

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки і електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

ОПТИМІЗАЦІЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ АВТОМАТИКИ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ДЕА-ЕБ23мг-2
Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/ Андрій ФІЛАТКІН
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ Ганна ГРІНЧЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/ Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки і електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Енергетична безпека

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

К.Т.Н., доцент Артем ЧЕРНЮК
(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

« ____ » _____ 2024 р.

- ЗАВДАННЯ**
на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти
здобувачу вищої освіти Андрію Філаткіну
1. Тема «Оптимізація функціонування систем автоматики ліній електропередавання для підвищення рівня енергетичної безпеки» затверджена наказом по університету № 4801-5/3345 від «12» жовтня 2024 р.
 2. Термін здачі закінченої роботи «10» грудня 2024 р.
 3. Вихідні дані до роботи/проєкту Типи систем автоматичного управління та їх функціональні можливості, характеристики ліній електропередавання (напруга, струм, частота, перетин та матеріал проводів, дані про аварії та відмови в системах електропередавання.
 4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
ВСТУП; РОЗДІЛ 1. ЕФЕКТИВНІСТЬ АПВ: ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ; РОЗДІЛ 2. ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ІНТЕГРАЦІЯ СУЧАСНИХ ПРОГРАМНИХ РІШЕНЬ У РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ; ВИСНОВКИ
 5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):
Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «12» жовтня 2024 р.

Керівник

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

_____Андрій ФЛАТКІН

(підпис)

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/ п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	12.10.24 – 15.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	16.10.24 – 23.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	24.10.24 – 01.11.24	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи	02.11.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка)

(підпис)

Андрій ФЛАТКІН

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. ЕФЕКТИВНІСТЬ АПВ: ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ

1.1. Класифікація АПВ та умови їх використання

1.2. Використання АПВ: обмеження та вимоги

1.3. Оптимізація чутливості струмових і дистанційних захистів

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

РОЗДІЛ 2. ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ІНТЕГРАЦІЯ СУЧАСНИХ ПРОГРАМНИХ РІШЕНЬ У РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

2.1. Автоматизація захисних заходів для ЛЕП надвисокої напруги

2.2. Аналіз та оптимізація систем АПВ

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АПВ - автоматичне повторне включення;

ШВН - шафа відбору напруги;

ЕС – електростанція;

ВН - висока напруга;

СН – середня напруга;

НН – низька напруга;

ТП – трансформаторна підстанція;

ЛЕП – лінія електропередавання;

РЗіА – релейний захист і автоматика;

к.з. – короткі замикання;

ПЛЕП – повітряні лінії електропередавання;

ДФЗ - диференційно-фазний захист;

ОАПВ – однофазне автоматичне повторне включення;

КППК - керовані пристрої поздовжньої компенсації;

НАПВ – несинхронне автоматичне повторне включення;

ШАПВ – швидкодіюче автоматичне повторне включення;

АПВ ОС - автоматичне повторне включення із очікуванням синхронізму;

АПВ УС - автоматичне повторне включення із уловлюванням синхронізму;

АПВС- автоматичне повторне включення у з'єднанні із самосинхронізацією генераторів;

АПВ КС – автоматичне повторне включення із контролем синхронізму.

РЕФЕРАТ

Реферат до магістерської роботи з теми «**Оптимізація функціонування систем автоматики ліній електропередавання для підвищення рівня енергетичної безпеки**»

Філаткіна Андрія

Магістерська робота виконана на ____ сторінок, містить ____ таблиць, ____ рисунків, що характеризують результати дослідження, додатки, використано літературних джерел.

Енергетична безпека є однією з ключових складових національної безпеки будь-якої країни. Надійність і ефективність систем електропостачання відіграють важливу роль у забезпеченні стабільної роботи всіх галузей економіки та комфорту населення. Одним із важливих аспектів підвищення енергетичної безпеки є оптимізація функціонування систем автоматики ліній електропередавання (ЛЕП).

Метою даної роботи є дослідження сучасних технологій та методів, що використовуються для автоматизації ЛЕП, і розробка рекомендацій для їх оптимізації з метою підвищення рівня енергетичної безпеки.

Для досягнення поставленої мети використовуються такі методи: аналіз літературних джерел, моделювання процесів роботи ЛЕП, розробка та тестування нових алгоритмів, економічний аналіз ефективності.

Визначено основні напрями розвитку систем автоматизації ЛЕП, зокрема використання мікропроцесорних реле, інтелектуальних систем управління та автоматичного повторного включення (АПВ).

Проведено порівняльний аналіз ефективності різних типів систем захисту та управління ЛЕП.

Оптимізація функціонування систем автоматики ЛЕП є важливим кроком до підвищення рівня енергетичної безпеки. Використання сучасних технологій та новітніх алгоритмів управління дозволяє значно підвищити надійність та

ефективність електропостачання, знижуючи ризики аварійних ситуацій та забезпечуючи стабільну роботу електромереж. Впровадження рекомендацій, розроблених у даній роботі, сприятиме підвищенню рівня енергетичної безпеки та задоволенню зростаючих потреб суспільства у надійному електропостачанні.

СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І
АВТОМАТИКА, ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, АВТОМАТИЧНЕ
ПОВТОРНЕ ВКЛЮЧЕННЯ, ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ

ABSTRACT

Abstract on the master's work on the topic «**Optimization of the functioning of automation systems of power transmission lines to increase the level of energy security**»

FILATKIN ANDRII

The master's work is executed on ____ pages, contains ____ tables, ____ drawings, which characterize the results of research, additions, used literary sources.

Energy security is one of the key components of national security of any country. Reliability and efficiency of power supply systems play an important role in ensuring the stable operation of all sectors of the economy and the comfort of the population. One of the important aspects of improving energy security is the optimization of the functioning of automation systems of power transmission lines.

The purpose of this work is to study modern technologies and methods used to automate power lines, and develop recommendations for their optimization in order to increase the level of energy security.

To achieve this goal, the following methods are used: analysis of literary sources, modeling of the processes of power lines, development and testing of new algorithms, economic analysis of efficiency.

The main directions of development of power transmission line automation systems, in particular the use of microprocessor relays, intelligent control systems and automatic reclosing (APV), have been determined.

A comparative analysis of the effectiveness of different types of power transmission line protection and control systems was carried out.

Optimization of the functioning of power transmission line automation systems is an important step towards increasing the level of energy security. The use of modern technologies and the latest control algorithms can significantly increase the reliability and efficiency of power supply, reducing the risk of emergencies and ensuring the stable operation of power grids. The implementation of the

recommendations developed in this paper will contribute to increasing the level of energy security and meeting the growing needs of society for reliable electricity supply.

POWER SUPPLY, RELAY PROTECTION AND AUTOMATION, POWER LINES, AUTOMATIC SWITCHING ON, DIFFERENTIAL PROTECTION.

ВСТУП

Одним із пріоритетних напрямків, який сприяє надійності роботи систем електропостачання, є застосування уніфікованої технічної політики щодо розробки та експлуатації релейного захисту і автоматики, а також засобів визначення місць пошкодження ліній електропередавання (ЛЕП). Важливість такого підходу полягає у підвищенні точності та оперативності реагування на аварійні ситуації, що, у свою чергу, забезпечує стабільну та надійну роботу електромереж.

Визначення місць пошкоджень в електричних мережах напругою 110-750 кВ є одним із ключових факторів, що підвищують надійність електропостачання споживачів. Ефективне та швидке визначення місця пошкодження дозволяє не лише мінімізувати час простою, але і зменшити витрати на обслуговування та ремонт, підвищуючи загальну економічність експлуатації електромереж. До того ж, це сприяє забезпеченню безпеки обслуговуючого персоналу.

Одними з найбільш вразливих елементів електричних мереж є лінії електропередачі. Статистичні дані свідчать, що основним видом пошкоджень є однофазні короткі замикання, на які припадає близько 65% усіх випадків. На двофазні короткі замикання на землю припадає приблизно 20%, двофазні короткі замикання складають 10%, а симетричні короткі замикання – 5%.

Застосування індикаторів пошкоджень значно скорочує час, необхідний для локалізації та усунення пошкоджень на повітряних лініях. Завдяки своєчасному визначенню місць коротких замикань можна запобігти аварійним відключенням ліній, що, своєю чергою, підвищує надійність та стабільність роботи всієї електромережі. Впровадження таких технологій є важливим кроком до забезпечення безперебійного та безпечного постачання електроенергії споживачам.

Також використання засобів для визначення місць пошкоджень дозволяє оцінити правильність вибору налаштувань пристроїв релейного захисту та автоматики для конкретних приєднань. На сьогоднішній день питання

формування єдиних та узгоджених технічних вимог до систем релейного захисту та автоматики (РЗіА) електроенергетичних систем є особливо актуальним. Це пов'язано з активним впровадженням мікропроцесорних систем на основі сучасної елементної бази, а також з порушенням традиційних зв'язків між виробниками апаратури та організаціями, що її експлуатують.

Наразі в сучасних мережах здебільшого використовуються електромеханічні пристрої, з меншою кількістю мікроелектронних систем. В закордонних країнах масове виробництво і використання мікроелектронних пристроїв почалося ще на початку 80-х років, завдяки відомим світовим виробникам.

Досвід експлуатації мікроелектронних пристроїв в інших країнах, порівняно з нашою, показує наступне: системи захисту, управління та контролю на основі мікроелектронної бази демонструють кращі показники надійності та мають нижчі експлуатаційні витрати в порівнянні з традиційними системами. Ці сучасні системи суттєво підвищують надійність електропостачання, роблячи його більш стабільним і економічно ефективним.

Зараз ведуться розробки окремих мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), проте вони поки що не використовуються широко в експлуатації. Є лише обмежений досвід використання одиничних зразків мікропроцесорних пристроїв РЗА закордонного виробництва. Поряд з цими пристроями застосовуються також засоби для визначення місць пошкодження ліній електропередавання (ЛЕП) та реєстратори аварійних ситуацій. Це підкреслює важливість формування загальних вимог до розробки, проектування та подальшої експлуатації пристроїв РЗА.

Розв'язання цього завдання потребує ретельного аналізу алгоритмів і програм функціонування пристроїв, узагальнення досвіду їх експлуатації, а також пристроїв для визначення місць пошкодження. Особливу увагу слід приділити їх реалізації на основі мікропроцесорної техніки.

Сучасні вимоги до роботи пристроїв релейного захисту та автоматики електроенергетичних систем постійно зростають у зв'язку з необхідністю

технічного вдосконалення алгоритмів їх роботи. Підвищення селективності та стійкості функціонування РЗА пов'язано з широким впровадженням мікропроцесорної техніки, яка дозволяє програмно реалізувати складні алгоритми захисту без значного збільшення вартості обладнання.

Надійність функціонування релейного захисту і автоматики ліній електропередавання (ЛЕП) напругою 110 кВ та вище з двостороннім живленням, відповідно до нормативних документів, повинна забезпечуватися встановленням двох комплектів захисту: основного та резервного. Основний захист повітряних ЛЕП здійснюється за допомогою диференційно-фазного захисту (ДФЗ).

Стабільність електроенергетичної системи при порушеннях нормального режиму роботи, пов'язаних із короткими замиканнями, залежить не лише від ефективності основного захисту, але й від роботи автоматики ЛЕП. Це особливо актуально для завантажених ЛЕП, де відключення короткого замикання може викликати раптові порушення балансу потужностей, що в свою чергу спричиняє подальший розвиток аварійної ситуації.

Для підвищення надійності роботи ЛЕП використовуються ефективні пристрої автоматичного повторного включення (АПВ), які разом зі швидкодіючим основним захистом забезпечують необхідний контроль синхронізму. Це дозволяє швидко реагувати на аварійні ситуації та забезпечувати стабільну роботу електромережі.

Оптимізація функціонування систем автоматики ліній електропередавання (ЛЕП) є критично важливою для забезпечення енергетичної безпеки сучасних електроенергетичних систем. Зростаючі вимоги до стабільності та надійності електропостачання обумовлюють необхідність впровадження інноваційних рішень, які дозволяють ефективно управляти та контролювати роботу ЛЕП.

Одним із основних викликів у даній сфері є підвищення стійкості системи до аварійних ситуацій, таких як короткі замикання та перенапруги, які можуть призвести до значних матеріальних збитків та тривалих відключень споживачів. Впровадження передових систем автоматики, що здатні

оперативно реагувати на подібні інциденти, дозволяє значно підвищити загальний рівень безпеки та стабільності електропостачання.

Крім того, оптимізація роботи систем автоматики сприяє зниженню експлуатаційних витрат і підвищенню ефективності використання електричної енергії. Це досягається завдяки точному контролю параметрів мережі та швидкому реагуванню на зміни в режимі роботи. Сучасні мікропроцесорні системи автоматичного управління дозволяють реалізувати складні алгоритми контролю та захисту, що забезпечують високу точність і швидкість дій у разі виникнення аварійних ситуацій.

Актуальність теми також підтверджується глобальними тенденціями до підвищення екологічної ефективності та зниження викидів шкідливих речовин. Оптимізовані системи автоматики допомагають мінімізувати втрати електроенергії, що сприяє зниженню обсягів виробництва і споживання електроенергії з використанням традиційних невідновлюваних джерел.

Таким чином, дослідження та впровадження новітніх технологій у сфері оптимізації функціонування систем автоматики ЛЕП є надзвичайно важливими для забезпечення надійного, ефективного та екологічного електропостачання. Це дозволить підвищити рівень енергетичної безпеки, забезпечити безперебійну роботу електричних мереж та задовольнити зростаючі потреби споживачів у надійній електроенергії.

Тема магістерської кваліфікаційної роботи на тему «Оптимізація функціонування систем автоматики ліній електропередавання для підвищення рівня енергетичної безпеки» є актуальною.

Метою даної магістерської роботи є розробка та оптимізація систем автоматики ліній електропередавання (ЛЕП) з метою підвищення рівня енергетичної безпеки. Визначення ефективних алгоритмів і технічних рішень, які дозволять підвищити надійність, стабільність та ефективність роботи електромереж.

Об'єктом дослідження є системи автоматики ліній електропередавання в електроенергетичних мережах, які використовуються для управління та захисту від аварійних ситуацій і коротких замикань.

Предметом дослідження є процеси функціонування та оптимізації систем автоматики ЛЕП, включаючи алгоритми роботи, технічні характеристики та методи підвищення ефективності цих систем.

Для досягнення мети роботи необхідно вирішити наступні **завдання**:

- ✓ Вивчити сучасні методи та засоби автоматичного управління та захисту ліній електропередавання;
- ✓ Проаналізувати алгоритми роботи існуючих систем автоматики ЛЕП;
- ✓ Розробити нові або вдосконалити існуючі алгоритми для підвищення ефективності функціонування систем автоматики;
- ✓ Провести моделювання і аналіз роботи запропонованих алгоритмів у різних режимах експлуатації;
- ✓ Оцінити економічну доцільність та ефективність впровадження нових алгоритмів та технічних рішень;
- ✓ Розробити рекомендації щодо впровадження оптимізованих систем автоматики ЛЕП для підвищення рівня енергетичної безпеки.

РОЗДІЛ 1. ЕФЕКТИВНІСТЬ АПВ: ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ

Необхідність розробки та впровадження автоматизованої системи управління надійністю системи електропостачання під час експлуатації повітряних ЛЕП виникла у відповідь на зростання вимог до якості електроенергії та безперервності її постачання споживачам.

Збільшення енергетичних потужностей і розподіл виробленої електроенергії для промислових, сільськогосподарських та комунальних споживачів вимагають постійного розвитку електричних мереж, зокрема збільшення загальної довжини та розгалуженості повітряних ліній електропередачі.

Не дивлячись на постійний контроль якості побудови та технічного обслуговування електричних мереж, все ж трапляються пошкодження повітряних ЛЕП. Це пов'язано з тим, що вони експлуатуються на відкритому повітрі і зазнають впливу зовнішніх атмосферних явищ, таких як ожеледь, вітрові навантаження, атмосферні перенапруги тощо. Також є пошкодження, викликані іншими причинами, наприклад, обриви проводів великогабаритними механізмами, пошкодження опор ЛЕП транспортними засобами тощо.

Аварійні відключення ЛЕП через стійкі пошкодження призводять до недовідпуску або пошкодження продукції, порушення організації роботи транспорту, а також до погіршення умов життя та побуту споживачів.

Під час аварійного відключення ЛЕП змінюється перетікання потужності в мережі, що здебільшого супроводжується збільшенням втрат електричної енергії та погіршенням її якості. Більша частина часу, виділеного на відновлення пошкодженої ЛЕП, витрачається на пошук місця пошкодження та визначення його типу. Особливо тривалий час пошуку та визначення пошкоджень характерний для ПЛЕП напругою 6-35 кВ через складний контур із багатьма розгалуженнями.

Розробка системи діагностики та прогнозування майбутніх пошкоджень обумовлена кількома причинами:

- ✓ велика протяжність ПЛ напругою 110 кВ і вище;
- ✓ значне розгалуження повітряних ЛЕП напругою 6-35 кВ;
- ✓ розташування ПЛЕП у важкодоступних для пошуку пошкоджень місцях.

Більшість пошкоджень повітряних ЛЕП є нестійкими, тобто такі пошкодження можуть самоусунутися. У таких випадках успішне автоматичне повторне включення (АПВ) дозволяє споживачам продовжувати отримувати електроенергію, оскільки ЛЕП залишається в робочому стані. Проте нестійкі пошкодження можуть стати причиною стійких пошкоджень, оскільки розвиток аварійних ситуацій на повітряних ЛЕП часто має постійний характер.

Своєчасне виявлення місця та типу нестійкого пошкодження дозволяє приймати ефективні рішення для усунення аварійної ситуації та запобігання розвитку стійкого пошкодження.

Таким чином, для зменшення ймовірності аварійних відключень повітряних ЛЕП необхідні своєчасні діагностика та прогнозування, а для підвищення надійності системи електропостачання в цілому потрібно швидше визначати місце пошкодження.

1.1. Класифікація АПВ та умови їх використання

Пристрої автоматичного повторного включення (АПВ) застосовуються для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньосистемних зв'язків шляхом автоматичного включення вимикачів, відключених пристроями релейного захисту.

Застосування пристроїв АПВ дозволяє оперативно ліквідувати перерви в електропостачанні при коротких замиканнях на одиночних живильних лініях, запобігти серйозним порушенням технологічного процесу споживачів, підвищити надійність електропостачання споживачів, підключених до підстанцій, і прискорити повернення електричної системи до нормальної схеми.

До ліній можуть бути підключені підстанції без вимикачів на стороні вищої напруги. На таких підстанціях застосовуються короткозамикачі для створення штучного короткого замикання при пошкодженнях трансформаторів і віддільники для відключення підстанції у безструмову паузу, обумовлену часом АПВ. Кількість успішних випадків однократного АПВ повітряних ліній становить 65-90 %, а другого циклу при неуспішному першому - додатково 10-15 %.

Згідно з вимогами Правил улаштування електроустановок, АПВ застосовується для:

- ✓ повітряних і змішаних кабельно-повітряних ліній усіх типів напругою понад 1 кВ;
- ✓ шин електростанцій і підстанцій;
- ✓ трансформаторів;
- ✓ відповідальних електродвигунів у деяких випадках.

Існують певні обмеження на дію пристроїв АПВ. Ці пристрої не повинні діяти:

- ✓ при дистанційному відключенні вимикача персоналом або за допомогою телекерування;
- ✓ при автоматичному відключенні від релейного захисту безпосередньо після дистанційного включення персоналом або від телекерування;
- ✓ при відключенні вимикачів захистом від внутрішніх ушкоджень трансформаторів чи обертових механізмів;
- ✓ при відключенні пристроями протиаварійної автоматики та в деяких інших випадках.

Автоматичне повторне включення (АПВ), як і інші засоби ввімкнення на паралельну роботу енергосистем або ділянок системи з генеруючими потужностями, може супроводжуватися поштовхами зрівняльного струму та взаємним розгойдуванням елементів. У найгірших випадках це може призвести до виникнення тривалого асинхронного ходу або пошкодження обладнання.

Окрім генераторів, до генеруючих потужностей також належать синхронні компенсатори і потужні синхронні двигуни. Пристрої АПВ не повинні вмикати елементи системи у тих випадках, коли неправильне ввімкнення може спричинити серйозні наслідки.

В ідеальних умовах включення на паралельну роботу систем або розділених частин системи повинно виконуватися при рівності частот, відсутності ковзання та збігу векторів напруг. Практично це можливо здійснити з високою точністю тільки для генераторів, які включаються в мережу. Об'єднання енергосистем на паралельну роботу з дотриманням цих умов є складним завданням, тому включення зазвичай виконується з невеликим ковзанням, яке не дорівнює нулю.

