08.
26. Черкашина В. В. Аналіз алгоритмів роботи диференційного релейного захисту. Енергетичні системи, електротехніка, електроніка. 2023. № 2. С. 75–82.
27. Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Релейний захист та автоматика електричних станцій: електронний навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 135 с.
28. Гричук Д. О. Релейний захист трансформатора ПС 35/10 кВ: пояснювальна записка до дипломного проекту. Полтава: ПолтНТУ, 2021. 62 с.
29. Беляєв С. М., Дьяченко А. С. Підвищення надійності релейного захисту трансформаторів шляхом використання мікропроцесорних пристроїв. Вісник Національного технічного університету «ХПІ» – Енергетика: надійність та ефективність. 2022. № 1. С. 37–44.
30. Хворост Т.В, Василенко О.О., Семерня О.В., Шандиба О.Б. (2021). Методичні вказівки до виконання розділу «Охорона праці» в дипломних роботах студентами інженерно-технологічного факультету Ступінь вищої освіти: магістр. - Суми: СНАУ, 2021. – 10 с.
31. Основи охорони праці: Навчальний посібник / За ред.. проф.. В.В. Березуцького. – Х.: Факт, 2005 – 480с.
32. Мазаракі А.А. Економіка торговельного підприємства. / А. А. Мазаракі, Л. О. Лігоненко, Н. М. Ушакова – К. 1999.

# ДОДАТКИ