При ручному ввімкненні ковзання і збіг векторів напруги контролюються за показниками щитових приладів (колонка синхронізації). Автоматичне повторне включення (АПВ) ліній електропередачі або трансформаторів може бути різних видів залежно від методів запобігання ненормальних режимів під час і після АПВ.

Найпоширеніші види автоматичного повторного включення:

- ✓ Однофазне АПВ (ОАПВ);
- ✓ АПВ без контролю синхронізму в умовах, коли несинхронне включення виключене;
- ✓ АПВ без перевірки синхронізму, коли розрахунком підтверджується допустимість несинхронного включення - несинхронне АПВ (НАПВ);
- ✓ АПВ без перевірки синхронізму при наявності швидкодіючих вимикачів і швидкодіючого релейного захисту - швидкодіючі АПВ (ШАПВ);
- ✓ АПВ із очікуванням синхронізму (АПВ ОС);
- ✓ АПВ із уловлюванням синхронізму (АПВ УС);
- ✓ АПВ у поєднанні із самосинхронізацією генераторів (АПВС).

Основна перевага однофазного АПВ полягає в тому, що він зберігає зв'язок між системами під час циклу АПВ, що дозволяє ввімкнути лінію без поштовху

та порушення синхронізму. Недоліком є необхідність використання вимикачів з пофазним приводом і досить складних пристроїв автоматики (наприклад, панелі АПВ-503, ПДЕ-2004 тощо).

Інші види АПВ є трифазними. Пристрої несинхронного АПВ і АПВ без перевірки синхронізму, коли несинхронне ввімкнення виключене, - найпростіші з перерахованих пристроїв. Несинхронне АПВ застосовується в тих випадках, коли ввімкнення на несинхронну напругу не представляє небезпеки для електрообладнання, а синхронізм у системі відновлюється досить швидко.

Швидкодіюче АПВ є варіантом несинхронного АПВ і застосовується в тих випадках, коли обладнання дозволяє виконати ввімкнення до появи значної розбіжності векторів напруг частин системи, що розділилися, за умов деіонізації середовища в безструмову паузу. Для реалізації швидкодіючого АПВ необхідні швидкодіючі захисти та вимикачі.

Пристрій АПВ із уловлюванням синхронізму має спеціальні механізми, що контролюють кутову швидкість відносного обертання векторів розділених частин системи. Ці механізми забезпечують включення вимикача в заданому діапазоні різниці частот з випередженням моменту збігу фаз напруг. Такий тип АПВ дозволяє здійснити включення при значних ковзаннях без значних поштовхів і асинхронного струму. Проте для його реалізації потрібна більш складна апаратура порівняно з іншими видами трифазного АПВ. Один з недоліків цього типу АПВ - у деяких випадках тривале очікування сприятливих умов для включення вимикача.

Автоматичне повторне включення з очікуванням синхронізму можна вважати різновидом АПВ УС, оскільки при невеликих ковзаннях воно може встигнути подати імпульс на включення вимикача. Однак його основне призначення - очікування відновлення паралельних зв'язків, після чого можна буде включити лінію.

Останні два види АПВ поєднуються загальним терміном «АПВ із контролем синхронізму» (АПВ КС). До цієї ж групи умовно можна віднести і

АПВ з контролем наявності напруги на одному з поєднаних елементів і відсутності на іншому.

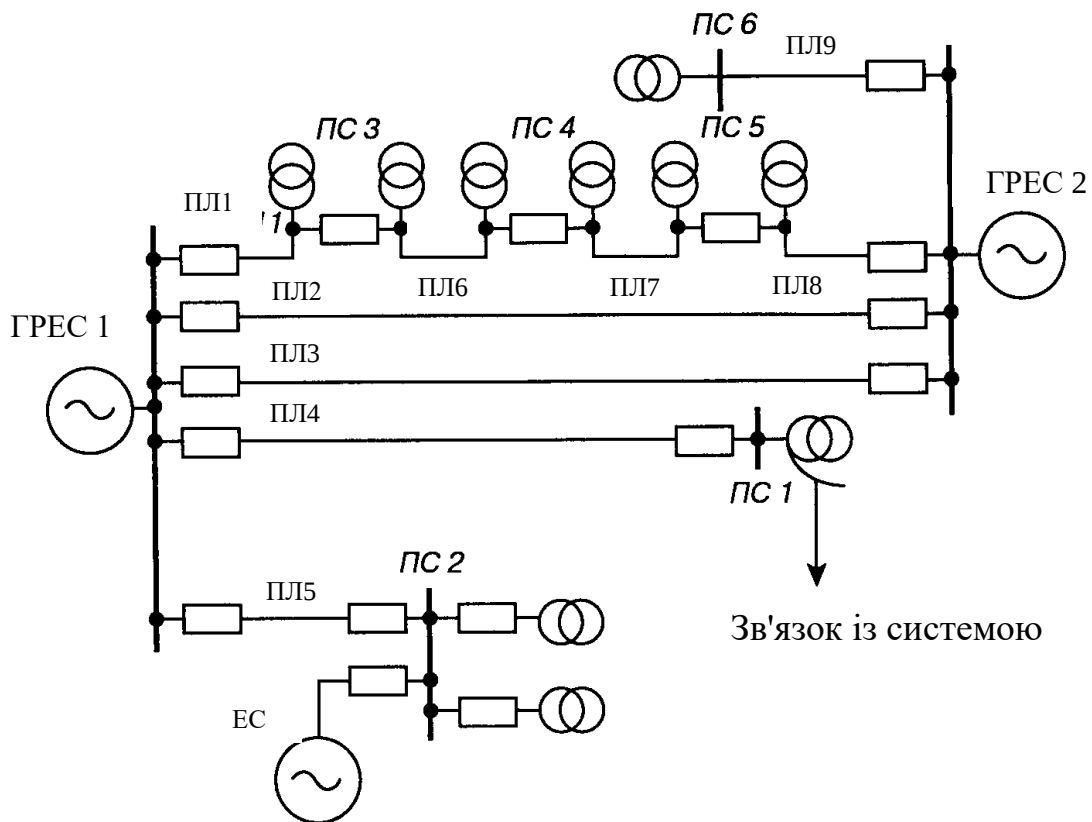


Рисунок 1.1. - Приклад ділянки енергосистеми з різними видами АПВ.

Часто використовуються різні комбінації зазначених видів АПВ. Розглянемо приклад ділянки енергосистеми, до складу якої входять дві потужні електростанції (ТЕС 1 і ТЕС 2), малопотужна електростанція (ЕС), розташована в районі з великим навантаженням, і підстанція (ПС 1), що забезпечує зв'язок із системою через лінію надвисокої напруги (рис. 1.1).

Залежно від конфігурації мережі, відповідно до вимог [1], застосовуються різні види автоматичного повторного включення. На лініях, відключення яких не порушує електричний зв'язок між генеруючими джерелами (на паралельних лініях з однібічним живленням), встановлюються пристрої АПВ без перевірки синхронізму.

На одинічних лініях із двостороннім живленням (ПЛ 4, ПЛ 5) передбачені наступні види АПВ:

- ✓ несинхронне АПВ.
- ✓ АПВ із уловлюванням синхронізму.
- ✓ швидкодіюче АПВ та однофазне АПВ за наявності відповідних вимикачів.

Несинхронне АПВ застосовується при виконанні таких умов:

- ✓ максимальний електромагнітний момент синхронних генераторів і компенсаторів, що виникає при несинхронному ввімкненні, з урахуванням необхідного запасу, менше електромагнітного моменту, що виникає при трифазному короткому замиканні на виводах машини.
- ✓ максимальний струм через трансформатор (автотрансформатор) при куті включення 180° менший за струм короткого замикання на його виводах при живленні від шин нескінченної потужності.

Після АПВ забезпечується досить швидка ресинхронізація.

За дотримання цих умов несинхронне АПВ допускається застосовувати в режимі ремонту на паралельних лініях.

Автоматичне повторне включення з уловлюванням синхронізму (АПВ УС) на одиночних лініях із двостороннім живленням може використовуватися для ввімкнення лінії при значних ковзаннях і допустимому куті між векторами напруги поєднуваних систем або частин системи.

Швидкодіюче АПВ, яке передбачає одночасне включення з мінімальною витримкою часу з обох кінців лінії, зазвичай застосовується при невеликій розбіжності кута між векторами ЕДС сусідніх систем.

На кінці лінії, що включається першим, може виконуватися прискорене ТАПВ (з фіксацією спрацювання швидкодіючого захисту, що охоплює всю лінію) без контролю напруги на лінії (АПВ БК) або ТАПВ із контролем відсутності напруги на лінії (АПВ ВН), тоді як на іншому кінці застосовується ТАПВ УС.

Пристрої АПВ створюються таким чином, щоб дозволити змінювати порядок включення вимикачів. На лініях із двостороннім живленням з декількома обхідними зв'язками (ПЛ 1-ПЛ 3, ПЛ 6-ПЛ 8) застосовуються:

✓ За наявності двох зв'язків, а також трьох зв'язків із можливістю тривалого відключення двох з них:

✓ Несинхронне АПВ за умови виконання вимог для одиночних ліній із двостороннім живленням.

✓ АПВ із перевіркою синхронізму в інших випадках.

Для відповідальних ліній з двома зв'язками, а також із трьома зв'язками, з яких дві — дволанцюгові лінії, якщо неможливо застосувати НАПВ, можуть використовуватися:

✓ Однофазне АПВ (ОАПВ).

✓ Швидкодіюче АПВ (БАПВ) у поєднанні з АПВ із контролем синхронізму (АПВ КС) або АПВ із уловлюванням синхронізму (АПВ УС).

За наявності чотирьох і більше зв'язків, а також трьох зв'язків, якщо тривале одночасне відключення малоїмовірне несинхронне АПВ.

Автоматичне повторне включення лінії ПЛ 9 виконується без контролю синхронізму, оскільки ця лінія не з'єднує генеруючі потужності, і виникнення асинхронного режиму на ній виключено.

Лінія ПЛ 5 знаходиться в особливому положенні. Якщо при її відключенні в районі ПС 2 виникає значний дефіцит потужності і несинхронне АПВ неможливо виконати через певні обмеження, істотна розбіжність частот може унеможливити включення ділянок системи на паралельну роботу. У такому випадку можливе спільне використання АПВ лінії та пристроїв синхронізації генераторів (АПВС). На кінці лінії з боку ТЕС 1 встановлюється пристрій АПВ з контролем відсутності напруги на лінії, лінійний вимикач на ПС 2 не відключається, а генератор ЕС або відключається, або переводиться в асинхронний режим. У цьому випадку включення лінії на ТЕС 1 виконується як для тупикової лінії, а включення генератора ЕС здійснюється з використанням різних методів синхронізації, призначених для генераторів.

Пристрої АПВ із перевіркою синхронізму виконуються таким чином: на одному кінці лінії забезпечується контроль відсутності напруги на лінії та контроль синхронізму (ОНЛ + КС), на іншому кінці — лише контроль

синхронізму. Схеми пристроїв АПВ із контролем синхронізму або відсутності напруги на лінії зазвичай виконуються однаковими, з можливістю зміни черговості включення вимикачів при АПВ.

Автоматичне повторне включення шин електростанцій і підстанцій зі спеціальним захистом шин виконується одним із двох способів:

- ✓ автоматичне випробування (постановка шин під напругу вимикачем від пристрою АПВ одного з живильних елементів).
- ✓ автоматичне складання схеми. У цьому випадку першим від пристрою АПВ включається один з живильних елементів, а при успішному включенні цього елемента відбувається подальше автоматичне відновлення схеми до аварійного режиму шляхом включення інших елементів.

При виконанні АПВ шин повинні прийматися міри, що виключають несинхронне включення.

Рекомендується використати пристрої АПВ КС для перевірки синхронізму систем, що з'єднують, при включенні лінії персоналом.

1.2. Використання АПВ: обмеження та вимоги

Реле РКС правильніше називати "реле зсуву фаз", проте тут і надалі використовуватиметься термін "реле контролю синхронізму", оскільки він широко розповсюджений і часто застосовується.

Ланцюг РНЛ - РКС - РНШ контролює наявність синхронних напруг на двох поєднаних ділянках системи й постійно увімкнена. Вона забезпечує ввімкнення лінії під навантаження після появи напруги із протилежного кінця. Ланцюг РНЛ 1 (розмикальний контакт) - РНШ 2 (замикаючий контакт) контролює відсутність напруги на лінії та наявність напруги на шинах. Вона забезпечує ввімкнення лінії під напругу за умови наявності напруги на шинах і її відсутності на лінії. Ланцюг може бути увімкнена накладкою Н 2 залежно від режиму системи.

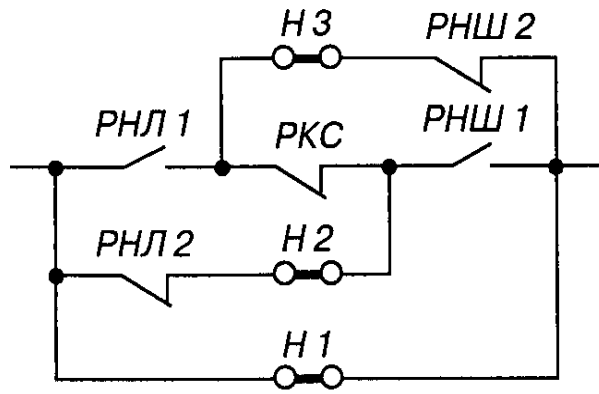


Рисунок 1.2. – Схема ланцюгів контролю синхронізму для АПВ: РНЛ – реле контролю напруги на лінії; РНШ – реле контролю напруги на шинах; РКС – реле контролю синхронізму.

Ланцюг РНЛ 2 (замикаючий контакт) - РНШ 1 (розмикальний контакт) контролює наявність напруги на лінії та відсутність напруги на шинах. Вона забезпечує випробування шин після дії диференціального захисту шин (АПВ шин). Ланцюг може бути увімкнена накладкою Н3.

Накладкою Н1 ланцюг контролю синхронізму напруги повністю відключається, а вводиться несинхронне АПВ.

У цьому випадку "напруга на лінії" і "напруга на шинах" є умовними поняттями. На підстанціях зі спрощеною схемою ("місток", "чотирикутник" тощо) це можуть бути напруги з'єднувальних ліній, а при виконанні АПВ трансформаторів — системи шин різних напруг.

Обмотка РНЛ і одна з обмоток РКС підключаються до трансформатора напруги (ТН) або іншого перетворювача напруги на лінії, а РНШ і друга обмотка РКС — до ТН на шинах.

Часова діаграма, яка пояснює роботу схеми контролю синхронізму, наведена на рис. 1.3. Вона представляє собою залежність кута між векторами напруги об'єднаних частин системи δ від часу t .

Після відключення лінії з шунтувальними зв'язками вектори напруги U_x і U на її кінцях розходяться на кут, обумовлений навантаженням. Різниця векторів напруг становить певну величину $\delta_{\text{непр.}}$.

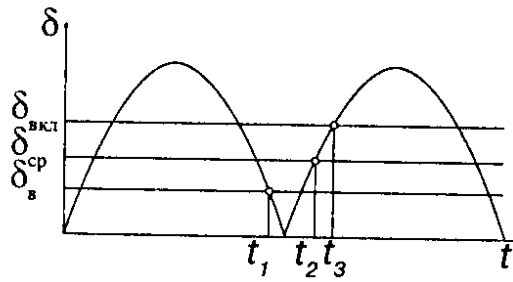


Рисунок 1.3. – Діаграма роботи пристрою контролю синхронізму: $\delta_{\text{вкл.}}$ - кут, при якому допускається АПВ; $\delta_{\text{ср.}}$ - кут, при якому виникає спрацювання реле контролю синхронізму (розмикання контакту, що дозволяє АПВ); $\delta_{\text{л.}}$ - кут повернення реле контролю синхронізму.

При рівності напруг на кінцях лінії ці величини зв'язані наступним співвідношенням:

$$\delta_{\text{навант.}} = 2 \arcsin \frac{0,5 \cdot \Delta U}{U} \quad (1.1)$$

При різних напругах

$$\delta_{\text{навант.}} = \arccos \frac{U_{\text{ш}}^2 + U_{\text{л}}^2 - \Delta U_{\text{розр.}}}{2 \cdot U_{\text{ш}} \cdot U_{\text{л}}} \quad (1.2.)$$

де $U_{\text{ш}}$ - напруга шин;

$U_{\text{л}}$ - напруги лінії.

Кут між векторами напруги, при якому має спрацювати реле контролю синхронізму, з деяким запасом повинен бути більшим за максимальний кут навантаження:

$$\delta_{\text{ср.}} = K_{\text{н}} \cdot \delta_{\text{навант. max}} \quad (1.3)$$

де $K_{\text{н}} = 1.25 \div 1,3$ - коефіцієнт надійності.

Час включення вимикача пристроєм АПВ із контролем синхронізму становить

$$T_{\text{вкл.}} = t_{\text{АПВ2}} + t_2 \quad (1.4)$$

де t - час дії пристрою АПВ із урахуванням витримки часу реле контролю синхронізму;

$t_{АПВ2}$ - власний час включення вимикача.

Час t_1 на діаграмі рис. 1.3. відповідає поверненню реле контролю синхронізму й запуску схеми АПВ, t_2 - спрацюванню цього реле. Якщо $t_2 - t_1 \geq t_{АПВ2}$, то буде поданий імпульс на включення вимикача. Час t відповідає завершенню циклу включення:

$$t_3 - t_2 = t_B$$

З діаграми на рис. 1.3.

$$\frac{\delta_{cp} + \delta_B}{t_{АПВ2}} = \frac{360}{T_B} \quad (1.5.)$$

$$\frac{\delta_{вкл} - \delta_{cp}}{t_B} = \frac{360}{T_B} \quad (1.6)$$

$$\delta_B = \delta_{cp} \cdot K_B \quad (1.7)$$

де T_B - період «биттів»;

K_B - коефіцієнт повернення. З виражень (1.5) (1.7), прийнявши $K_B = 0,8$, отримаємо:

$$t_{АПВ2} = \frac{1,8 \cdot \delta_{cp} \cdot t_{вкл}}{\delta_{вкл} - \delta_{cp}} \quad (1.8.)$$

Тому що,

$$\frac{1}{T_B} = s \cdot \frac{f_{ном}}{100} \quad (1.9.)$$

Тобто граничне ковзання, при якому може бути забезпечене АПВ.

На кінці лінії, що включає першим, виконується АПВ із контролем відсутності напруги на лінії. Витримка часу реле АПВ вибирається з умови

$$t_{АПВ1} \geq t_{32max} - t_{31min} + t_{отк2} - t_{отк1} - t_{B1} + t_{д.с.} + t_{зап} \quad (1.10)$$

де $t_{АПВ1}$ - витримка часу АПВ;

t_{32max} - максимальний час спрацьовування захисту на протилежному кінці лінії;

t_{31min} - мінімальний час спрацьовування захисту на розглянутому кінці лінії;

$t_{отк2}$ - час відключення вимикача на протилежному кінці лінії;

$t_{отк1}$ - час відключення вимикача на розглянутому кінці лінії;

t_{B1} - час готовності привода вимикача на розглянутому кінці лінії;

$t_{д.с.}$ - час деіонізації середовища;

$t_{зап}$ - час запасу, або простіше

$$t_{АПВ1} \geq t_{32max} - t_{зап} \quad (1.11)$$

Якщо витримки часу по обох кінцях лінії прийняти однаковими, то

$$\delta_{ср} = \frac{t_{ср} \cdot \delta_{вкл}}{1,8 \cdot t_{вкл} + t_{АПВ1}} \quad (1.12)$$

Отримане в такий спосіб S повинне бути більше отриманого з виразу (1.3). Якщо це не виконується, приймаємо кут, рівний отриманому з виразу (1.3), а час - з вираження (1.8).

Як зазначалося раніше, пристрої АПВ із очікуванням синхронізму (АПВ ОС) застосовуються на лініях із двостороннім живленням, які мають шунтувальні зв'язки. У разі деяких складних аварійних режимів ці лінії можуть виявитися в режимі одиночного транзиту, що може призвести до поділу системи на автономні ділянки. У такому випадку дія пристрою АПВ ОС не забезпечує відновлення. Пристрій лише запобігає несинхронному ввімкненню, контролює виникнення синхронного режиму при включенні паралельних зв'язків і дає імпульс на ввімкнення при відновленні синхронізму між частинами системи.

Проте навіть без відновлення шунтування лінії можливе її ввімкнення пристроєм АПВ ОС за умови виконання критеріїв, зазначених у пункті (1.10).

Підключення систем контролю синхронізму до первинних електричних ланцюгів

На багатьох підстанціях напругою 110-220 кВ, виконаних за спрощеною схемою на стороні високої напруги та оснащених повноцінними захистами ліній (дистанційними або високочастотними), на лініях встановлюються трансформатори напруги. У такому випадку виконання пристроїв контролю синхронізму для АПВ або ручної синхронізації не представляє складності. На рис. 1.4 такими підстанціями є ПС 3-ПС 5.

Якщо трансформатори напруги встановлені на шинах та лініях або на двох лініях однієї напруги, обмотки реле зсуву фаз підключаються до однойменних сполучень фаз. У цьому випадку, як правило, використовуються реле з обмотками номінальною напругою 100 В.

Якщо напруги, до яких підключені трансформатори напруги (ТН), різні, але системи об'єднані трансформаторами без повороту векторів напруги (автотрансформатором або трансформатором із з'єднанням «зірка-зірка»), реле також підключається до однойменних фаз. Однак при налаштуванні потрібно враховувати похибку, що виникає при роботі пристрою регулювання під навантаженням (РПН).

При з'єднанні обмоток трансформатора за схемою «зірка-трикутник» підключення обмоток реле повинне компенсувати зсув фаз між однойменними векторами напруги. Наприклад, при з'єднанні трансформатора «зірка-трикутник-11» напрузі U_{A0} сторони трансформатора, з'єднаної в «зірку», відповідає напруга U_{AC} сторони трансформатора, з'єднаної в «трикутник». В цьому випадку обмотка реле з номінальною напругою 60 В підключається до ТН сторони, з'єднаної в «зірку», а обмотка реле з номінальною напругою 100 В - до ТН сторони, з'єднаної в «трикутник».

В інших випадках трансформатори напруги на лініях не встановлюються. Розподільні пристрої з більшою кількістю ліній, що відходять, зазвичай оснащуються трансформаторами напруги на системах шин (див. рис. 1.4 - це ТЕС 1, ТЕС 2). Напруги до захистів, вимірювальним ланцюгам, фіксуючим

приладам та іншим пристроям лінії подаються через реле-повторювачі положення роз'єднувачів від трансформаторів напруги системи шин, до якої підключена лінія. Для захисту це не має суттєвого значення, оскільки напруги на шинах і на лінії при включеному вимикачі досить близькі.

Після відключення лінії для контролю синхронізму АПВ і в деяких інших випадках необхідно мати інформацію про дійсну напругу на лінії, яка може не збігатися з напругою на шинах. У такому випадку потрібно застосовувати альтернативні джерела інформації.

Для цих цілей застосовувалися різні засоби. Раніше відбір напруги за допомогою конденсаторних вводів масляних вимикачів і трансформаторів був досить поширеним. Він здійснювався за допомогою пристроїв ПН (пристосування для відбору напруги) або стандартних трансформаторів напруги НОМ-6. Можливий також відбір від звичайних вводів масляних вимикачів, різних типів ізоляторів або антенний відбір напруги. Деякі схеми, реалізовані в умовах енергосистеми без використання промислових пристроїв відбору, наведені в [13]. Наприклад, від дослідженого виводу, що заповнений маслом, введення БМВ, встановленого на вимикачі В-220, може житись схема, яка включає реле контролю синхронізму РН-55/200, реле контролю напруги на лінії РН-54/160 і вольтметр ДВ, що контролює різницю векторів напруг на поєднаних елементах. Додатково схема містить трансформатор Т (рис. 1.5).

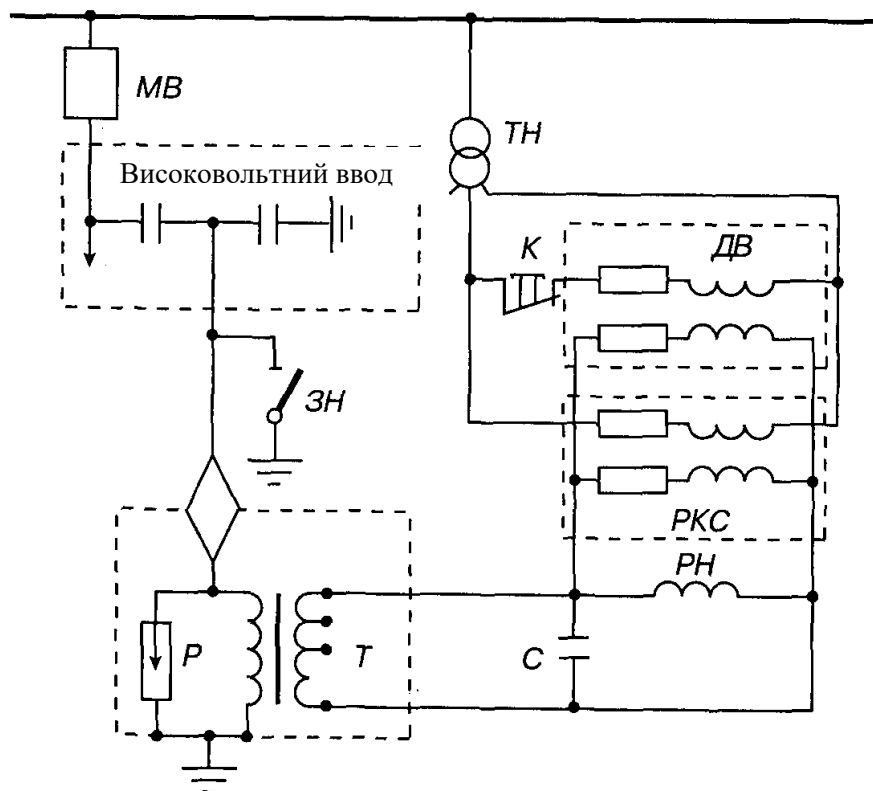


Рисунок 1.5. - Схема відбору напруги за допомогою вводу, що наповнений маслом

При лінійній напрузі 220 кВ ємнісний струм цього вводу становить близько 10 мА. Подібна схема може бути реалізована на вводах різних типів. Ємність основної ізоляції більшості з них становить від 300 до 800 пФ залежно від типу та номінальної напруги. Відповідно, ємнісний струм може досягати 10-20 мА. При використанні трансформаторів, що погоджують, можна застосувати стандартні реле контролю синхронізму та контролю напруги на лінії.

Методика та приклади розрахунку ємнісних відборів напруги від високовольтних вводів, заповнених маслом, і трансформаторів токи досить докладно наведені в [14]. Через різні причини (низький відбір потужності, недостатня стабільність вторинної напруги тощо) ці засоби не набули широкого поширення. Найпоширеніший наразі спосіб відбору напруги — це відбір від конденсаторів, що застосовуються для високочастотного зв'язку. Він передбачений сучасними проектними рішеннями та забезпечений промисловими пристроями відбору.

Високочастотний зв'язок по повітряних лініях електропередачі -основний вид зв'язку, використовуваний для керування роботою енергосистем. Високочастотний зв'язок містить у собі наступні компоненти:

- диспетчерський телефонний зв'язок;
- канали зв'язку для телемеханіки;
- канали зв'язку для автоматики.

Останнє поняття містить у собі пристрою протиаварійної автоматики (релейний захист, системи автоматичного обмеження навантаження тощо) і автоматику нормального режиму (системи регулювання).

В таких випадках лінії електропередачі оснащуються апаратурою високочастотної (ВЧ) обробки. Одним з елементів такої обробки є високовольтні конденсатори зв'язку (КЗ). Вони дозволяють при невеликих додаткових витратах одночасно з передачею сигналу по ВЧ каналу виконувати відбір напруги для контролю напруги на лінії.

На рисунку 1.6 наведена схема ємнісного відбору напруги, що включає в себе:

- ✓ КЗ - конденсатор зв'язку.
- ✓ ШВН - шафа відбору напруги.
- ✓ ФП - фільтр приєднання (разом із КЗ служить пристроєм, що погоджує між високочастотною апаратурою та лінією електропередачі).
- ✓ ЗН - заземлюючий ніж. Забезпечує безпеку роботи на фільтрі приєднання й пристрої відбору напруги без відключення лінії.
- ✓ РАС - реле контролю синхронізму. Служить для запобігання ввімкненню на паралельну роботу двох електричних систем при неприпустимій розбіжності кута між векторами напруг.
- ✓ Сд ~ конденсатор і резистор для регулювання векторів напруг, що підводяться до реле контролю синхронізму (останні проектні рішення їх не передбачають).

✓ РНЛ - реле контролю наявності напруги на лінії. Служить для запобігання неправильної роботи схем АПВ при помилковому спрацьовуванні РКС через перекіс напруг.

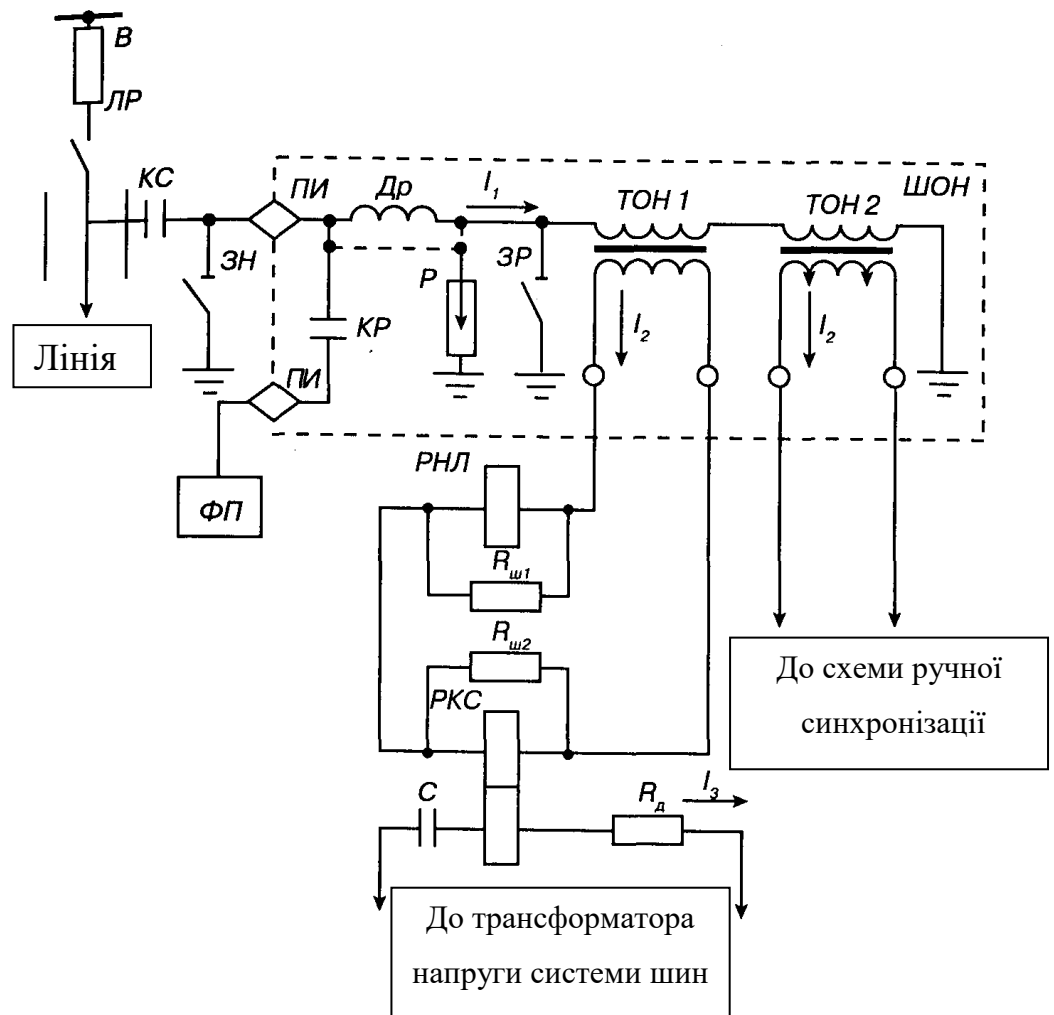


Рисунок 1.6. – Схема підключення шафів відбору напруги для контролю.

Шафа відбору напруги містить такі елементи:

ПІ - прохідні ізолятори.

КР - конденсатор розділовий, що забезпечує безперешкодне проходження сигналу високої частоти до ВЧ апаратури та запобігає шунтуванню трансформаторів відбору напруги (ТОН) фільтром приєднання по струму промислової частоти.

D_p - дросель. Запобігає шунтуванню фільтра приєднання трансформаторами відбору по сигналу високої частоти, не перешкоджаючи проходженню сигналу промислової частоти.

P - розрядник. Захищає ланцюги відбору напруги від перенапруг.

$ЗР$ - заземлюючий рубильник. Використовується як засіб захисту при виконанні робіт у ланцюгах відбору напруги та дозволяє виконувати регулювання у вторинних ланцюгах $U_{IОН}$ без увімкнення ЗН і відключення ВЧ каналів.

ТОН 1, ТОН 2 - трансформатори відбору напруги, які є основним елементом шафи відбору. Вони призначені для відбору напруги з лінії. Трансформатори працюють у режимі, схожому на режим роботи трансформатора струму, але допускають значно більший опір навантаження.

Схема з'єднання ТОН обирається залежно від типу конденсатора зв'язку, його ємності та вторинного навантаження. Опір ТОН з підключеним навантаженням значно менший за ємнісний опір конденсатора КЗ і не впливає на значення та фазу струму відбору. Первинний струм ТОН дорівнює струму, що протікає через конденсатор зв'язку, і визначається напругою лінії, кількістю та ємністю елементів, з яких складаються конденсатори зв'язку. Струм розраховується за формулою:

$$i_1 = I_{KC} = \frac{U_L \cdot \omega \cdot C_{KC}}{\sqrt{3}} \quad (1.13)$$

де U - міжфазна (лінійна) напруга лінії;

ω - кутова частота, для промислової частоти ($f = 50$ Гц), $\omega = 314$;

C_{KC} - ємність КЗ.

Якщо конденсатор зв'язку набраний з декількох послідовно з'єднаних елементів, повна ємність визначається як

$$C_{KC} = \frac{C_E}{n} \quad (1.14)$$

де C - ємність одного елемента;

n - число елементів.

До вторинної обмотки другого трансформатора відбору може бути підключена колонка синхронізації для ручного ввімкнення з контролем синхронізму. У цьому випадку зазвичай використовуються прилади, розраховані на напругу 100 В (вольтметр, частотомір, синхроскоп з додатковим опором). Схему підключення колонки синхронізації до шафи відбору напруги наведено на рис. 1.7.

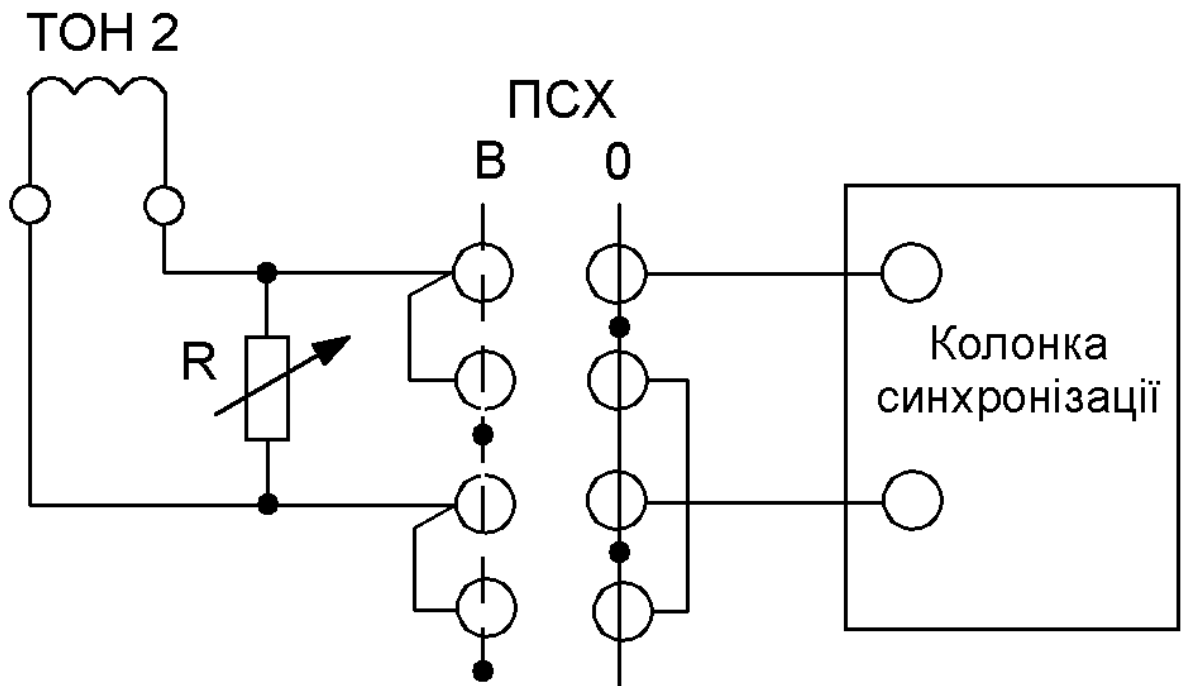


Рисунок 1.7. – Схема підключення колонки синхронізації до трансформатора відбору напруги.

Вимірювальні прилади шунтуються регульованим резистором R (ПЕВР-100, 1 точка). Напруга при струмі 0,15 А може бути відрегульована до значення 100 В. Напруга від трансформатора відбору подається на колонку синхронізації через перемикач ПСХ. Якщо лінія відключена від колонки синхронізації, вихід шафи відбору напруги повинен бути закорочений.

Установки контролю синхронізації для АПВ

Трифазне АПВ запускається при невідповідності між раніше поданою оперативною командою і відключеним положенням вимикача. У деяких випадках застосовується запуск АПВ від захисту.

Основною умовою запуску пристрою АПВ у першому випадку є невідповідність між останньою командою ввімкнення вимикача і його відключеним положенням. Додаткова умова — синхронна напруга на шинах підстанції та на лінії або відсутність напруги на одному з цих елементів і наявність на іншому.

На рисунку 1.8 наведена схема АПВ із очікуванням синхронізму для лінії 110-220 кВ на реле РПВ-58 для одного масляного вимикача МВ. Пристрої несинхронного АПВ відрізняються від наведеної схеми відсутністю ланцюга контролю синхронізму.

Трифазне АПВ запускається при невідповідності між раніше поданою оперативною командою і відключеним положенням вимикача. У деяких випадках застосовується запуск АПВ від захисту.

Основною умовою запуску пристрою АПВ у першому випадку є невідповідність між останньою командою ввімкнення вимикача і його відключеним положенням. Додаткова умова — синхронна напруга на шинах підстанції та на лінії або відсутність напруги на одному з цих елементів і наявність на іншому.

На рисунку 1.8 наведена схема АПВ із очікуванням синхронізму для лінії 110-220 кВ на реле РПВ-58 для одного масляного вимикача МВ. Пристрої несинхронного АПВ відрізняються від наведеної схеми відсутністю ланцюга контролю синхронізму.

Ланцюги дозволу підготовки містять контакти реле положення "включено" або інші джерела інформації про положення вимикача.

Наведені схеми з невеликими змінами можуть використовуватися для ручного включення лінії з контролем синхронізму або напруги на поєднаних

РКВ – реле команди «увімкнути»; РКО – контакт команди «вимкнути»; ПР – перемикач режиму

Якщо перемикач режиму ПР установлений у положення Р (ручне ввімкнення), ввімкнення вимикача здійснюється поза схемою АПВ і без контролю синхронізму. У положенні А (автоматика) прямий вплив реле РКВ на вимикач припиняється: реле РКВ ставиться на самопідхоплення й утримується до ввімкнення вимикача (контакт РПО) або скасування команди на ввімкнення (контакт реле РКО). Своїм контактом, підключеним паралельно РФ, реле РКВ готує ланцюг пуску АПВ, який при виконанні умов контролю синхронізму забезпечує ввімкнення вимикача.

✓ Ланцюг дозволу підготовки може в цьому випадку бути замкнута постійно (заборона АПВ виконується за фіксацією команди «відключити») або через додатковий контакт перемикача режиму.

✓ Ланцюги контролю синхронізму зазвичай контролюють: наявність синхронних напруг між поєднуваними частинами системи;

✓ наявність напруги в одній частині системи та відсутність напруги в іншій.

Загальна схема ланцюгів контролю синхронізму для пристрою АПВ, що одночасно виконує функції АПВ шин, наведена на рисунку 1.9.

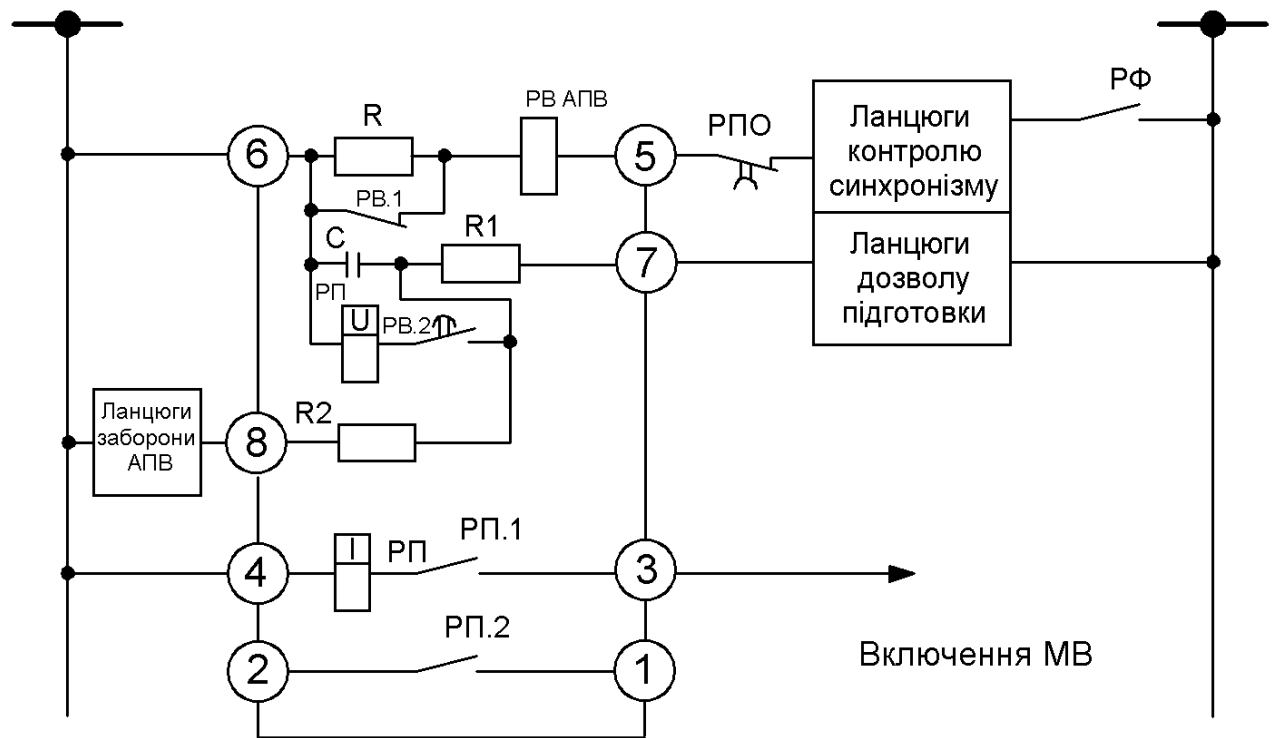


Рисунок 1.9. – Схема АПВ з очікуванням синхронізму на реле РПВ-58: РПО – реле положення «відключено» вимикача, РФ – реле фіксації команди на включення вимикача.

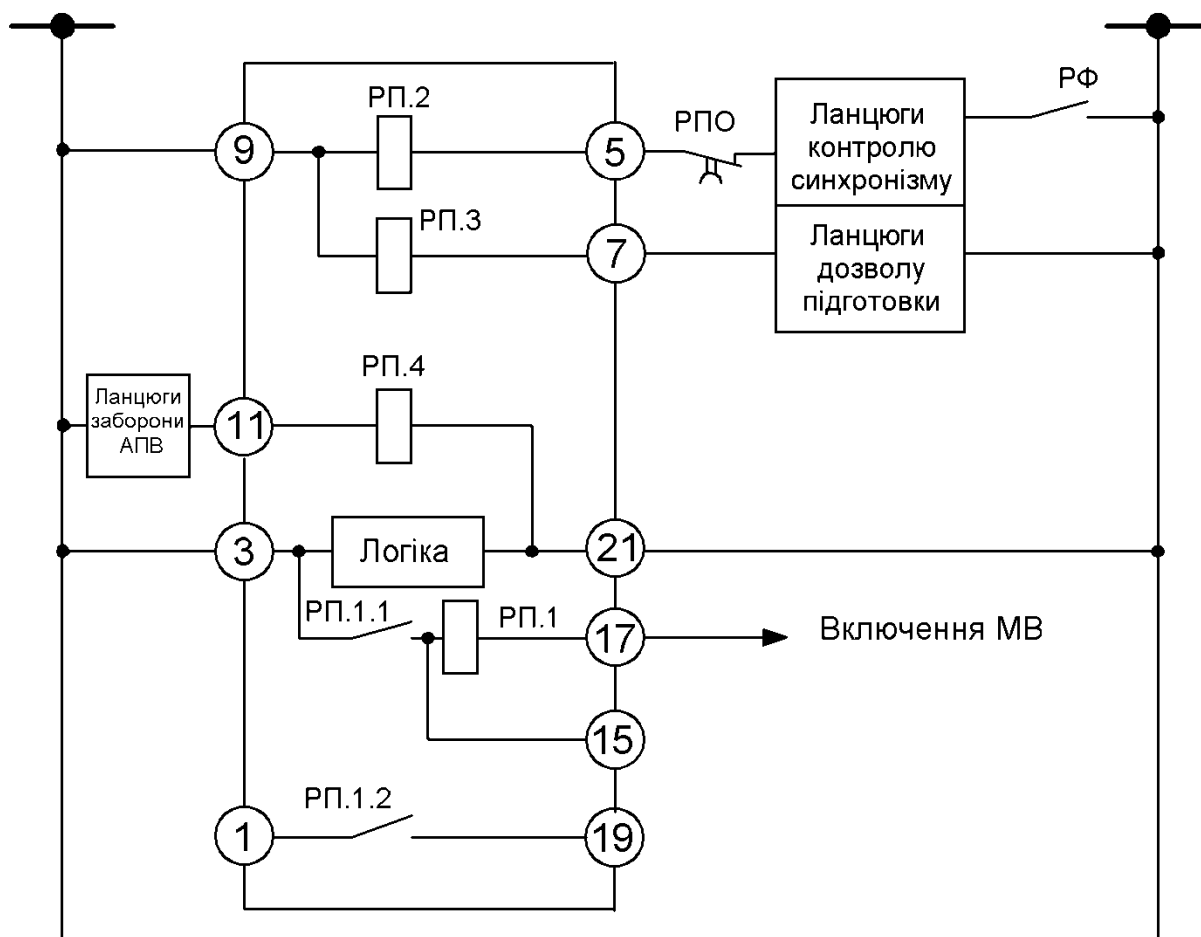


Рисунок 1.10. – Схема АПВ з очікуванням синхронізму на реле РПВ-01

1.3. Оптимізація чутливості струмових і дистанційних захистів

Мікропроцесорна автоматика ліній електропередач високого та надвисокого рівня напруги інтегрована з релейним захистом. Основні засоби автоматики призначені для повторного включення ЛЕП після її відключення релейним захистом і для обмеження підвищення напруги.

На ЛЕП напругою до 330 кВ застосовується автоматика повторного включення.

Мікропроцесорна автоматика повторного включення:

Автоматика трифазного повторного включення реалізується наступним чином:

- ✓ Несинхронна автоматика з повторним включенням вимикачами з одного боку відключеної ЛЕП, з контролем відсутності напруги з одного боку і наявності симетричної напруги з іншого.

✓ Прискорена автоматика з часом дії від 0,05 с, що спрацьовує при фіксуванні першого спрацювання швидкодіючої автоматики захисного відключення ЛЕП. Вона використовує диференційно-фазну та фільтрову направленість потужності зворотної послідовності високочастотних захистів, дистанційну та струмову направленість нульової послідовності з високочастотними сигналами для прискорення дії.

✓ Автоматика з контролем наявності симетричних і синхронних рівнів напруг з обох сторін відключеного вимикача та із синхронізацією.

Мікропроцесорний комплекс має не лише традиційні властивості (пуск по ланцюгу невідповідності, невключення при короткому замиканні тощо), але й специфічні можливості.

Мікропроцесорна автоматика здійснює оцінку короткого замикання, що відключається за допомогою релейного захисту. При близьких коротких замиканнях глибоке зниження напруги автоматично змінює чергу повторного включення вимикача ліній електропередавання. Першим включається більш віддалений вимикач, завдяки чому суттєво знижується навантаження на вимикач, що діє під час відключення аварійного режиму.

Прискорення дії захистів вимикача, що повторно включається або вмикається несинхронно, знижує ступінь навантаження на електроенергетичну систему при стійкості короткого замикання.

Оцінка ефективності струмових та дистанційних захистів на малих електростанціях

Як відомо, до чутливості резервних ступенів захисту висуваються конкретні вимоги. Якщо електростанція підключена до розподільчої мережі у проміжному вузлі, це негативно впливає на мережу, що виражається у значному зниженні чутливості існуючих захистів під час експлуатації. Як наслідок, знижується ефективність захисту мережі вищого рівня, і в деяких випадках навіть не спрацьовує віддалене резервування. Також відзначається збільшення часу реакції захисту у випадку виникнення короткого замикання.

Оцінювання ефективності резервних захистів

Для оцінки чутливості резервного максимального струмового та дистанційного захисту важливо врахувати характеристику, яка використовує максимальну потужність електростанції, підключеної у проміжному вузлі мережі, як критерій оцінювання. При цьому захист зовнішньої мережі повинен забезпечувати пошук пошкоджень у режимі резервної дії.

Обмеження використання струмового та дистанційного захистів у межах чутливості. Можливість виявлення режиму короткого замикання забезпечується за виконання наступних умов для струмового та дистанційного захистів відповідно до наведених нижче формул.

$$\begin{cases} I_{EC} = f(k_e, \delta, k) \geq I_{MTЗ} \\ k_{eMIN} \leq k_e \leq k_{eMAX} \\ \delta_{MIN} \leq \delta \leq \delta_{MAX} \end{cases} \quad (1.15)$$

$$\begin{cases} Z_{ECP} = f(k_e, \delta, k) \leq Z_{ДЗ} \\ k_{eMIN} \leq k_e \leq k_{eMAX} \\ \delta_{MIN} \leq \delta \leq \delta_{MAX} \end{cases} \quad (1.16)$$

$Z_{ДЗ}$ – уставка струмового та дистанційного захисту відповідно;

k_{eMIN}, k_{eMAX} – мінімальне та максимальне значення відношень модулів ЕДС, що є еквівалентні джерелам електричних станцій та зовнішньої мережі;

$\delta_{MIN}, \delta_{MAX}$ - мінімальне та максимальне значення кута, що знаходиться між векторами цих ЕДС.

З досліджень мереж напругою 10-110 кВ видно, що максимальна допустима потужність невеликої електростанції, підключеної до зовнішньої мережі, залежить від струму короткого замикання на шинах енергосистеми за умови забезпечення чутливості захисту (рисунок 1.11).

Величини значень навантажень і довжини ЛЕП прийняті відповідно до максимальних значень.

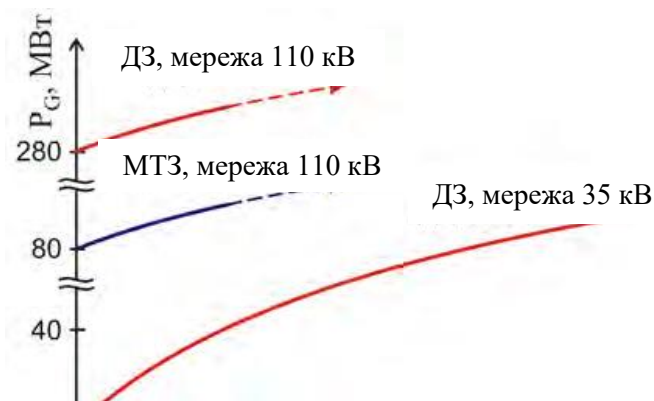


Рисунок 1.11 – залежність максимально допустимої за умови чуттєвості захисту потужності електростанції невеликої потужності, що було підключено до зовнішньої мережі, від струму короткого замикання на шинах енергосистеми

Отже, мережі з рівнем напруги 6-35 кВ можуть не мати максимального струмового захисту, оскільки невеликі електростанції, підключені до таких мереж, мають недостатню чутливість захисту. Ця недостатня чутливість має суттєві обмеження порівняно з максимальним захистом. Однак використання дистанційного захисту забезпечує можливість своєчасного виявлення короткого замикання.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

В розділі «Ефективність АПВ: дослідження та практичні аспекти» магістерської роботи було детально розглянуто класифікацію АПВ, умови їх використання, обмеження та вимоги до застосування АПВ, а також оптимізацію чутливості струмових і дистанційних захистів. Висновки до цього розділу підсумовують результати досліджень і аналізу кожного з пунктів.

Було визначено основні типи автоматичних повторних включень (АПВ) та їхні особливості.

Проведено аналіз умов, за яких кожен тип АПВ є найбільш ефективним і доцільним для використання.

Встановлено, що вибір конкретного типу АПВ значною мірою залежить від параметрів мережі та характеру навантажень.

Розглянуто обмеження, що виникають при застосуванні АПВ, такі як вимоги до синхронізації та контроль напруги.

Визначено ключові вимоги, які повинні бути виконані для забезпечення безперебійної роботи системи АПВ.

Обговорено вплив різних факторів на роботу АПВ та надано рекомендації щодо мінімізації негативного впливу.

Проведено аналіз параметрів чутливості струмових та дистанційних захистів.

Встановлено, що оптимізація чутливості захистів дозволяє значно підвищити надійність і безпеку електроенергетичних систем.

Надано рекомендації щодо налаштування параметрів захистів для досягнення максимальної ефективності та своєчасного реагування на аварійні ситуації.

Таким чином, дослідження ефективності АПВ та їхніх практичних аспектів дозволило розробити рекомендації щодо оптимізації роботи систем АПВ, що сприяє підвищенню надійності та безпеки електроенергетичних систем.

РОЗДІЛ 2. ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ІНТЕГРАЦІЯ СУЧАСНИХ ПРОГРАМНИХ РІШЕНЬ У РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

2.1. Автоматизація захисних заходів для ЛЕП надвисокої напруги

Нагальна потреба у регулюванні пропускної здатності ліній електропередавання різних рівнів напруг обумовлена постійним зростанням навантаження у складно замкнених мережах, які функціонують на напрузі 110-220 кВ та на надвисоких рівнях напруги 330-750 кВ. Ця проблема є актуальною та потребує якнайшвидшого вирішення. Один з можливих способів її вирішення - використання пристроїв FACTS.

Крім цього, в Європі та США широко застосовуються керовані пристрої поздовжньої компенсації (КППК).

Зростання вимог до збереження навколишнього середовища й підвищення надійності системи електропостачання, тобто забезпечення споживача якісною електричною енергією безперервно, привело до появи нових дволанцюгових ЛЕП напругою 330-750 кВ. Ці ЛЕП потребують спеціального захисту, який базується на нових функціях захисту та місцевого управління, з особливою увагою до функцій багатофазного відключення та послідовності АПВ.

При використанні вторинних пристроїв необхідно перевіряти їхнє функціонування за допомогою цифрового моделювання у реальному часі. Таке моделювання повинно дозволити проводити випробування у різноманітних умовах експлуатації та забезпечувати більш точні налаштування уставок.

У випадку, якщо система захисту містить пристрої FACTS та інші пристрої на базі силових електроніки, всі вищезазначені аспекти набувають ще більшого значення.

Аналізуючи визначення «двохланцюгова лінія електропередавання» у різних авторів, можна зазначити, що це система двох або більше трифазних ЛЕП, які працюють на одному рівні напруги, розташовані на одній опорі та пов'язані між собою завдяки високій магнітній індукції.

Що стосується функцій захисту і автоматики, то слід зазначити, що кожен випадок повинен розглядатися окремо. Характеристики ЛЕП по-різному впливають на типи захисту, які також відрізняються за своїми принципами роботи.

Наприклад, диференційний струмовий захист, що базується на вимірюванні струму пошкодженої фази за допомогою цифрових систем зв'язку, піддається мінімальному впливу. Однак це є також найбільшим недоліком цього виду захисту, оскільки він не функціонує при порушенні зв'язку.

Тому один вид диференційного захисту не є оптимальним і всебічним. Він повинен мати чутливий захист, який виконує функцію резерву при втраті зв'язку. Поширений диференційний захист є найбільш загальним рішенням.

Дистанційна робота повинна бути надійною і залежить від багатьох факторів. Один із них — це повний опір нульової послідовності $Z_{0mZ}_{\{0m\}}$ між двома паралельними системами, який впливає на спрацювання захисту при різних типах коротких замикань на землю. У таких випадках варто зазначити:

- ✓ Ситуація, коли дволанцюгова ЛЕП працює з чотирма включеними вимикачами. Контури замикання земля-земля дистанційного захисту можуть мати розширене або скорочене охоплення зони захисту, залежно від напрямку струму нульової послідовності паралельного ланцюга та співвідношення фазного струму до струму нульової послідовності у пошкоджені ланцюзі.

- ✓ Ситуація, коли один вимикач вже відключений. У цьому випадку струми нульової послідовності на протилежній стороні ЛЕП мають протилежний напрямок, і дистанційний захист спрацьовує з розширеним охопленням зони, що сприяє припиненню короткого замикання.

- ✓ Ситуація, коли паралельний ланцюг заземлений та розімкнений з обох кінців ЛЕП. У такому випадку струми нульової послідовності на одному кінці ЛЕП протікають в протилежному напрямку, і дистанційний захист спрацьовує зі значним розширенням зони охоплення при всіх однофазних коротких замиканнях на землю, що виникають в активній мережі.

✓ Якщо дволанцюгова ЛЕП, яка працює паралельно, має джерела прямої та нульової послідовності на різних сторонах, дистанційний захист на стороні, протилежній джерелу нульової послідовності, спрацювує зі значним скороченням зони охоплення.

Отже, аналізуючи всі вищезгадані випадки, можна зазначити, що кожную ситуацію, що виникає в процесі експлуатації ЛЕП, необхідно ретельно досліджувати окремо.

Для підвищення швидкодії дистанційного захисту використовується обладнання, яке з одного боку зменшує загальний час усунення короткого замикання, але з іншого боку, може створювати додаткові проблеми, такі як реверс струму та режим кінця ЛЕП із слабким живленням.

Резервний захист необхідний, коли струмовий захист нульової послідовності залежить від каналу зв'язку та може ідентифікувати опори величиною кілька сотень Ом. Для одноланцюгових ліній електропередавання це є оптимальним рішенням, але для багатоланцюгових ЛЕП виникають проблеми, оскільки такі пристрої не можуть вибрати пошкоджену фазу.

Сучасні енергетичні системи, що розробляються, потребують удосконалення разом із дотриманням екологічних вимог, оскільки вимоги до релейних систем захисту зростають.

Основні вимоги можна стисло виділити наступним чином:

✓ Загальна надійність, включно з надійністю спрацювання та неспрацювання швидкодії в необхідних випадках, що визначає стійкість енергосистеми.

✓ Селективність, яка стосується вибору фаз та зон спрацювання.

✓ Підвищені вимоги до чутливості.

✓ Реакція у випадках складних коротких замикань в зоні та поза зоною захисту.

Вимоги до сучасних енергосистем:

✓ Фактори, що впливають на необхідні характеристики сучасних систем релейного захисту і автоматизації, такі:

- ✓ Відсутність державного регулювання сучасних енергосистем.
- ✓ Швидке та постійне зростання споживання електроенергії, що призводить до збільшення кількості енергосистем у розвинених країнах.

Зростаюча увага до навколишнього середовища. Останнім часом все більше країн Європи приділяють цьому питанню значну увагу. Серед цих аспектів можна виділити наступні:

- ✓ Труднощі, що виникають при будівництві нових електростанцій.
- ✓ Через пункт 1 практично відсутні можливості для будівництва нових ЛЕП.
- ✓ Впровадження та подальше використання відновлюваних джерел енергії.
- ✓ Розробка та подальше застосування відновлюваних джерел живлення.

Використання сучасних нелінійних елементів та технологій включає:

- ✓ ЛЕП високої напруги постійного струму
- ✓ Статичну компенсацію реактивної потужності
- ✓ Прокольну ємнісну компенсацію з тиристорним управлінням ЛЕП
- ✓ Фазорегулюючі трансформатори та перетворювачі напруги
- ✓ Постійне зростання і швидкий розвиток мікропроцесорних технологій
- ✓ Швидкий темп розвитку сучасних цифрових (оптоволоконних) комунікаційних технологій
- ✓ Зниження кількості та якості освіти спеціалістів, що працюють з вторинними енергосистемами

Актуальні рішення для покращення роботи ЛЕП

Рисунок 2.8 демонструє дволанцюгову ЛЕП, що працює паралельно і зазнає складного короткого замикання в обох системах. Подібна ситуація може виникнути при однофазному короткому замиканні на землю в одному ланцюзі та двофазному короткому замиканні в іншому.

Слід пам'ятати, що дві або три фази залишаються непошкодженими в з'єднанні шин А і В, що дозволяє виконати багатофазне відключення разом із селективним АПВ, підвищуючи загальну надійність і стійкість системи.

Вибір логіки, яка спрацює у двох або трьох непошкоджених фазах протягом всієї ЛЕП, зазвичай залежить від аналізу стійкості системи та відповідних вимог.

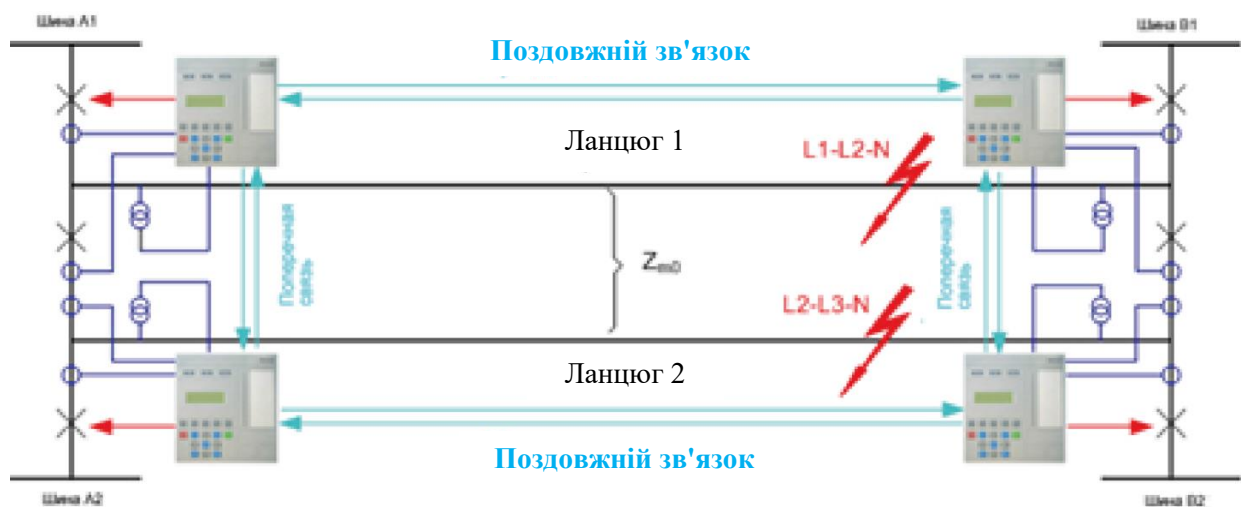


Рисунок 2.1. Складне коротке замикання на двох ланцюговій ЛЕП, що працює паралельно

Різноманітні елементи системи захисту ЛЕП мають підвищені вимоги до своєї роботи, а саме:

➤ Надійний та швидкий (оптичний) канал зв'язку, який необхідний для обміну даними між терміналами, розташованими поряд із однією шиною (поперечний зв'язок), а також між терміналами на різних кінцях однієї лінії (прокольний зв'язок). Цифрові оптичні канали зв'язку між кінцями ліній виявили високу надійність при використанні їх разом із диференційним струмовим захистом ліній. Обмін дискретними сигналами, що подають інформацію про пошкодження фази на віддалених кінцях лінії, може

здійснюватися за допомогою тих же каналів зв'язку, що й диференційний струмовий захист, або через інші незалежні канали зв'язку.

➤ Оптимальний вибір фаз при короткому замиканні у прямому та зворотному напрямках повинен бути обов'язковою вимогою.

➤ Зв'язок високої якості та надійна селективна логіка АПВ необхідні для усунення коротких замикань, оскільки пошкоджені фази не включаються повторно одночасно; цей процес повинен виконуватися заздалегідь заданою послідовністю відповідно до фаз, охоплених коротким замиканням в обох ланцюгах.

Послідовне АПВ повинно забезпечити мінімальне навантаження на обладнання та енергосистему в цілому у випадку неуспішного повторного включення. Однією з таких мір може бути адаптивний вибір кінця ЛЕП, на якому виконуватиметься перше АПВ. Інший варіант полягає в тому, щоб виконувати повторні включення різних фаз одну за одною з витримкою часу, яка в кожному конкретному випадку забезпечує максимальну можливість успішного АПВ. Таким чином, термінал захисту повинен акумулювати необхідну інформацію про обидва ланцюги і виконувати повторне включення згідно з раніше запрограмованою послідовністю. Послідовність повторного включення має такі складові:

✓ Пошкоджені фази повторно включаються першими в черзі та можуть бути включені одночасно. Це пов'язано з тим, що система повторно включається на однофазне пошкодження або навіть на однофазне коротке замикання, і вимкнена фаза може бути знову введена в експлуатацію в дуже короткі терміни, скорочуючи весь цикл повторного включення.

✓ Випереджувальна фаза повторно включається першою в черзі для ланцюгів з двофазним коротким замиканням. Завдання полягає в тому, що інший ланцюг відповідає черзі однофазного АПВ. Процедура повторного включення може тривати до того моменту, коли один ланцюг знову включений на коротке замикання і всі три фази будуть відключені. Наприклад, якщо виникає пошкодження в ланцюзі 1 ($L1 - L2$) і ланцюзі 2 ($L3$), то першою буде

включатися фаза $L1$ першого ланцюга. У разі, коли це повторне включення неуспішне і ланцюг буде відключений на тривалий період у всіх трьох фазах, другий ланцюг залишатиметься в роботі з двома непошкодженими фазами ($L1$ і $L2$).

Необхідно враховувати, що в першу чергу потрібно виконувати повторне включення випереджувальної фази, навіть у випадках, коли пошкоджена фаза є в обох ланцюгах.

Наприклад, при короткому замиканні $L1 - L2$ у першому ланцюзі та одночасному короткому замиканні $L2 - L3$ у другому ланцюзі, на першому етапі необхідно повторно включити фазу $L2$ в обох ланцюгах, потім виконати повторне включення фази $L3$ у другому ланцюзі, і на завершення — фазу $L1$ у першому ланцюзі.

Сучасні функції усунення пошкоджень та автоматичного повторного включення на складних багатоланцюгових лініях електропередавання вимагають не лише надійного обладнання, але й повного процесу тестування перед введенням обладнання в нормальний режим роботи. Стандартна перевірка за допомогою одного комплексу обладнання для одного пристрою не може надати коректних результатів для різних режимів роботи системи.

Це вагома причина для перевірки систем ще до установки в реальних умовах експлуатації. Важливо, щоб умови, за яких проводиться тестування, були якомога ближчими до реальних умов функціонування.

Цифрове моделювання в реальному часі (*RTDS – Real Time Digital Simulation*) є оптимальним методом для тестування всієї системи захисту на складних лініях електропередавання. На думку багатьох користувачів, цей комплекс є найефективнішим і необхідним.

Рисунок 2.9 демонструє таку схему. Повна комплектація *RTDS* включає спеціально розроблене апаратне та програмне забезпечення, яке забезпечує моделювання всієї системи в реальному часі. Це означає, що подія, яка відбувається протягом однієї мілісекунди, буде змодельована *RTDS* також протягом однієї мілісекунди.

Час розрахунку контуру становить менше ніж 50 мкс для тестування та не більше ніж 2 мкс для управління силовою електронікою.

Існує ряд програмних елементів, що моделюють генератори, трансформатори, ЛЕП, вимірювальні трансформатори струму і напруги, силову електроніку тощо. За допомогою цих елементів можна моделювати практично будь-яку енергосистему або її частину. Струми та напруги, розраховані в точках реле, перетворюються у відповідні вихідні аналогові сигнали, які за допомогою підсилювачів струму і напруги набувають значень, що виникають при пошкодженні системи у відповідних вхідних ланцюгах реле.

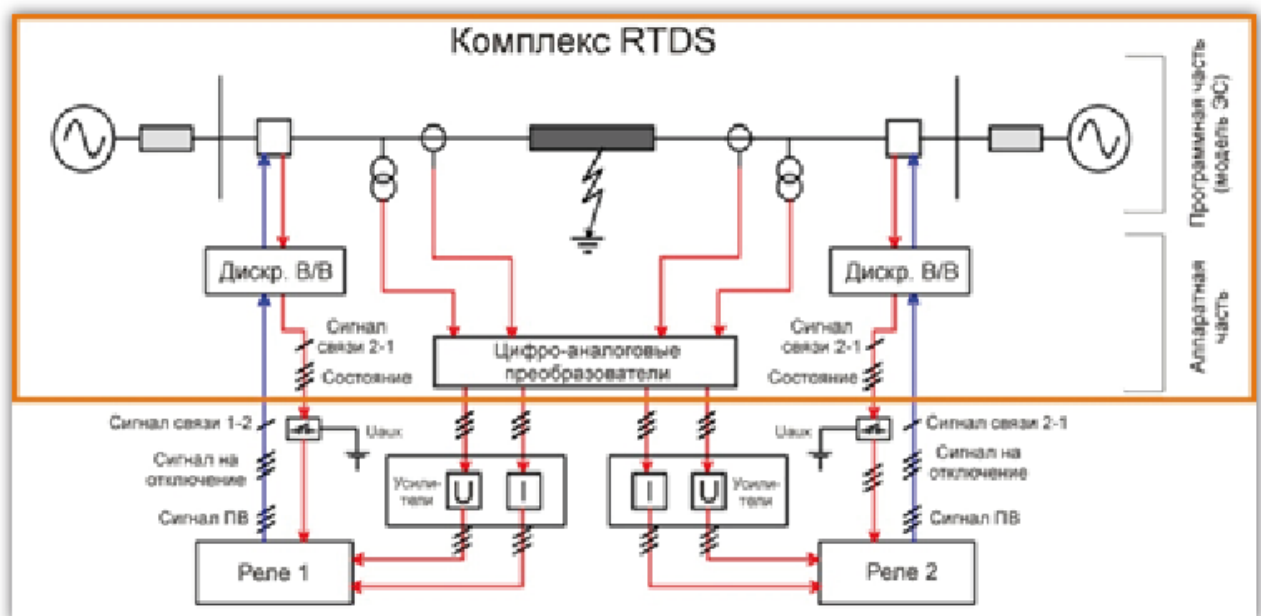


Рисунок 2.2. Схематична уява тестування захисту лінії в реальному часі за допомогою спеціалізованого комплексу *RTDS*

Різні апаратні модулі здатні надавати інформацію про спрацювання захисту (контакти реле) назад до комплексу моделювання, а також керувати різноманітним змодельованим обладнанням, таким як відключення вимикачів тощо. Це забезпечує відповідну реакцію змодельованої енергосистеми після спрацювання захисту.

Впровадження міжнародного стандарту зв'язку з підстанцією МЕК 61850 значно вплинуло на апаратне і програмне забезпечення захисту. Передача

GOOSE-повідомлень вже використовується в багатьох установках і в майбутньому замінить контакти реле. Сучасні нетрадиційні трансформатори разом з об'єднуючими пристроями надають вибірккові значення.

Місце розташування пошкоджень

Пристрої захисту, зображені на рисунку 2.8, необхідно тестувати на різні типи внутрішніх та зовнішніх пошкоджень на захищених лініях, шинах, а також поблизу інших ЛЕП. Варто зазначити, що внутрішнє коротке замикання у ланцюзі 1 вже є зовнішнім коротким замиканням для захисту ланцюга 2.

Типи пошкоджень

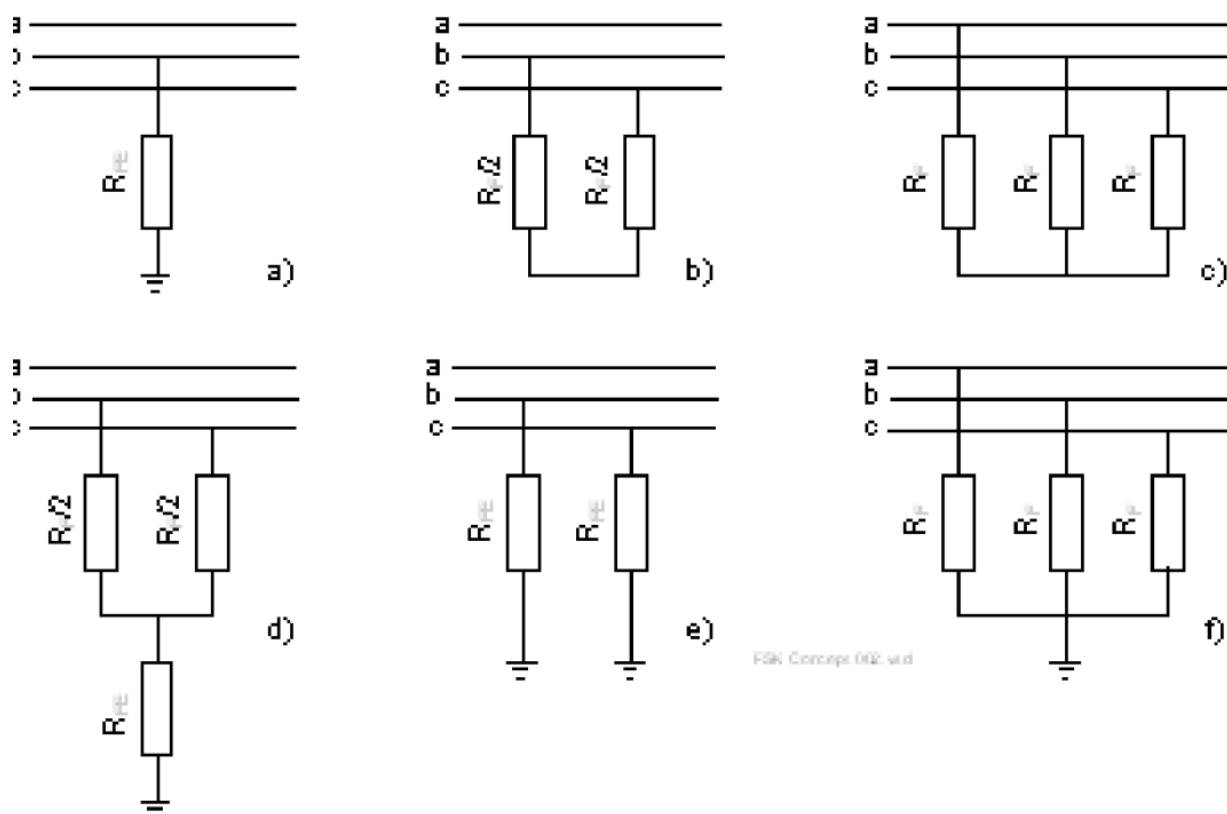


Рисунок 2.3. - Типи пошкоджень на ЛЕП

Рисунок 2.3 демонструє різні типи пошкоджень, які виникають у різних місцях кожного ланцюга, що тестується, одночасно або з деякою витримкою часу.

Максимальні значення активного опору варіюються для різних енергетичних підприємств, але здебільшого залежать від рівня напруги.

Сучасна практика показує, що активний опір в місці пошкодження при однофазних коротких замиканнях на землю повинен складати близько 300 Ом для напруги 500 кВ та бути менше ніж 500 Ом для напруги 750 кВ.

При одночасних коротких замиканнях на землю активний опір повинен складати 100 Ом, а при двофазних коротких замиканнях на землю — 200 Ом. Активний опір в місці короткого замикання при двофазному або трифазному короткому замиканні у прямому напрямку повинен коливатися до 50 Ом. Ці умови дозволяють пристроям релейного захисту коректно спрацьовувати селективно та забезпечувати правильний вибір фаз.

Прості короткі замикання необхідно моделювати так само, як і одночасні та ті, що розвиваються. Час розвитку короткого замикання для них складає від 20 мс до 200 мс.

Отже, система захисту повинна проходити перевірку у всіх цих випадках у всіх можливих режимах експлуатації, включаючи коливання у енергосистемі, втрату синхронізму та аналогічні перехідні режими системи.

Результати перевірки повинні сприяти оптимальному налаштуванню уставок різних параметрів системи захисту та подальшому використанню, за необхідності, функції адаптивного налаштування сигналів.

Складні багатоланцюгові лінії електропередавання є невід'ємною частиною сучасних енергосистем. Особливо важливим аспектом для забезпечення стійкості та надійної експлуатації енергосистеми є безперервний режим роботи ЛЕП, навіть за умов коротких замикань різних видів.

Для вирішення цих проблем необхідно застосовувати нові функціональні можливості захисту та управління, такі як багатофазне відключення та послідовне АПВ.

Вторинні пристрої, що використовуються в експлуатації, необхідно тестувати для визначення їх функціонування за допомогою цифрового стимулятора в реальному часі (*RTDS*). Це дозволяє проводити коректну перевірку в різних режимах роботи та забезпечує точну настройку параметрів захисту. Всі ці складові є вкрай важливими в системах, де використовуються

силова електроніка та інші пристрої FACTS, коли застосування інших засобів ускладнене через їх нелінійний характер.

2.2. Аналіз та оптимізація систем АПВ

Режими роботи

Функція АПВ має три режими роботи:

- ✓ Auto Mode (АВТОМ. РЕЖИМ): Функція АПВ введена в роботу.
- ✓ Non-auto Mode (НЕАВТОМ. РЕЖИМ): Функція АПВ виведена з роботи і вибрані функції
 - ✓ захисту блоковані, якщо уставка AR Deselected (АПВ ВИВЕДЕНО) = 'Block Inst Prot.' (БЛОК. ШВИДК.ЗАЩ.).
 - ✓ Live Line Mode (НАЯВ. НАПР.ЛИН.) Функція АПВ виведена з роботи, але функції НЕ захисту блоковані, навіть якщо уставка AR Deselected (АПВ ВИВЕДЕНО) = 'Block Inst Prot.' (БЛОК. ШВИДК.ЗАЩ.).

Для роботи АПВ функція має бути насамперед введена в колонці меню CONFIGURATION (КОНФІГУРАЦІЯ). Далі ви можете встановити режим роботи цієї функції відповідно до умов застосування АПВ. Основним способом вибору режиму роботи є завдання відповідної уставки AR Mode Select (РЕЖИМ АПВ) у колонці меню AUTORECLOSE (АПВ), як показано у наступній таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. – Уставка AR Mode Select

Уставка AR Mode Select (Режим АПВ)	Опис
Command Mode	Режими 'Auto Mode' (АВТОМ. РЕЖИМ) і 'Non-auto Mode' (НЕАВТОМ. РЕЖИМ) задаються в осередку Autoreclose Mode (ЗМІН.РЕЖ.АПВ) у колонці меню CB CONTROL (УПРАВЛІННЯ В)
Opto Set Mode	Режими 'Auto Mode' (АВТОМ. РЕЖИМ) і 'Non-auto Mode' (НЕАВТОМ. РЕЖИМ) задаються по опти входу пов'язаному з

	сигналом AR Auto Mode (АПВ АВТОМ. РЕЖИМ). Якщо вхід AR Auto Mode (АПВ АВТОМ. РЕЖИМ) знаходиться на високому логічному рівні, то встановлюється режим 'Auto Mode' (АВТОМ. РЕЖИМ) (тобто АПВ введено). Якщо вхід AR Auto Mode (АПВ АВТОМ. РЕЖИМ) знаходиться на низькому логічному рівні, то встановлюється режим 'Non-auto Mode' (НЕАВТОМ. РЕЖИМ) (тобто АПВ виведено).
User Set Mode	Режими 'Auto Mode' (АВТОМ. РЕЖИМ) та 'Non-auto Mode' (НЕАВТОМ. РЕЖИМ) задаються по входу Telecontrol Mode (АПВ ДИСТ. РЕЖИМ). Якщо вхід Telecontrol Mode (АПВ ДИСТ. РЕЖИМ) встановлено на високий логічний рівень, то для вибору режиму 'Auto Mode' (АВТОМ. РЕЖИМ) і 'Non-auto Mode' (НЕАВТОМ. РЕЖИМ) використовується уставка в комірці Autoreclose Mode (ЗМІН.РЕЖ.АПВ) у колонці меню СВ CONTROL (КЕРУВАННЯ В). Якщо вхід Telecontrol Mode (АПВ ДИСТ. РЕЖИМ) знаходиться на низькому логічному рівні, то вибір режимів як за завдання уставки 'Opto Set Mode' (УПР.АПВ: ЛОГ.ВХ.)
Pulse Set Mode	Режими 'Auto Mode' (АВТОМ. РЕЖИМ) та 'Non-auto Mode' (НЕАВТОМ. РЕЖИМ) встановлюються спадаючому фронту сигналу Telecontrol. Якщо вхід Telecontrol знаходиться на високому логічному рівні, то режим роботи перемикається між АПВ і Без АПВ по спадаючому фронту сигналу. Імпульси можуть подаватися від системи SCADA. Якщо вхід Telecontrol знаходиться на низькому логічному рівні, то вибір режимів

	як при завданні уставки 'Opto Set Mode' (УПР.АПВ:ЛОГ.ВХ.)
--	---

Режим 'Live Line Mode' (НАЯВ. НАПР.ЛИН.) контролюється входом AR Live Line (РЕЖИМ КНН ЛІНІЇ). Якщо цей вхід знаходиться на високому логічному рівні, то схема примусово переводиться в режим 'Live Line Mode' (НАЯВ. НАПР.ЛИН.) незалежно від статусу інших сигналів.

Застосування чотирьох-позиційного перемикача режимів

Для вибору режиму роботи АПВ у багатьох енергосистемах використовується чотирьохпозиційний перемикач. Це застосування виконується за допомогою DDB сигналів AR Live Line Mode (РЕЖИМ КНН ЛІНІЇ), AR Auto Mode (АПВ АВТОМ. РЕЖИМ) and Telecontrol Mode (АПВ ДИСТ. РЕЖИМ). Це показано на наступному рисунку 2.4.

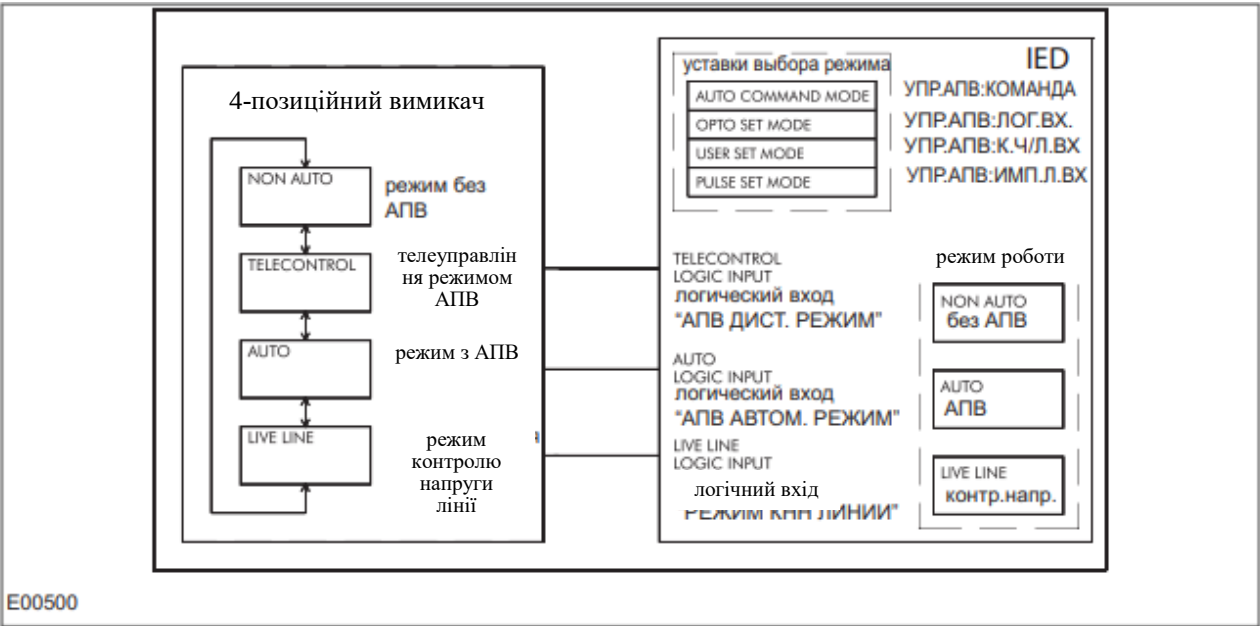


Рисунок 2.4. - Застосування чотирьох-позиційного перемикача режимів

Таблиця 2.2. – Вихідні дані для даної схеми

Положення перемикача	AR Auto Mode (АПВ АВТОМ. РЕЖИМ)	Telecontrol Mode (АПВ ДИСТ. РЕЖИМ)	AR Live Line Mode (РЕЖИМ КНН ЛІНІЇ)
Non-auto	0	0	0

(НЕАВТОМ. РЕЖИМ)			
Телеуправління	0 або імпульс від Scada1	1	0
АПВ		0	0
Лінія під напругою	0	0	1

Логіка вибору режиму роботи

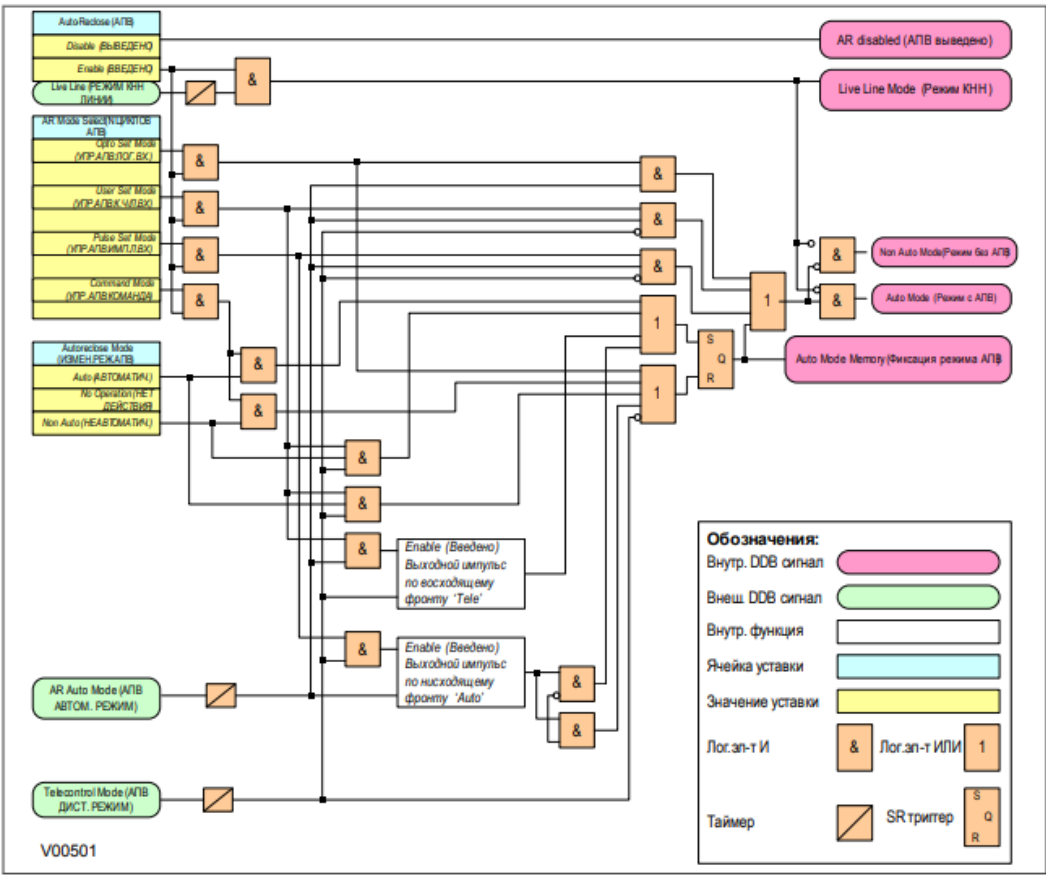


Рисунок 2.5. - Логіка вибору режиму АПВ

Для забезпечення передбачуваної зміни режиму роботи логіка вибору включає 100 мс затримку логічних входів Auto Mode (АПВ АВТОМ. РЕЖИМ), Telecontrol (АПВ ДИСТ. РЕЖИМ) та Live Line (РЕЖИМ КНН ЛІНІЇ). Це особливо важливо в тому випадку, якщо чотири-позиційний перемикач не має контактів, що перемикаються, працюючих без розмикання ланцюга (тобто

замикання другого ланцюга до розриву першої). Крім цього логіка працює так що при перемиканні перемикача з положення Auto (з АПВ) або Non-Auto (без АПВ) в положення Telecontrol (Телеуправління) схеми залишається в раніше обраному режимі роботи (з АПВ або Без АПВ) до тих пір, поки дистанційно не буде вибрано інший режим роботи.

В тих випадках, коли не потрібна робота в режимі "Наявність напруги на лінії" і телекерування режимами АПВ достатньо використовувати двопозиційний перемикач для активації входу Auto Mode (АПВ АВТОМ. РЕЖИМ). У цьому випадку входи Live Line та Telecontrol не використовуються.

Пуск АПВ

Зазвичай пуск АПВ виконується від внутрішніх захистів ІЕД. Різні ступені МТЗ від міжфазних КЗ та захисту від замикань на землю можуть бути запрограмовані на пуск або блокування основних функцій АПВ. Ступені чутливого захисту від замикань на землю також можуть бути запрограмовані на пуск або блокування як основного АПВ так і АПВ із пуском від ЧЗЗ (SEF).

Пов'язані з цим уставки перебувають у колонці меню AUTORECLOSE (АПВ) під заголовком AR INITIATION (ПУСК АПВ ОТ).

Наприклад:

Якщо в комірці $I > 1$ AR (МТЗ $I > 1$) задано 'Initiate Main AR' (ПУСК АПВ ОСН.ЗАХ), то спрацювання ступеня $I > 1$ супроводжуватиметься пуском АПВ.

Якщо в осередку $ISEF > 1$ AR задано 'No Action' (НЕМА ДІЇ), то при спрацюванні $ISEF > 1$ відключиться вимикач без подальшого пуску АПВ.

Крім цього, пуск АПВ може бути виконаний від зовнішніх пристроїв. Пуск АПВ може бути за сигналом Відключення від захисту або, якщо необхідно узгодження послідовності, за сигналом Пуска. Якщо необхідно виконати зовнішній пуск АПВ, необхідно на оптовходи призначити такі сигнали:

- ✓ Ext AR Prot Trip (ВІДКЛ.ЗОВНІШ.З АПВ)
- ✓ Ext AR Prot Strt (ЯКІ використовується)

Крім цього в осередку Ext Prot (ЗОВНІШН. ЗАХИСТИ) необхідно задати уставку 'Initiate Main AR' (ПУСК АПВ ОСН.ЗАЩ). Незважаючи на те, що для пуску АПВ можуть бути використані сигнал пуску так і сигнал відключення від зовнішніх захистів, перш ніж видати сигнал пуску АПВ необхідно виконати кілька перевірок. Деякі з перевірок наведені нижче:

- ✓ Потрібно вибрати режим 'Auto Mode' (тобто АПВ введено в роботу)
- ✓ Режим 'Live line mode' (РЕЖИМ КНН ЛІНІЇ) повинен бути вимкнений
- ✓ Не повинно бути досягнуто граничної кількості циклів на лічильниках основного АПВ та АПВ із пуском від ЧЗЗ (SEF).
- ✓ Потрібно ввести узгодження послідовності (для запуску захисту для ініціалізації АПВ). У цьому немає потреби
- ✓ Не потрібно встановити сигнал DDB CB Ops Lockout (N ОПЕР.В:БЛК.УВИМК.).
- ✓ DDB сигнал CB in Service (В - У РОБОТІ) має бути на високому логічному рівні.

Логіка сигналу Пуск

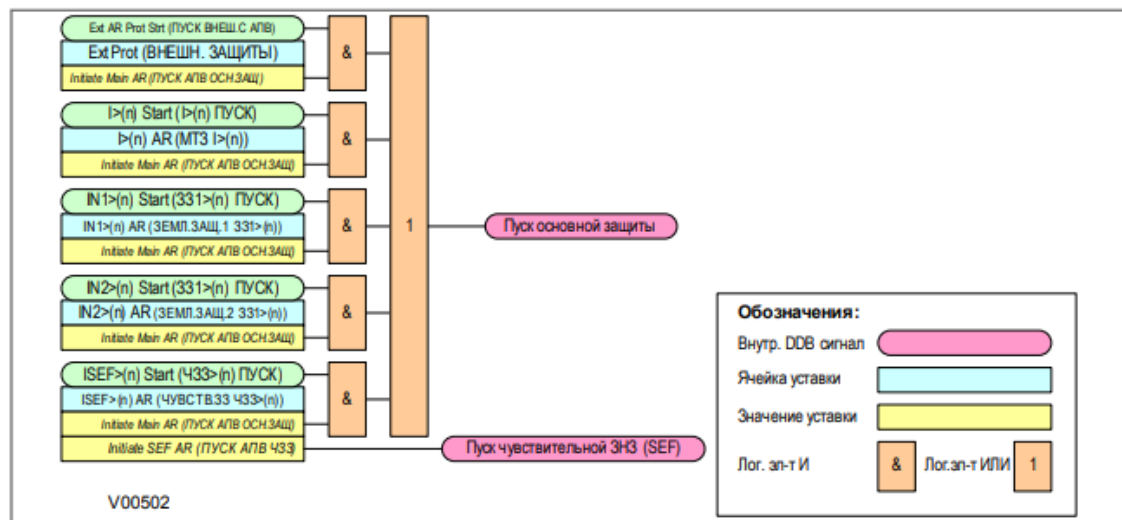


Рисунок 2.6. - Логіка сигналу Пуск

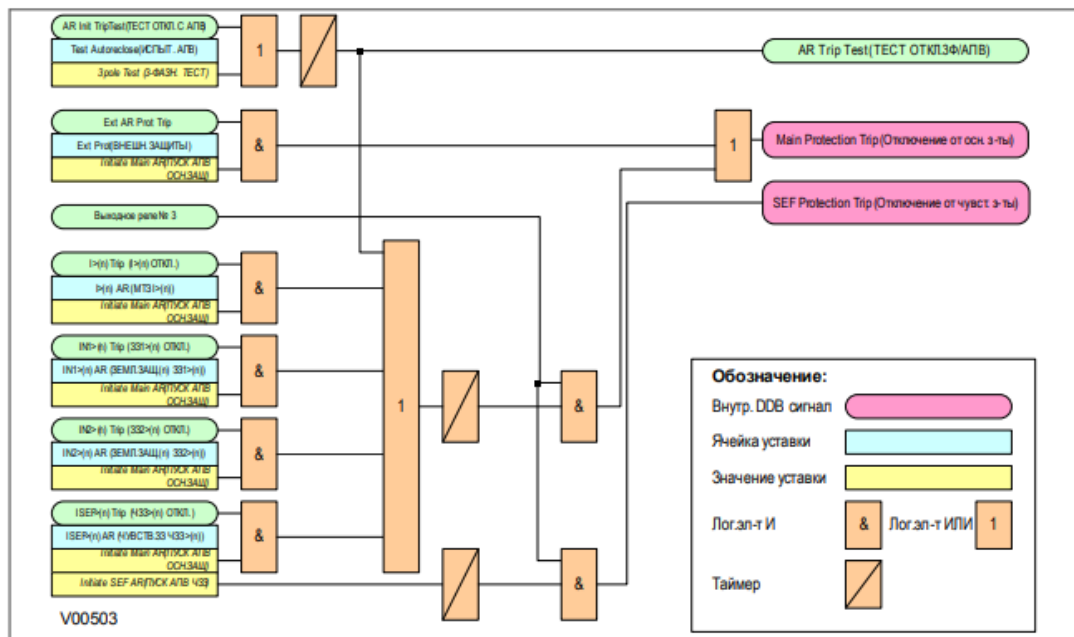


Рисунок 2.7. - Логіка сигналу Вимкнення

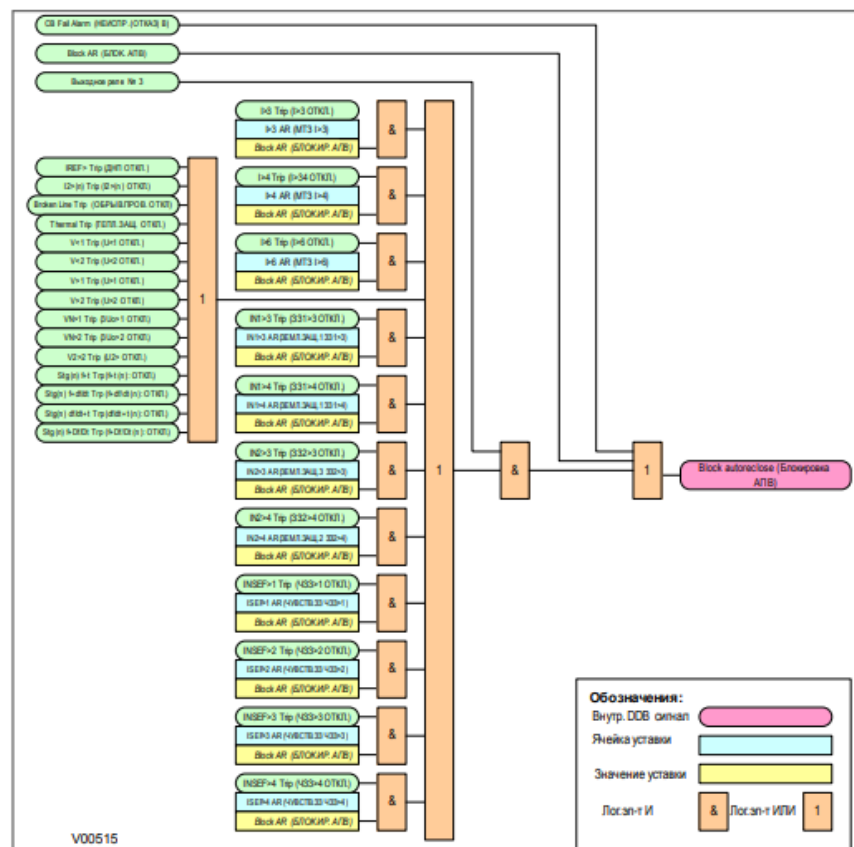


Рисунок 2.8. – Логіка сигналу Блокування

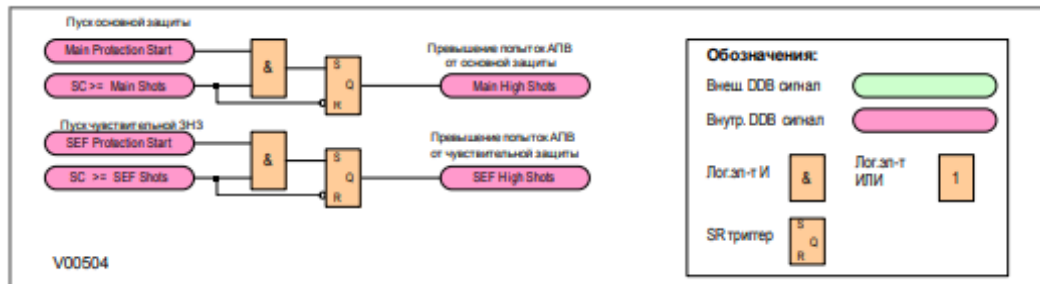


Рисунок 2.9. - Логіка перевищення кількості спроб

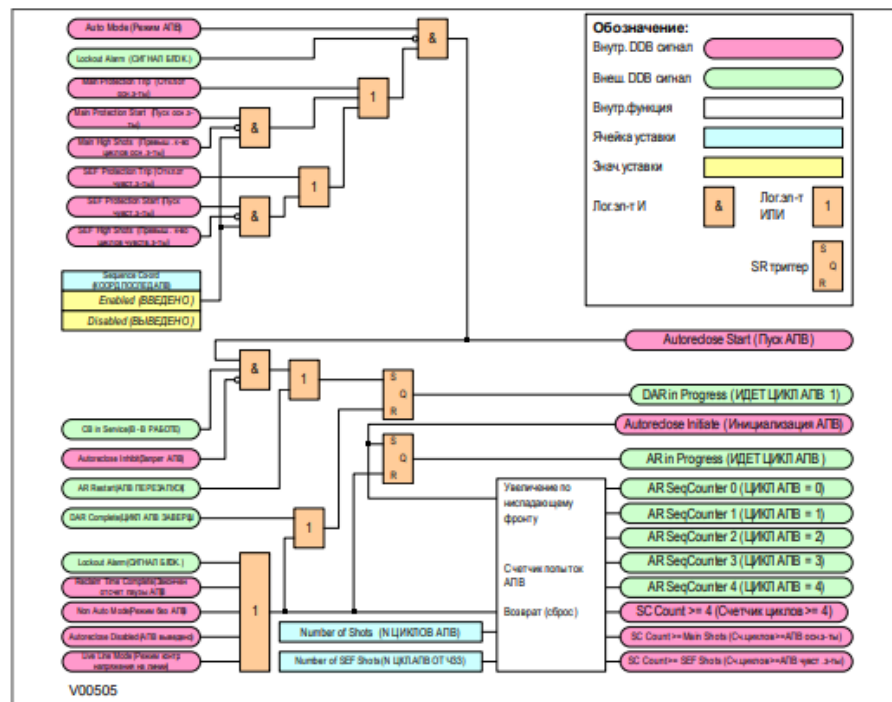


Рисунок 2.10. - Логіка пуску АПВ

Блокування миттєвих захистів для вибраних циклів АПВ

Миттєві ступені захисту можуть блокуватися або не блокуватися для кожного відключення в циклі АПВ. Це виконується за допомогою уставок Trip (n) Main (ВІДКЛ.(n) ОСН.Зах.) та Trip (n) SEF (ВІДКЛ.(n) ЧЗЗ), де n є номером відключення в циклі АПВ. Ця уставка дозволяє вибірково блокувати миттєві щаблі МТЗ, ЗНЗ для послідовності відключення вимикача.

Наприклад, якщо в комірці Trip 1 Main (ВІДКЛ.1 ОСН.ЗАХІД.) встановлено значення 'No Block' (БЕЗ БЛОКІРОВКИ), а в комірці Trip 2 Main

(ВІДКЛ.2 ОСН.ЗАЩ.) встановлено значення 'Block Inst Prot' (БЛОК. ШВИДК.ЗАЩ.), то миттєві органи МТЗ та ДТ будуть доступні для першого відключення, однак, після цього вони будуть блоковані для другого відключення вимикача в циклі АПВ.

Пояснювальна логічна схема наведена нижче.

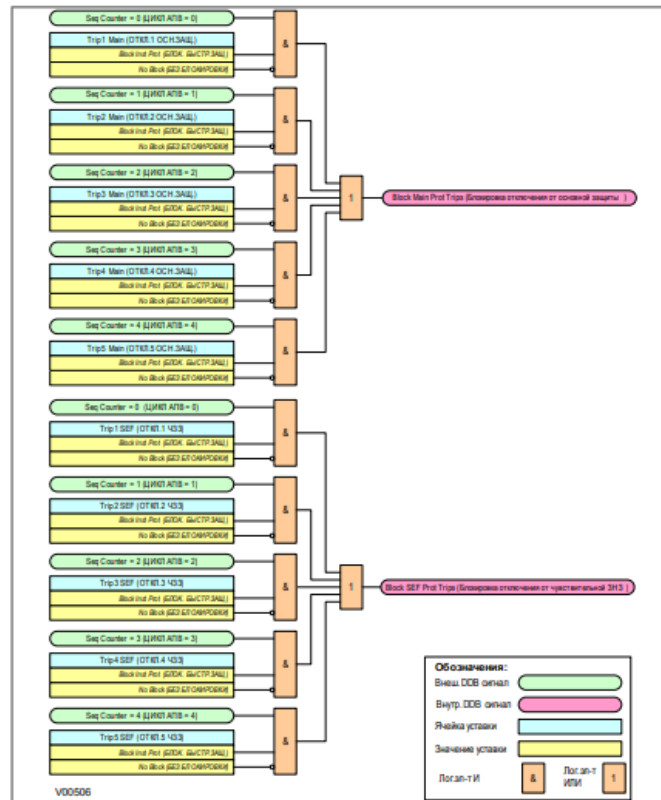


Рисунок 2.11 - Блокування миттєвих захистів для вибраних циклів АПВ

Блокування миттєвих захистів за інших умов

Миттєві захисту також можуть бути блоковані за певних умов блокування.

Вони також блокуються, коли лічильник кількості операцій вимикача або функцією блокування при неприпустимій частоті відключення КЗ досягнуті граничні значення.

Наприклад, якщо в комірці No. CB Ops Lock (N ОПЕР.В:БЛК.ВКЛ) колонки меню CB MONITOR SETUP (КОНТР.СОСТ.ВИМК.) встановлено значення 100, а в комірці No. CB Ops Maint (N ОПЕР.В:ТЕХ.ОБС)= '99', то миттєві захисту (сходи) можуть бути блоковані, для того щоб останнє

відключення вимикача, після якого його включення буде заблоковано, походить від селективних захистів.

Це контролюється за допомогою уставки EFF Maint Lock (ПЕРЕД БЛОК.ВИМК.) (Блокування за неприпустимою частотою відключення КЗ за контрольований період). Якщо буде задана уставка 'Block Inst Prot' (БЛОК. ШВИДК.ЗАХІД.), миттєві захисту будуть блоковані перед останнім вимкненням до блокування увімкнення вимикача.

Миттєві захисту (ступеня) можуть бути блоковані коли IED блоковано за допомогою уставки AR Lockout (БЛОКУВАННЯ АПВ). Крім цього, за допомогою уставки Manual Close (РУЧН. УВІМК. В) вони також можуть бути блоковані після ручного вмикання вимикача. Коли IED перебуває в режимі 'Non-auto' (тобто АПВ виведено) миттєві захисту можуть бути заблоковані за допомогою уставки AR Deselected (АПВ ВИВЕДЕНО). Пояснювальна логічна схема наведена нижче.

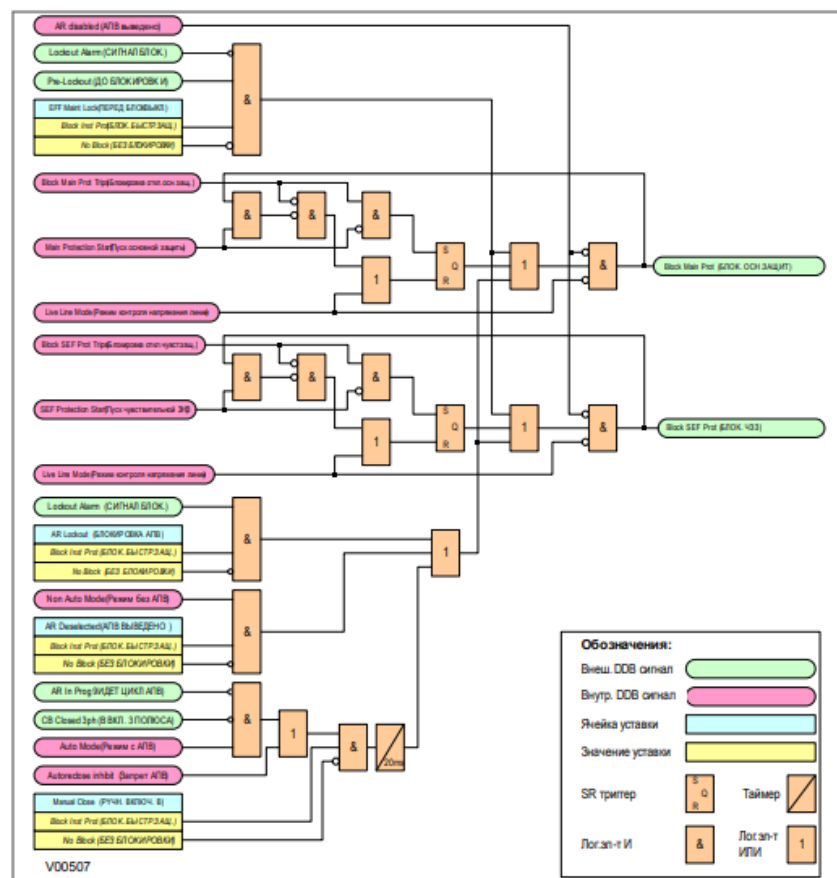


Рисунок 2.12. - Блокування миттєвих захистів за інших умов

Управління таймером паузи АПВ

Вибір значення Enabled (ВВЕДЕНО) для уставки CS AR Immediate (ШВИДК. АПВ ПО) дозволяє негайне АПВ вимикача після запуску таймера паузи АПВ, за умови, що з обох сторін вимикача присутні напруги і виконуються умови синхронізму відновити напругу, оскільки не потрібно чекати на закінчення паузи АПВ.

Якщо в якості уставки CS AR Immediate (ШВИДК. АПВ ПО КС) вибрано значення Disabled (ВИВЕДЕНО) або немає напруги ні на лінії ні на шинах, то таймер паузи АПВ продовжує працювати, поки сигнал Dead Time Enabled (t АПВ ВВЕДЕНО) знаходиться на високому логічний рівень. Функція Dead Time Enabled (t АПВ). ВВЕДЕНО) може бути призначена на один з оптових ходів для індикації готовності вимикача. на шинах). Якщо сигнал Dead Time. Enabled (t АПВ ВВЕДЕНО) не призначений у ПСЛ, то за умовчанням у нього високий логічний рівень, що перешкоджає роботі таймера паузи АПВ.

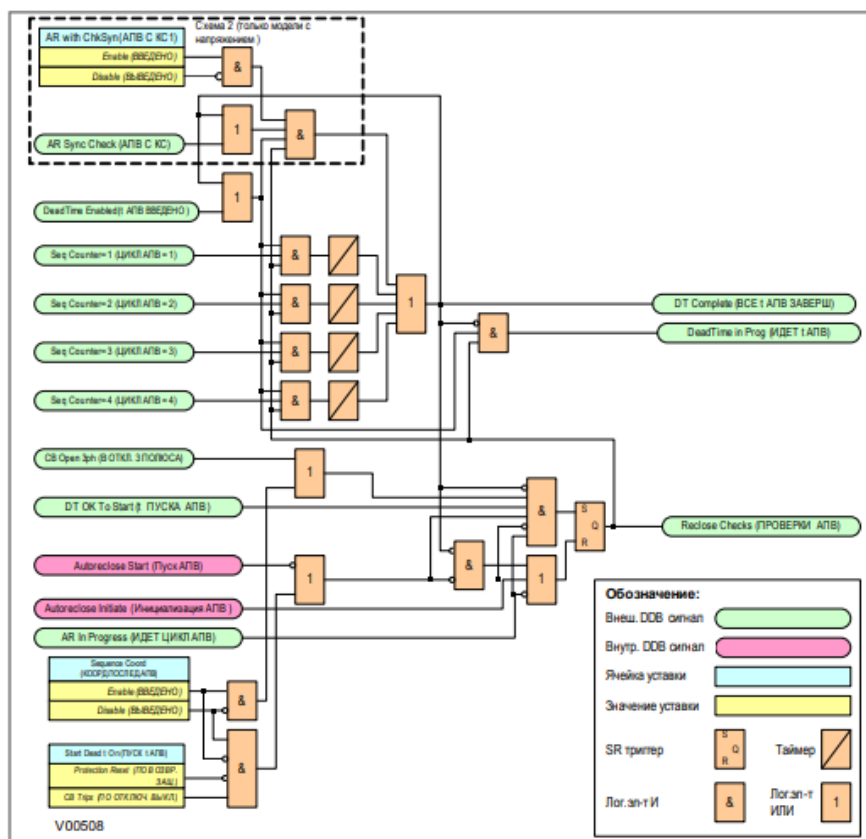


Рисунок 2.13. - Логіка управління таймером паузи АПВ

Управління сигналом увімкнення вимикача від АПВ

Після закінчення відліку витримки паузи АПВ або підтвердження наявності синхронізму видається сигнал Auto Close (УВІМК. В-ЛЯ ВІД АПВ) за умови, що є сигнал CB Healthy (В - ГОТОВ) і виконуються умови контролю умов системи System Checks. Сигнал Auto Close (УВІМК. В-ЛЯ ВІД АПВ) запускає команду включення вимикача через функцію управління вимикачем.

Логіка керування включенням вимикача від АПВ показана нижче.

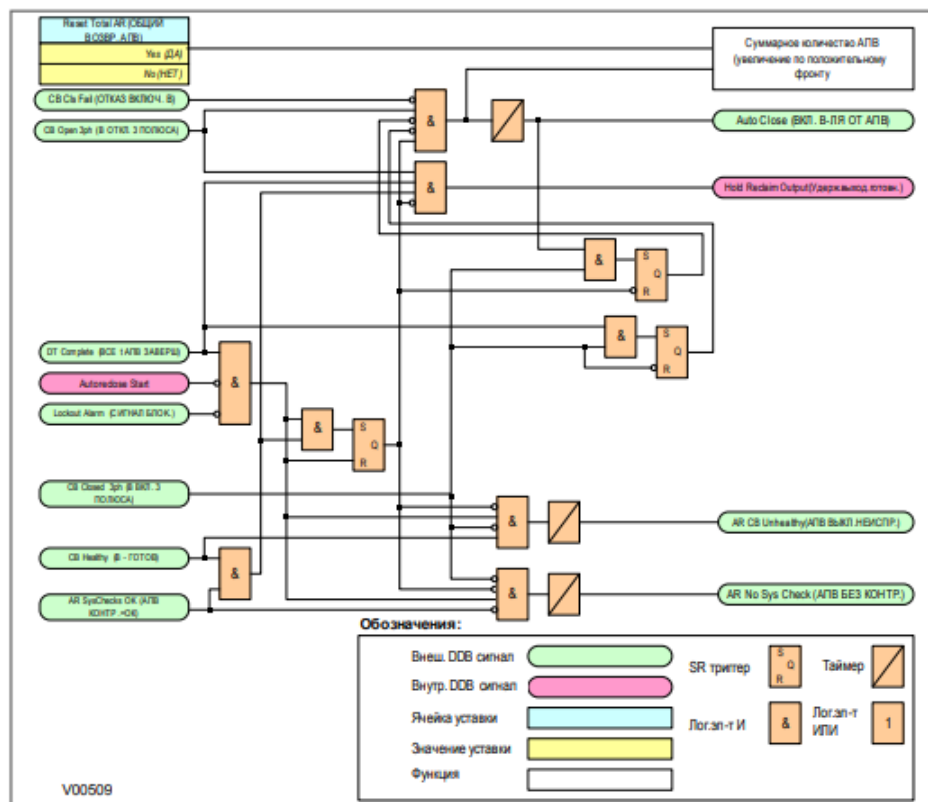


Рисунок 2.14. - Управління сигналом увімкнення вимикача від АПВ

Контроль системи для АПВ

Дозвіл на запуск АПВ залежить від наступних уставок контролю системи. Дані уставки знаходяться в колонці меню AUTORECLOSE (АПВ) під заголовком AR SYSTEM CHECKS (Контроль системи для АПВ) який не слід плутати з основними уставками SYSTEM CHECKS (Контроль системи).

До AR SYSTEM CHECKS відносяться уставки:

- ✓ Live/Dead Ccts (АПВ З КОНТР. U): Якщо вибрано опцію Enabled (ВВЕДЕНО), ця уставка видає сигнал AR Check OK (АПВ КОНТР.=ОК) за умови, що LiveDead Ccts OK (ЛАНЦЮГИ ВКЛ.Б/У :ОК) має високий логічний рівень. Даний вхідний DDB сигнал зазвичай конфігурується в програмованій схемі логіки на відповідну комбінацію умов з використанням DDB сигналів 'Line Live' (ЛІНІЯ ПІД НАПР.), 'Line Dead' (ЛІНІЯ БЕЗ НАПР.), 'Bus Live' (ШИНИ ПІД НАПР.) та 'Bus Dead' (ШИНИ БЕЗ НАПР.);
- ✓ No System Checks (АПВ БЕЗ КОНТР.): При виборі опції Enabled (ВВЕДЕНО) повністю відключаються перевірки системи і, отже, дозволяється пуск АПВ за будь-яких умов системи;
- ✓ SysChk on Shot 1 (КОНТР. ДЛЯ АПВ1): Уставка використовується для вимкнення контролю системи в першому циклі АПВ;
- ✓ AR with ChkSync (АПВ З KC1): АПВ дозволено, коли виконуються умови, задані вставками АПС 1 (CS1) в основному меню SYSTEM CHECKS (КОНТРОЛЬ U + KC);
- ✓ AR with Sys.Sync. (АПВ З KC2): АПВ дозволено коли виконуються умови задані уставками АПС 2 (CS2) в основному меню SYSTEM CHECKS (КОНТРОЛЬ U + KC).

Функція контролю системи для АПВ має таку логіку:

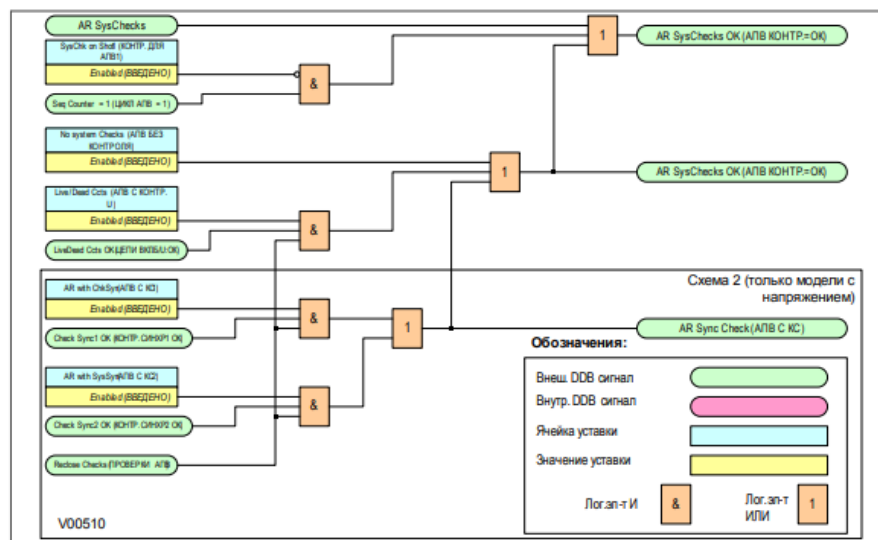


Рисунок 2.15. - Логіка функції контролю системи для АПВ

Пуск таймера готовності АПВ

Уставка tReclaim Extend (ЗБІЛЬШ. t ВЗВР.) дозволяє призупинити або не призупиняти відлік витримки часу таймера готовності АПВ при пуску захисту. При виборі опції 'No Operation' (НЕ ДІЯ) таймер повторної готовності запускається з моменту вмикання вимикача і працює до закінчення відліку витримки часу. Тому уставка таймера повторної готовності АПВ Reclaim Time (t ПОВЕРНЕННЯ АПВ) має бути більше, ніж час спрацьовування захистів з витримкою часу, для того щоб захист міг спрацювати раніше ніж АПВ повернеться у вихідний стан.

В деяких випадках застосування перевага має використання як уставки tReclaim Extend (ЗБІЛЬШ. t ВЗВР.) опції “On Prot. Start”. Ця функція дозволяє відкласти запуск таймера повторної готовності АПВ після увімкнення вимикача за допомогою сигналу запуску основного захисту або від чутливого захисту від замикань на землю. Завдяки цій опції уставки час повторної готовності не може закінчитися і повернути функцію АПВ у вихідний стан перш ніж не спрацюють захисту таймера повторної, що пустилися до закінчення витримки таймера готовності АПВ.

Оскільки при використанні відповідної уставки відлік витримки часу повторної готовності АПВ може бути припинено, то немає необхідності встановлювати витримку таймера більше часу спрацьовування захисту, і таким чином це дозволяє використовувати більш короткі часи готовності АПВ до повторної роботи. Короткий час повторної готовності АПВ дозволяє уникнути зайвого блокування функції у разі кількох послідовних нестійких КЗ за короткий період, наприклад, під час грози.

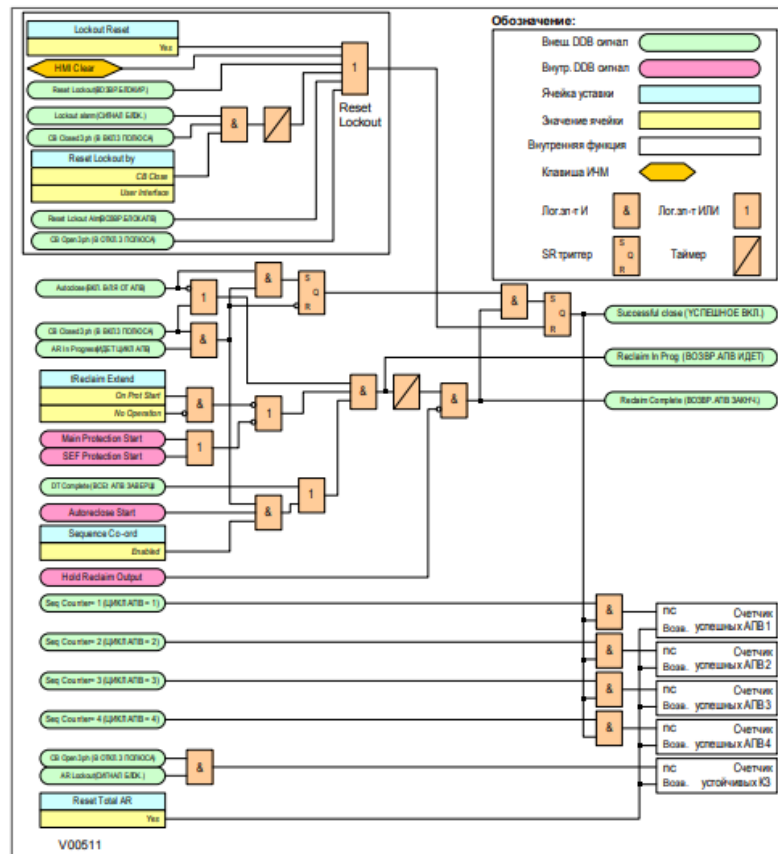


Рисунок 2.16 - Логіка часу повторної готовності АПВ

Заборона АПВ

Для того, щоб не допустити пуск АПВ при ручному включенні вимикача на існуюче коротке замикання уставка AR on Man Close (АПВ ПРИ РУЧН. УВІМК) повинна бути встановлена на 'Inhibited' (Заборона). Ця уставка забезпечує блокування пуску АПВ, протягом часу заданою уставкою таймера AR Inhibit Time (t ЗАПРЕТА АПВ) після ручного вмикання вимикача. Для заборони АПВ використовується така логіка:

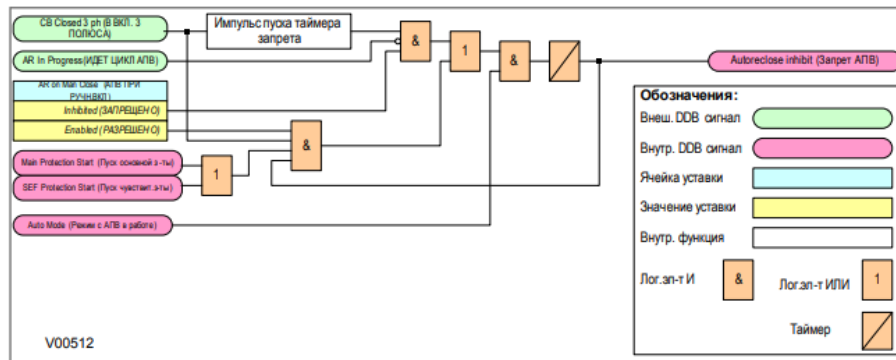


Рисунок 2.17 - Заборона пуску АПВ

Якщо спрацювання захисту в період відліку часу заборони запуск АПВ не відбувається. Інша опція забезпечується уставкою Man Close on Flt (РІЧН. УВІМК. НА КЗ). Якщо вибрано опцію 'Lockout' (БЛОКУЄТЬСЯ), то АПВ блокується (AR Lockout (АПВ БЛОКУВАННЯ)) при коротких замикання в протягом заборони АПВ після ручного включення. Якщо в якості уставки Man Close on Flt (РІЧН. УВІМК. НА КЗ) вибрано значення 'No Lockout' (НЕ БЛОКУЄТЬСЯ), то вимикач вимикається без АПВ, але функція АПВ не встановлюється в стан блокування.

Для того, щоб вимкнення в період заборони АПВ після ручного включення, вам може знадобитися блокувати вибрані швидкі неселективні захисту. Ви можете це зробити шляхом завдання як уставки Manual Close (РІЧН. ВКЛЮЧ. В) значення 'Block Inst Prot' (БЛОК. ШВИДК.ЗАЩ.). Уставка 'No Block' (БЕЗ БЛОКІРОВКИ) вводить усі органи захисту негайно після увімкнення вимикача.

Якщо в якості уставки AR on Man Close (АПВ ПРИ РУЧН. УВІМК) вибрано опцію 'Enabled' (ВВЕДЕНО), то АПВ може бути запущено відразу після включення вимикача, а уставки AR Inhibit Time (t ЗАХІД АРВ), Man Close on Flt (РУЧН. ВКЛЮЧ. В), у цьому випадку, не мають значення.

Блокування АПВ із виведенням з роботи

Якщо захист спрацьовує протягом часу відліку таймера готовності після останньої спроби повторного включення, то IED блокує функцію АПВ, яка

залишається виведеною до зняття стану блокування. При цьому генерується попереджувальний сигнал AR Lockout (АПВ БЛОКУВАННЯ). Вхід Block AR (блок. АПВ) блокує АПВ і виводить з роботи, якщо це відбуватися у циклі АПВ.

Блокування АПВ з виведенням з роботи може бути також викликане відмовою включення вимикача через неготовність приводу вимикача (низький тиск повітря, не заведені пружини тощо) або за відсутності синхронізму між напругою системи. Ці дві умови сповіщаються сигналами CB Unhealthy (Вимикач не готовий) та AR No Check Sync (Немає синхронізму для АПВ). Це показано на наступній логічній схемі блокування АПВ:

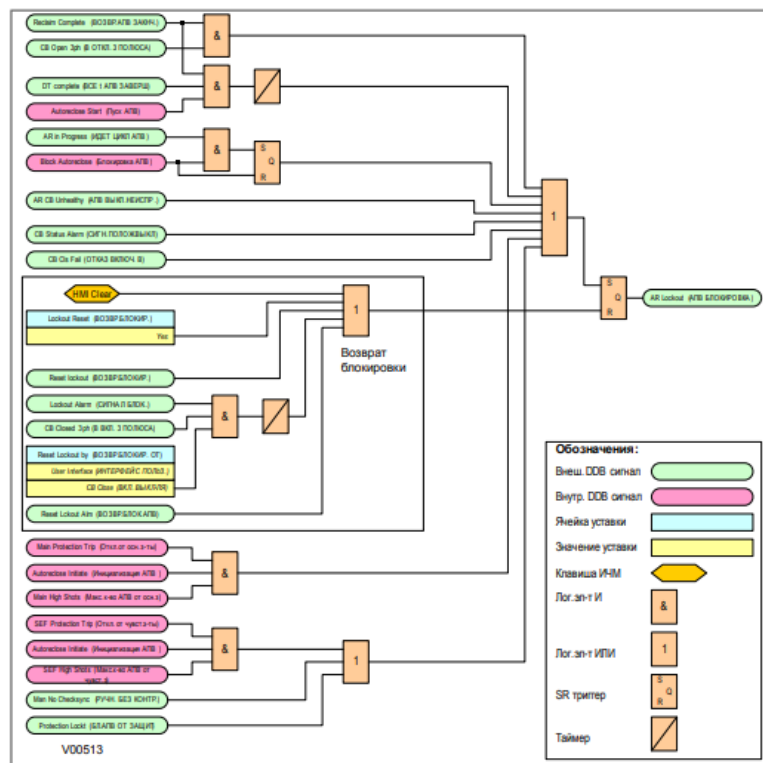


Рисунок 2.18 – Загальна логіка блокування АПВ

Блокування АПВ з виведенням функції з роботи може бути також викликане спрацюванням захисту в той час коли IED знаходиться в режимі Live Line (НАЯВ. НАПР.ЛИН.) або Non-auto (НЕАВТОМ. РЕЖИМ), а уставка Trip AR Inactive (ОТКЛ.ПРИ ВИБ.АПВ) встановлена на значення 'Lockout'

БЛОКУЄТЬСЯ). може бути викликана спрацюванням захисту після ручного вмикання вимикача, протягом часу відліку таймера AR Inhibit Time (t ЗАПРОТИ АПВ), якщо в якості уставки Manual Close on Flt (РИЧН. ВКЛ. НА КЗ) вибрано опцію “Lockout” (БЛОКУЄТЬСЯ).

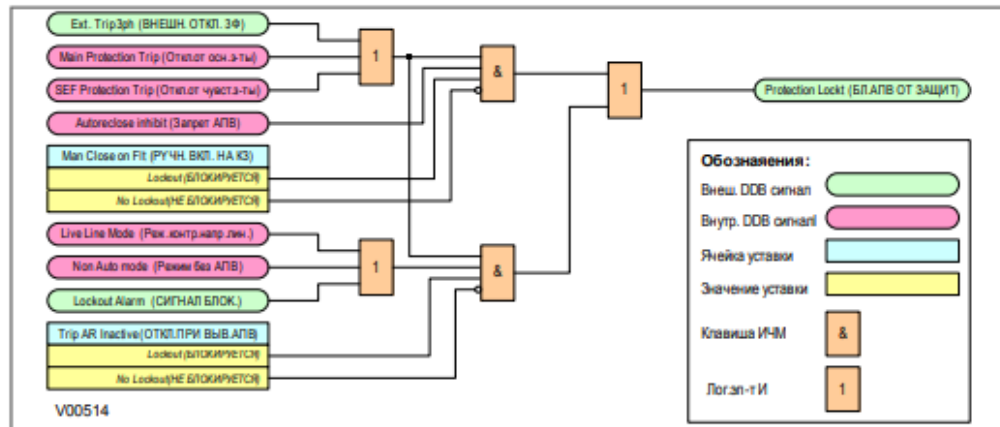


Рисунок 2.19. – Блокування при відключенні від захисту, коли АПВ недоступно

Вхід DDB 'Reset Lockout' може бути використаний для деблокування функції АПВ і скидання сигналів пов'язаних з роботою даної функції, за умови, що зник сигнал (умови) викликали блокування функції АПВ. Стан блокування може бути також знято за допомогою клавіші Скинути або за допомогою Lockout Reset (Повернення блокування) з колонки меню СВ CONTROL (КЕРУВАННЯ В).

Є дві різні уставки Reset Lockout by (ВЗВР.БЛОКІР. ОТ). Одна знаходиться у колонці СВ CONTROL (УПРАВЛІННЯ В), а інша у колонці AUTORECLOSE (АПВ).

Уставка Reset Lockout by у колонці СВ CONTROL (КЕРУВАННЯ В) використовується для включення або вимкнення автоматичного деблокування АПВ після ручного включення вимикача після закінчення витримки таймера Man Close Rst Dly (РУЧ.ВКЛ. t БЛАП).

Уставка Reset Lockout by (ВЗВР.БЛОКІР. ОТ) у колонці меню AUTORECLOSE (АПВ) використовується для введення/виводу повернення

блокування, коли IED знаходиться в режимі 'Non-auto' (НЕАВТОМ. РЕЖИМ).
Опції повернення блокування зведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. - Опції повернення блокування

Метод повернення блокування	Коли доступний
Інтерфейс користувача за допомогою клавіші Скинути. Примітка: Ця операція також повертає всі інші повідомлення захисту.	Завжди
Інтерфейс користувача за допомогою команди 'Lockout Reset' (ВЗВР.БЛОКИР.) з меню СВ CONTROL (КЕРУВАННЯ В).	Завжди
Опто вхід призначений як 'Reset Lockout' (ВЗВР.БЛОКИР.)	Завжди
Після успішного ручного увімкнення вимикача, якщо як уставка 'Reset Lockout by' у меню СВ CONTROL (КЕРУВАННЯ В) вибрано значення 'СВ Close' (УВІМК. ВИМК.).	Лише коли задано
Шляхом вибору режиму 'Non-auto' (НЕАВТОМ. РЕЖИМ), за умови що в як уставка 'Reset Lockout by' (ВОЗВР.БЛОКИР. ОТ) в меню AUTORECLOSE (АПВ) вибрано значення 'Select NonAuto' (ВИБІР НЕАВТ.РЕЖ.).	Лише коли задано

Узгодження послідовності

Установка Sequence Co-ord (КООРД. НАСЛІД. АПВ) у колонці меню AUTORECLOSE (АПВ) дозволяє виконати узгодження з іншими пристроями захисту, наприклад нижчестоящими реклоузерами встановленими на опорах.

Сигнали пуску основного або чутливого захисту від замикань на землю вказують на наявність струму короткого замикання, збільшують на одиницю лічильник послідовності АПВ і запускають таймер паузи АПВ незалежно від того, чи увімкнено. Після закінчення відліку витримки таймера паузи АПВ та повернення сигналів пуску захисту запускається таймер повторної готовності АПВ.

Ви повинні запрограмувати вище і нижче IED з функцією АПВ на однакову кількість спроб повторного включення до настання блокування і кількість відключень від миттєвих захисту, до того як миттєві захисту будуть заблоковані. Це дозволяє досягти того, що при стійкому КЗ на нижчому фідері обидва IED з функцією АПВ будуть мати однакові лічильники послідовності та одночасно блокують миттєві захисту. Якщо узгодження послідовності виведено, то вимикач повинен бути відключений для того, щоб почався відлік безструмової паузи і лічильник послідовності збільшився на одиницю.

При використанні функції узгодження послідовності для випадку з використанням нижчестоящих реклоузерів може знадобитися ввести миттєві захисту після того, як реклоузер заблокувався. Після того, як нижчестоящий реклоузер заблокувався, узгодження більше не потрібно. Це дозволяє вам мати в циклах АПВ відключення від миттєвих захистів, потім від залежних (IDMT), потім знову від миттєвого захисту. Миттєві захисту можуть бути заблоковані або не заблоковані для кожного відключення в циклі АПВ за допомогою уставок *Trip (n) Main* (ВІДКЛ.(n) ОСН.ЗАЩ.) та *Trip (n) SEF* (ВІДКЛ.(n) ЧЗЗ), *n* - номер відключення у циклі АПВ.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

Розділ «Ефективність та інтеграція сучасних програмних рішень у релейний захист» розглядає ключові аспекти автоматизації захисних заходів для ліній електропередавання (ЛЕП) надвисокої напруги та аналізу й оптимізації систем автоматичного повторного включення (АПВ). Основні висновки цього розділу включають:

Впровадження мікропроцесорних рішень значно підвищує ефективність захисту ЛЕП надвисокої напруги, забезпечуючи більш точний і швидкий аналіз аварійних ситуацій.

Сучасні алгоритми захисту дозволяють знизити ризики відключень та пошкоджень в електричних мережах, що сприяє підвищенню надійності та стабільності електропостачання.

Інтелектуальні системи моніторингу надають можливість оперативно виявляти та усувати несправності, забезпечуючи безперервну роботу ЛЕП.

Використання стандартів комунікацій таких як IEC 61850, покращує інтеграцію і координацію між різними елементами системи захисту, підвищуючи загальну ефективність захисних заходів.

АПВ значно підвищує надійність роботи ЛЕП за рахунок автоматичного відновлення живлення після короткочасних замикань, що зменшує час простою та підвищує якість електропостачання.

Оптимізація алгоритмів АПВ сприяє зниженню кількості хибних спрацьовувань та підвищенню точності роботи систем автоматичного включення.

Використання сучасних програмних платформ дозволяє реалізувати складні алгоритми АПВ, які адаптуються до різних умов експлуатації та забезпечують високу гнучкість управління.

Інтеграція АПВ з іншими системами автоматики підвищує загальну ефективність електромереж, забезпечуючи синхронізовану роботу різних захисних та контрольних механізмів.

Таким чином, впровадження сучасних програмних рішень у релейний захист та системи автоматичного повторного включення сприяє значному підвищенню надійності, стабільності та ефективності роботи електроенергетичних мереж. Інноваційні підходи до автоматизації захисних заходів та оптимізації АПВ є ключовими факторами для забезпечення безпеки та стійкості сучасних електричних систем.

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ:

В розділі «Ефективність АПВ: дослідження та практичні аспекти» магістерської роботи було детально розглянуто класифікацію АПВ, умови їх використання, обмеження та вимоги до застосування АПВ, а також оптимізацію чутливості струмових і дистанційних захистів. Висновки до цього розділу підсумовують результати досліджень і аналізу кожного з пунктів.

Було визначено основні типи автоматичних повторних включень (АПВ) та їхні особливості.

Проведено аналіз умов, за яких кожен тип АПВ є найбільш ефективним і доцільним для використання.

Встановлено, що вибір конкретного типу АПВ значною мірою залежить від параметрів мережі та характеру навантажень.

Розглянуто обмеження, що виникають при застосуванні АПВ, такі як вимоги до синхронізації та контроль напруги.

Визначено ключові вимоги, які повинні бути виконані для забезпечення безперебійної роботи системи АПВ.

Обговорено вплив різних факторів на роботу АПВ та надано рекомендації щодо мінімізації негативного впливу.

Проведено аналіз параметрів чутливості струмових та дистанційних захистів.

Встановлено, що оптимізація чутливості захистів дозволяє значно підвищити надійність і безпеку електроенергетичних систем.

Надано рекомендації щодо налаштування параметрів захистів для досягнення максимальної ефективності та своєчасного реагування на аварійні ситуації.

Таким чином, дослідження ефективності АПВ та їхніх практичних аспектів дозволило розробити рекомендації щодо оптимізації роботи систем АПВ, що сприяє підвищенню надійності та безпеки електроенергетичних систем.

Розділ «Ефективність та інтеграція сучасних програмних рішень у релейний захист» розглядає ключові аспекти автоматизації захисних заходів

для ліній електропередавання (ЛЕП) надвисокої напруги та аналізу й оптимізації систем автоматичного повторного включення (АПВ). Основні висновки цього розділу включають:

Впровадження мікропроцесорних рішень значно підвищує ефективність захисту ЛЕП надвисокої напруги, забезпечуючи більш точний і швидкий аналіз аварійних ситуацій.

Сучасні алгоритми захисту дозволяють знизити ризики відключень та пошкоджень в електричних мережах, що сприяє підвищенню надійності та стабільності електропостачання.

Інтелектуальні системи моніторингу надають можливість оперативно виявляти та усувати несправності, забезпечуючи безперервну роботу ЛЕП.

Використання стандартів комунікацій таких як IEC 61850, покращує інтеграцію і координацію між різними елементами системи захисту, підвищуючи загальну ефективність захисних заходів.

АПВ значно підвищує надійність роботи ЛЕП за рахунок автоматичного відновлення живлення після короточасних замикань, що зменшує час простою та підвищує якість електропостачання.

Оптимізація алгоритмів АПВ сприяє зниженню кількості хибних спрацьовувань та підвищенню точності роботи систем автоматичного включення.

Використання сучасних програмних платформ дозволяє реалізувати складні алгоритми АПВ, які адаптуються до різних умов експлуатації та забезпечують високу гнучкість управління.

Інтеграція АПВ з іншими системами автоматики підвищує загальну ефективність електромереж, забезпечуючи синхронізовану роботу різних захисних та контрольних механізмів.

Таким чином, впровадження сучасних програмних рішень у релейний захист та системи автоматичного повторного включення сприяє значному підвищенню надійності, стабільності та ефективності роботи електроенергетичних мереж. Інноваційні підходи до автоматизації захисних

заходів та оптимізації АПВ є ключовими факторами для забезпечення безпеки та стійкості сучасних електричних систем.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ:

1. Технічне обслуговування релейного захисту й автоматики електростанцій і електричних мереж. - Ч. 1: Електромеханічні реле. - М: Із НЦ ЕНАС, 2000.
2. Технічне обслуговування релейного захисту й автоматики електростанцій і електричних мереж. - Ч. 3: Статичні реле. - М: Із НЦ ЕНАС, 2000.
3. Технічне обслуговування релейного захисту й автоматики електростанцій і електричних мереж. - Ч. 4: Електроавтоматика. - М: Із НЦ ЕНАС, 2000.
4. Типове проектне рішення 407-0-164 Північно-Західного відділення Енергосетьпроект зі змінами від 27.12.2000.
5. CIGRE WG 34.04: "Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations", November 1991
6. DOMMEL H. W., "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multi-phase Networks", IEEE Trans. On Power Apparatus and systems, VOL. PAS-88, NO.4, PP. 388-399, April 1969
7. BERGMANN K., BRAUN K., ET. AL., "Advanced Fully Digital TCSC Real-time Simulation in Comparison With Computer Studies and On-site Testing", IN PROC. ICDS '99, Vasteras Sweden, May 1999.
8. Lenz, V. Erneuerbare Energien/ V. Lenz, M. Kaltschmitt, S. Janczik // BWK. Das Energie-Fachmagazine. Springer VDI Verlag. – 2013. – Nr. 4 (65). – S. 80-93.
9. Masters, Gilbert M. Renewable and Efficient Electric Power Systems / Gilbert M. Masters. – New Jersey: Wiley-Interscience, 2004. – 654 p.
10. <https://sms-a.ru/solutions/analysis/>
11. <http://iescorporation.org/facts/index.html>
12. <http://m.energyland.info/index.php?action=analiticview&id=64640&offset=1820&limit=10>

13. <http://digitalsubstation.com/blog/2013/06/20/kompleks-rtds-dlya-modelirovaniya-cifrovyykh-podstancijj-v-realnom-vremeni/>
14. <http://retom.com.ua/ru/retom-51/retom-51-ispytatelnyj-kompleks-dlya-releijnoj-zashchity-i-avtomatiki.html>

